

# **Informationsmanagement im Handel Strom**

*-Eine ökonomische Analyse des Informationseinsatzes aus Sicht  
deutscher Verbundunternehmen-*

Dissertation

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

durch den Fachbereich Wirtschaftswissenschaften der  
Universität - Essen

vorgelegt von

Dipl.-Kfm. Edgar Lehrmann

geboren in Bad Reichenhall

Essen 2001

Tag der mündlichen Prüfung:	18.04.2002
Erstgutachter:	Professor Dr. Schmitt
Zweitgutachter:	Professor Dr. Eicker

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>I</b>
<b>Verzeichnis der Abbildungen .....</b>	<b>X</b>
<b>Verzeichnis der Tabellen.....</b>	<b>XIII</b>
<b>Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen .....</b>	<b>XVII</b>
<b>Kapitel 1 Einführung.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Themenstellung.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Definition und Abgrenzung grundlegender Begriffe .....</b>	<b>2</b>
1.2.1 Begriff des Stromhandels und Handelsformen .....	2
1.2.2 “Informationsbegriffe” .....	4
1.2.2.1 Daten, Nachrichten, Informationen, Wissen.....	4
1.2.2.2 Informationsmanagement .....	5
1.2.2.3 Wissensmanagement.....	7
1.2.2.4 Informationsbedarf .....	9
1.2.2.5 Informationsbereitstellung.....	9
<b>1.3 Auswirkungen der Liberalisierung auf den Stromhandel.....</b>	<b>11</b>
1.3.1 “Traditioneller” Stromhandel.....	11
1.3.2 Veränderte Rahmenbedingungen des Handels durch die Liberalisierung der europäischen Stromwirtschaft.....	13
1.3.2.1 Binnenmarktrichtlinie Strom .....	14
1.3.2.2 Nationale Umsetzung.....	15
1.3.2.3 Verbändevereinbarung und „Codes“ .....	17
1.3.3 Stromhandel in einem liberalisierten Marktumfeld .....	20
1.3.3.1 Kennzeichen eines liberalisierten Stromhandelsmarktes.....	20
1.3.3.2 Erste deutsche Erfahrungen im liberalisierten Stromhandel .....	26
1.3.3.3 Auswirkungen für die Verbundunternehmen .....	32
<b>1.4 Bedeutung des Informationseinsatzes im liberalisierten Stromhandel.....</b>	<b>34</b>
1.4.1 Wettbewerbsvorteile als Voraussetzung für den Handelserfolg auf einem liberalisierten Strommarkt.....	34

1.4.2	Wettbewerbsvorteile und Ansätze der Handelsbetriebslehre.....	35
1.4.2.1	Handel als Träger von Distributionsfunktionen .....	35
1.4.2.2	Handel als Träger von Risiko .....	36
1.4.2.3	Handel als „Transaktionskosten-Rationalisierer“ .....	37
1.4.3	Informations- und Transaktionskostenvorteile als Beitrag des Informationseinsatzes.....	40
1.4.4	Die besondere “informatrische Situation” der Verbundunternehmen .....	42
<b>1.5</b>	<b>Zielsetzung und Gang der Arbeit .....</b>	<b>47</b>
1.5.1	Zwischenfazit und resultierende Problemstellung .....	47
1.5.2	Lösungsansatz und weitere Vorgehensweise .....	50

## **Kapitel 2 Rahmenbedingungen des Stromhandels in deutschen Verbundunternehmen.....53**

<b>2.1</b>	<b>Organisatorische Rahmenbedingungen .....</b>	<b>53</b>
2.1.1	Kernprozesse und Aufgaben des Stromhandels .....	54
2.1.2	Struktur typischer Stromhandelseinheiten .....	56
2.1.3	Einbindung einer Handelseinheit in ein Verbundunternehmen .....	59
2.1.3.1	Traditionelle Funktionsbereiche eines Verbundunternehmens .....	60
2.1.3.1.1	Erzeugung.....	60
2.1.3.1.2	Vertrieb.....	61
2.1.3.1.3	Systemoptimierung („Stromwirtschaft“).....	62
2.1.3.1.4	Netzbetrieb.....	64
2.1.3.2	Schnittstellen zwischen traditionellen Funktionsbereichen und dem Handel.....	65
2.1.3.2.1	Handel und Erzeugung .....	65
2.1.3.2.2	Handel und Vertrieb .....	66
2.1.3.2.3	Handel und Systemoptimierung .....	69
2.1.3.2.4	Handel und Netzbetrieb .....	70
2.1.3.3	Grundsätzliche Alternativen zur Gestaltung von Schnittstellen .....	70
2.1.3.3.1	Modell „Bündelung“ .....	71
2.1.3.3.2	Modell „Koordination“ .....	71
2.1.3.3.3	Modell „Trennung“ .....	71
2.1.3.3.4	Einschränkung organisatorischer Gestaltungsfreiheit durch das Energierecht .....	71
2.1.3.4	Effizienzbeurteilung unterschiedlicher Gestaltungsalternativen .....	72
2.1.3.4.1	Koordinationsaufwand versus Integrationsvorteile als Analyserahmen .....	72

2.1.3.4.2	Charakteristik von Schnittstellen und Koordinationsaufwand .....	74
2.1.3.4.2.1	Erzeugung und Netzbetrieb .....	74
2.1.3.4.2.2	Vertrieb .....	74
2.1.3.4.2.3	Systemoptimierung .....	76
2.1.3.4.3	Vor- und Nachteile der Integration des Handels in das Verbundunternehmen .....	78
2.1.3.4.3.1	Vorteile durch gemeinsame Ressourcennutzung .....	78
2.1.3.4.3.2	Vorteile durch Optimierung betrieblicher Funktionen .....	79
2.1.3.4.3.3	Nachteile der Integration .....	82
2.1.3.5	Fazit: Die effiziente Integration der Handelseinheit .....	83
<b>2.2</b>	<b>Produktspezifische Rahmenbedingungen .....</b>	<b>86</b>
2.2.1	Handelsprodukte im Überblick .....	87
2.2.1.1	Basisprodukte .....	88
2.2.1.1.1	Spotmarktlieferungen .....	88
2.2.1.1.2	Forwards und Futures .....	88
2.2.1.1.3	Optionen .....	89
2.2.1.2	Kombinierte Produkte .....	91
2.2.1.2.1	Swaps .....	91
2.2.1.2.2	Caps, Floors, Collars .....	93
2.2.1.2.3	Strukturierte Produkte .....	93
2.2.1.3	Sonstige Produkte .....	94
2.2.2	Mögliche Transaktionsmotive eines Verbundunternehmens .....	95
2.2.2.1.1	Spekulation .....	96
2.2.2.1.2	Arbitrage .....	96
2.2.2.1.3	Hedging .....	97
2.2.2.1.4	Befriedigung individueller Verbraucherbedarfe .....	98
2.2.2.1.5	Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf .....	98
2.2.3	Typisches Portfolio eines Verbundunternehmens .....	98
2.2.3.1	Definition von Geschäftsvorfällen je Transaktionsmotiv .....	99
2.2.3.1.1	Befriedigung individueller Bedarfe .....	99
2.2.3.1.2	Spekulation .....	101
2.2.3.1.3	Hedging .....	101
2.2.3.1.4	Arbitrage .....	103
2.2.3.1.5	Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf .....	104
2.2.3.2	Positionen resultierend aus Erzeugung und Vertrieb .....	104

<b>Kapitel 3 Ableitung des Informationsbedarfs aus den Aufgaben einer Stromhandelseinheit.....</b>	<b>106</b>
<b>3.1 Grundlagen der Informationsbedarfsermittlung.....</b>	<b>106</b>
3.1.1 Merkmale des Informationsbedarfs.....	106
3.1.2 Ansätze der Informationsbedarfsermittlung.....	109
3.1.2.1 Objektive und subjektive Verfahren.....	109
3.1.2.2 Möglichkeiten und Grenzen der objektiven Informationsbedarfsermittlung.....	111
3.1.2.3 Fazit.....	113
<b>3.2 Aufgaben und Informationsbedarf: „Erarbeitung eines Handelsplans“.....</b>	<b>114</b>
3.2.1 Grundlagen.....	114
3.2.1.1 Zielsetzung der Erarbeitung von Handelsplänen.....	114
3.2.1.2 Preisbildung auf Strommärkten.....	115
3.2.1.2.1 Grenzkosten als zentraler Preisbildungsmechanismus.....	115
3.2.1.2.2 Regionale Einflüsse auf die Preisbildung.....	119
3.2.1.3 Ausgewählte Ansätze der Marktprognose.....	121
3.2.1.3.1 Ökonometrische Modelle.....	121
3.2.1.3.2 Fundamentale Analyse.....	122
3.2.1.3.3 Technische Analyse.....	125
3.2.1.4 “Beobachtungsorientierte Analyse” versus “Satellitenmodell”.....	126
3.2.2 Teilaufgaben.....	127
3.2.2.1 Marktprognose.....	127
3.2.2.1.1 Fundamentale Analyse von Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten.....	128
3.2.2.1.1.1 Energieträger.....	129
3.2.2.1.1.2 Kraftwerkskosten.....	149
3.2.2.1.1.3 Kraftwerkseinsatz.....	153
3.2.2.1.1.4 Leistungsanforderung (Lastkurve).....	162
3.2.2.1.1.5 Zur Bedeutung unterschiedlicher Bestimmungsfaktoren.....	168
3.2.2.1.2 Technische Analyse.....	191
3.2.2.1.2.1 Interpretation technischer Signale.....	191
3.2.2.1.2.2 Weiterentwicklung der technischen Analyse.....	192
3.2.2.2 Bestimmung der Gesamtposition.....	192
3.2.2.2.1 Erfassung relevanter Positionen.....	193
3.2.2.2.2 Integration der Positionen im Handelsbuch.....	193
3.2.2.3 Ermittlung von Anpassungsbedarf im Portfolio.....	194
3.2.3 Informationsbedarf.....	195

<b>3.3 Aufgaben und Informationsbedarf: „Preisbewertung (Pricing)“</b>	<b>196</b>
3.3.1 Grundlagen	196
3.3.1.1 Zielsetzung der Preisbewertung	196
3.3.1.2 Finanzwirtschaftliche Preisbewertung	197
3.3.1.3 Besonderheiten des Stromhandels und Preisbewertung für Stromhandelsprodukte	197
3.3.1.3.1 Futures und Forwards	198
3.3.1.3.2 Optionen auf Futures und Forwards	203
3.3.1.3.3 Kombinierte Produkte	205
3.3.1.3.4 Wetterderivate	206
3.3.1.3.5 Besonderheiten des Pricing von Erzeugungskapazitäten	207
3.3.2 Teilaufgaben	208
3.3.2.1 Anwendung der Pricing-Methoden (anhand typischer Geschäftsvorfälle)	208
3.3.2.2 Weiterentwicklung der Pricing-Methoden	211
3.3.3 Informationsbedarf	212
<b>3.4 Aufgaben und Informationsbedarf: „Risikomanagement und – controlling“</b>	<b>214</b>
3.4.1 Grundlagen	214
3.4.1.1 Zielsetzung von Risikomanagement und -controlling	214
3.4.1.2 Finanzwirtschaftliches Risikomanagement	215
3.4.1.3 Besonderheiten des Stromhandels und Konsequenzen für das Risikomanagement in einem Verbundunternehmen	217
3.4.2 Teilaufgaben	221
3.4.2.1 Integration aller Risikopositionen	221
3.4.2.2 Quantifizierung von Risiken	222
3.4.2.2.1 Marktrisiken	222
3.4.2.2.1.1 Preis- und Volumenrisiko	222
3.4.2.2.1.2 Marktliquiditätsrisiko	228
3.4.2.2.1.3 Basisrisiko	229
3.4.2.2.2 Ausfallrisiken	232
3.4.2.2.2.1 Vorleistungsrisiko	232
3.4.2.2.2.2 Eindeckungsrisiko	232
3.4.2.3 Steuerung und Überwachung	233
3.4.2.3.1 Limitierung von Risiken	233
3.4.2.3.2 Laufende Überwachung und Anpassung	236
3.4.2.4 Weiterentwicklung der Methoden	237
3.4.3 Informationsbedarf	237

<b>3.5 Aufgaben und Informationsbedarf: „Identifikation eines Handelspartners“ .....</b>	<b>239</b>
3.5.1 Grundlagen .....	239
3.5.2 Teilaufgaben.....	240
3.5.2.1 Kontaktpflege .....	240
3.5.2.2 Auswahl potenzieller Partner und Kontaktaufnahme .....	240
3.5.2.3 Besonderheiten spezifischer Transaktionen .....	242
3.5.3 Informationsbedarf.....	242
<b>3.6 Aufgaben und Informationsbedarf: „Verhandlung und Abschluss“ .....</b>	<b>243</b>
3.6.1 Grundlagen.....	243
3.6.1.1 Zielsetzung.....	243
3.6.1.2 Verhandlungsmethodik im professionellen Einkaufsmanagement ....	244
3.6.1.3 Besonderheiten des Stromhandels .....	246
3.6.2 Teilaufgaben.....	248
3.6.2.1 Verhandlungsvorbereitung .....	248
3.6.2.1.1 Abschätzung des Verhandlungsraumes .....	248
3.6.2.1.2 Einschätzung der Verhandlungstreiber.....	250
3.6.2.2 Verhandlungsführung .....	250
3.6.3 Informationsbedarf.....	251
<b>3.7 Aufgaben und Informationsbedarf: „Settlement“ .....</b>	<b>252</b>
3.7.1 Grundlagen.....	252
3.7.2 Teilaufgaben.....	252
3.7.2.1 Handelsbestätigung und –abrechnung („Abwicklung“) .....	252
3.7.2.2 Netznutzung.....	254
3.7.2.3 Zahlungsverkehr und Verbuchung .....	257
3.7.2.4 Besonderheiten spezifischer Transaktionen .....	257
3.7.2.4.1 Finanzielles Settlement.....	258
3.7.2.4.2 Börsengeschäfte.....	258
3.7.2.5 Anpassungen an veränderte rechtliche Rahmenbedingungen .....	259
3.7.3 Informationsbedarf.....	259



<b>3.8</b>	<b>Fazit der Informationsbedarfsanalyse .....</b>	<b>260</b>
<b>Kapitel 4</b>	<b>Analyse von Informationsbereitstellungsprozessen.....</b>	<b>263</b>
<b>4.1</b>	<b>Originäre Informationsbereitstellung für die Durchführung von Handelstransaktionen .....</b>	<b>263</b>
4.1.1	Informationsbeschaffung.....	263
4.1.1.1	Grundlagen der Informationsbeschaffung .....	263
4.1.1.1.1	Informationswert als Grundlage der Beschaffungsentscheidung .....	264
4.1.1.1.2	Bewertungsparadoxon der Information .....	266
4.1.1.1.3	Informations- und Transaktionskostenvorteile in der Informationsbeschaffung .....	267
4.1.1.2	Eingrenzung des Suchraums.....	269
4.1.1.2.1	Potenzielle Eignung externer Quellen für den Stromhandel .....	269
4.1.1.2.1.1	Nachrichtendienste .....	270
4.1.1.2.1.2	Statistik- und Marktforschungsdienste .....	272
4.1.1.2.1.3	Firmenankünfteien .....	274
4.1.1.2.1.4	Unternehmensverbände .....	275
4.1.1.2.1.5	Fachzeitschriften.....	278
4.1.1.2.1.6	Marktteilnehmer .....	279
4.1.1.2.2	Potenzielles Informationsangebot interner Funktionsbereiche eines Verbundunternehmens.....	285
4.1.1.2.2.1	Erzeugung.....	287
4.1.1.2.2.2	Systemoptimierung.....	287
4.1.1.2.2.3	Netz.....	289
4.1.1.2.2.4	Vertrieb.....	289
4.1.1.2.2.5	Mögliche rechtliche Beschränkungen des internen Informationsaustauschs .....	290
4.1.1.3	Informationsbewertung.....	292
4.1.1.3.1	Ansätze zur Bestimmung des Informationswertes .....	292
4.1.1.3.1.1	Informationsnutzen.....	292
4.1.1.3.1.2	Informationskosten .....	297
4.1.1.3.1.3	Implikationen.....	299
4.1.1.3.2	Entwicklung eines Bewertungssystems.....	301
4.1.1.3.2.1	Methodischer Rahmen.....	301
4.1.1.3.2.2	Problembereiche des methodischen Rahmens.....	305
4.1.1.3.2.3	Organisatorischer Rahmen .....	306
4.1.1.3.3	Anwendung des Bewertungssystems.....	309
4.1.1.3.3.1	Allgemeine Vorgehensweise .....	309
4.1.1.3.3.2	Ausprägung der Bewertungskriterien.....	310

4.1.1.3.3.3	Implikationen für Beschaffungsentscheidungen .....	313
4.1.1.3.3.4	Informationsvorteile durch exklusive interne Marktinformationen.....	316
4.1.1.3.4	Fazit .....	318
4.1.2	Informationsabgabe.....	319
4.1.2.1	Grundlagen der Informationsabgabe .....	319
4.1.2.1.1	Informationsabgabe und Zugänglichkeit von Quellen .....	319
4.1.2.1.2	Bedeutung der Informationsabgabe im Stromhandel .....	320
4.1.2.1.3	Barrieren der Informationsabgabe .....	321
4.1.2.1.4	Informations- und Transaktionskostenvorteile in der Informationsabgabe .....	324
4.1.2.2	Ableitung von Gestaltungshinweisen für den Stromhandel zur Überwindung von Abgabebarrrieren .....	325
4.1.2.2.1	Relevanz von Abgabebarrrieren im Stromhandel.....	325
4.1.2.2.2	Ansätze des Wissensmanagements zur Überwindung von Abgabebarrrieren und ihre Eignung für den Stromhandel.....	326
4.1.2.2.3	Grundzüge eines Anreizsystems zur Steigerung der Abgabebereitschaft .....	335
4.1.2.2.4	Fazit .....	339
4.1.3	Informationsübertragung.....	340
4.1.3.1	Grundlagen der Informationsübertragung .....	340
4.1.3.1.1	Systemtechnische Unterstützung als zentraler Gestaltungsparameter des Informationsflusses .....	340
4.1.3.1.2	Informations- und Transaktionskostenvorteile in der Informationsübertragung .....	345
4.1.3.2	Ableitung von Gestaltungsempfehlungen für den Stromhandel.....	346
4.1.3.2.1	Anforderungen an die Gestaltung der Datenbasis .....	346
4.1.3.2.1.1	Der optimale Integrationsgrad.....	346
4.1.3.2.1.2	Das typische Systemumfeld des Stromhandels .....	350
4.1.3.2.1.3	Informationsflüsse im Stromhandel und Implikationen für die Datenbasis .....	353
4.1.3.2.2	Anforderungen an die Funktionalität.....	360
4.1.3.2.3	Fazit .....	366
4.1.4	Exkurs: Auswirkungen von internetbasiertem Handel (eTrade) auf den Informationseinsatz.....	368
4.1.4.1	Kennzeichen von elektronischem Handel .....	368
4.1.4.2	Auswirkungen auf die Teilprozesse der Informationsbereitstellung.....	372
4.1.4.2.1	Informationsbeschaffung .....	372
4.1.4.2.2	Informationsabgabe .....	374

4.1.4.2.3	Informationsübertragung .....	375
4.1.4.3	Fazit .....	375
<b>4.2</b>	<b>Möglichkeiten der Qualitätssicherung durch Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung.....</b>	<b>376</b>
4.2.1	Notwendigkeit der Validierung aus ökonomischer Sicht.....	376
4.2.2	Gestaltungsoptionen in der Validierung und ihre Eignung .....	379
4.2.2.1	Auswahl relevanter Informationen zur Validierung der Informationsverarbeitung .....	379
4.2.2.2	Externe Wissensträger als potenzielle Quellen validierungsrelevanter Informationen.....	381
4.2.2.3	Ansätze des Informationstransfers.....	387
4.2.3	Fazit.....	391
<b>Kapitel 5</b>	<b>Resümee und Ausblick.....</b>	<b>393</b>
<b>5.1</b>	<b>Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse.....</b>	<b>393</b>
<b>5.2</b>	<b>Ausblick: Umsetzung eines integrierten Informationssystems als künftige Herausforderung.....</b>	<b>396</b>
	<b>Verzeichnis des Anhangs.....</b>	<b>405</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>440</b>

## Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1:	Ebenen des Informationsmanagements .....	6
Abbildung 2:	Systematisierung von Informationsquellen .....	10
Abbildung 3:	Struktur der Energieversorgung in Deutschland vor der Liberalisierung.....	12
Abbildung 4:	Entwicklung des Handelsvolumens in den USA und des nordischen Marktes nach der Liberalisierung.....	22
Abbildung 5:	Volumen und Margen ausgewählter US-Top 10-Händler (in TWh und %)......	24
Abbildung 6:	Preisentwicklung NordPool (Elspot-Systempreis), 13.07.1995-01.10.2001 .....	25
Abbildung 7:	Entwicklung des VIK-Preisindexes, März 1998-Oktober 2001 .....	27
Abbildung 8:	Gesamtkosten der Ware Strom .....	38
Abbildung 9:	Kontaktökonomie des Handels .....	39
Abbildung 10:	Regelzonen deutscher Übertragungsnetzbetreiber (Stand 01.10.2001).....	43
Abbildung 11:	Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung .....	44
Abbildung 12:	Aufgaben- und Prozessmodell für den Stromhandel .....	54
Abbildung 13:	Typisches Organigramm einer Stromhandelseinheit.....	59
Abbildung 14:	Analyserahmen zur Beurteilung organisatorischer Gestaltungsmöglichkeiten.....	73
Abbildung 15:	Effizienz unterschiedlicher organisatorischer Gestaltungsalternativen.....	84
Abbildung 16:	Geschäftsmodell eines VU mit integriertem Handel.....	86
Abbildung 17:	Klassifikation von Stromhandelsprodukten.....	87
Abbildung 18:	Gewinn- und Verlustdiagramm eines Long Forward .....	89
Abbildung 19:	Gewinn- und Verlustdiagramme der Optionsgrundpositionen.....	90
Abbildung 20:	Grundprinzip des Plain-Vanilla-Swaps .....	92
Abbildung 21:	Zusammenhang zwischen Informationsangebot, objektivem und subjektivem Informationsbedarf.....	110
Abbildung 22:	Prinzip kurzfristiger Preisbildung nach Systemgrenzkosten .....	117
Abbildung 23:	Prinzip der Preisbildung nach Systemgrenzkosten in Abhängigkeit des Prognosehorizonts .....	118
Abbildung 24:	Physikalische Stromaustausche im Jahre 2000 (in GWh) .....	120
Abbildung 25:	Forwardkurve für Spitzenlast-Strom zum 30.06.00 .....	123

Abbildung 26: Prinzip der Modellierung des Strompreises mit Hilfe von „Satellitenmodellen“ .....	126
Abbildung 27: Erzeugungsstruktur in Deutschland und Kernregionen im Jahre 2000 .....	130
Abbildung 28: Handelsströme des Steinkohleseeverkehrs in 2000 (Mio. Tonnen) ...	132
Abbildung 29: Marktstruktur und Prinzip der Preisbildung auf Steinkohlemärkten .....	134
Abbildung 30: Zusammenhang Kohle und Rohöl 1973-2000 .....	135
Abbildung 31: Preisentwicklung Rohöl, Erdgas und Kraftwerkskohle 1973-2000 ...	140
Abbildung 32: Beispielhafte Maßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung bei fossilbefeuerten Dampfkraftwerken und ihre typischen Auswirkungen .....	148
Abbildung 33: Zeitaufwand einer typischen GuD-Revision nach 48.000 Stunden Betriebszeit .....	155
Abbildung 34: Prinzip der Strompreisbildung zu Grenzkosten im Falle von Autarkie und perfektem Freihandel .....	157
Abbildung 35: Vereinfachtes ökonomisches Kalkül eines Kraftwerksbetreibers in der Stilllegungsentscheidung .....	161
Abbildung 36: Lastkurven bundesdeutscher Stromverbraucher an typischen Winter- und Sommertagen und Nettokapazitäten in der kurzfristigen Einsatzreihenfolge (in GW) .....	171
Abbildung 37: Entwicklung der durchschnittlichen Auslastung des deutschen Kraftwerksparks im Jahresvergleich .....	173
Abbildung 38: Bedeutung von Bestimmungsfaktoren der Energie- und Kraftwerkskosten .....	176
Abbildung 39: Wartungsplan für deutsche Atomkraftwerke im Jahre 2000 .....	179
Abbildung 40: Entwicklung der Netznutzungsentgelte in deregulierten Märkten .....	183
Abbildung 41: Bedeutung von Bestimmungsfaktoren des Kraftwerkseinsatzes .....	184
Abbildung 42: Einflussbereich des Bestimmungsfaktors „Temperatur“ in den Kernländern .....	185
Abbildung 43: Bedeutung der Bestimmungsfaktoren des Verbrauchs .....	188
Abbildung 44: Wahl der Pricingmethoden in Abhängigkeit von der Datenlage .....	201
Abbildung 45: An- und Verkaufspreise deutscher Broker für den 06.07.00 .....	209
Abbildung 46: Integriertes Risikomanagement in einem VU .....	220
Abbildung 47: Darstellung einer VAR-Verteilung .....	224
Abbildung 48: Prinzip der Volatilitätsentwicklung von Terminkontrakten im Zeitablauf .....	227

Abbildung 49: Eckpunkte des Verhandlungsraums.....	245
Abbildung 50: Ausschnitt eines Musterfahrplans.....	255
Abbildung 51: Bezugsrahmen für die Beschaffung von Informationen in Abhängigkeit von Informationsnutzen und -kosten .....	265
Abbildung 52: Beispiel einer Informationsbewertung unter Unsicherheit .....	293
Abbildung 53: Methodischer Rahmen zur Bestimmung des Nutzens von Informationen und Quellen.....	302
Abbildung 54: Beschaffungsmatrix .....	314
Abbildung 55: Barrieren des Informations- und Wissensaustauschs im Unternehmen (in % aus Sicht der Befragten).....	322
Abbildung 56: IT-Einsatz in Abhängigkeit von der Art auszutauschender Informationen .....	334
Abbildung 57: Ermittlung der Bemessungsgrundlage.....	338
Abbildung 58: Know-how-Struktur potenzieller externer Partner .....	386
Abbildung 59: Systemarchitektur zur Unterstützung des Bereitstellungsprozesses...	404

## Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1:	Teilprozesse der Informationsbereitstellung.....	11
Tabelle 2:	Stufenweise Öffnung des Strommarktes nach Vorgabe der EU-Richtlinie.....	15
Tabelle 3:	Grad der Marktöffnung in 15 Ländern der europäischen Union, Stand: Mitte 2000 .....	16
Tabelle 4:	Handelsvolumen und Marktanteile in Deutschland aktiver europäischer Großhändler (Prognose 2001) .....	29
Tabelle 5:	Beiträge des Informationseinsatzes für die Schaffung von Wettbewerbsvorteilen im Großhandel mit Strom.....	40
Tabelle 6:	Kennzahlen zu Vertrieb und Erzeugung deutscher VU im Jahre 1998 .....	45
Tabelle 7:	Kundensegmente nach Verantwortungsbereichen.....	67
Tabelle 8:	Typische Vertriebsprodukte deutscher Verbundunternehmen und korrespondierende Handelsprodukte .....	68
Tabelle 9:	Klassifikation exotischer Optionen.....	91
Tabelle 10:	Geschäftsvorfall 1a und 1b, Strukturierte Produkte .....	100
Tabelle 11:	Geschäftsvorfall 2a, Wetterderivat .....	101
Tabelle 12:	Geschäftsvorfall 2b, Long-Position NordPool .....	102
Tabelle 13:	Geschäftsvorfall 2c, Location-Swap.....	103
Tabelle 14:	Geschäftsvorfall 3, Intertemporäre Arbitrage in einer Tolling-Konstruktion .....	103
Tabelle 15:	Positionen des Musterportfolio, resultierend aus Erzeugung und Vertrieb (in MW).....	105
Tabelle 16:	Katalog möglicher Informationseigenschaften.....	107
Tabelle 17:	Merkmale zur Beschreibung des Informationsbedarfs .....	108
Tabelle 18:	Verfahren zur Ermittlung des Informationsbedarfs .....	110
Tabelle 19:	Stromaustausch zwischen Deutschland und Nachbarländern im Jahre 2000 (in GWh) .....	121
Tabelle 20:	Kostenstruktur südafrikanischer Steinkohle im Jahre 1999 (verschifft über nordeuropäischen Hafen bis Kraftwerk).....	133
Tabelle 21:	Informationsbedarf zur Bestimmung der Energieträgerkosten von Steinkohle (Auswahl) .....	137
Tabelle 22:	Kostenstruktur Erdgas .....	138

Tabelle 23:	Informationsbedarf zur Bestimmung der Energieträgerkosten von Gas .....	141
Tabelle 24:	Struktur der Brennstoffkreislaufkosten am Beispiel eines deutschen 1300 MW Druckwasserreaktors im Jahre 1999.....	143
Tabelle 25:	Informationsbedarf zur Bestimmung der Energieträgerkosten von Uran .....	145
Tabelle 26:	Umwandlungssysteme für Strom auf Basis erneuerbarer Energie .....	146
Tabelle 27:	Entwicklung des Wirkungsgrades (in %) nach Kraftwerksarten, 1995-2020 .....	148
Tabelle 28:	Informationsbedarf zur Bestimmung der technischen Effizienz .....	149
Tabelle 29:	Kapazitäts- und Betriebskostenübersicht.....	149
Tabelle 30:	Richtwerte der Kapazitäts- und Betriebskosten nach Kraftwerksart (in Pf/kWh).....	150
Tabelle 31:	Erfahrungswerte für Bauzeiten nach Kraftwerksart .....	151
Tabelle 32:	Informationsbedarf zur Bestimmung der Kraftwerkskosten .....	153
Tabelle 33:	Leistungsbegriffe .....	153
Tabelle 34:	Informationsbedarf zur Bestimmung der Auswirkungen von Schwankungen der Kraftwerksverfügbarkeit .....	156
Tabelle 35:	Informationsbedarf zur Bestimmung der Auswirkungen von Handelsbeschränkungen .....	160
Tabelle 36:	Informationsbedarf zur Bestimmung der Auswirkungen von Kraftwerksstrukturveränderungen .....	162
Tabelle 37:	Verbrauch nach Sektoren und Einsatzzwecken 1998 in TWh (Deutschland und Kernländer).....	163
Tabelle 38:	Informationsbedarf zur Bestimmung des Verbrauchs (Beispiele nach Sektoren und Einsatzzwecken) .....	166
Tabelle 39:	Indikation zu Einfluss und Veränderlichkeit von Bestimmungsfaktoren der Energieträger- und Kraftwerkskosten .....	175
Tabelle 40:	Indikation zu Einfluss und Veränderlichkeit von Bestimmungsfaktoren des Kraftwerkseinsatzes .....	177
Tabelle 41:	Saisonale Verfügbarkeit (%) von Laufwasserkraftwerken nach Kernregionen .....	180
Tabelle 42:	Leistungszugang aus im Bau befindlicher Neu- und Erweiterungsbauten in Kraftwerken der Stromversorger, 1998-2003 .....	181
Tabelle 43:	Nettotransferkapazitäten in Spitzenlastzeiten Deutschland zu angrenzenden Ländern (in MW).....	182



Tabelle 44:	Bedeutung einzelner Bestimmungsfaktoren des Verbrauchs .....	186
Tabelle 45:	Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten nach Bedeutung .....	189
Tabelle 46:	Transformation von Kraftwerken und Vertriebsgeschäften in Handelspositionen.....	194
Tabelle 47:	Gängige Preisindizes im deutschen Marktumfeld zum 01.09.2001 ...	199
Tabelle 48:	Unterschiede der Ausgestaltung von Optionen auf Kraftwerkskapazitäten im Vergleich zu Optionen auf einen Stromfuture .....	207
Tabelle 49:	Benötigte Daten zum Pricing der typischen Geschäftsvorfälle .....	213
Tabelle 50:	Typische finanzwirtschaftliche Risikoarten .....	215
Tabelle 51:	Risiken auf einem liberalisierten Strommarkt im Vergleich zur Finanzwirtschaft .....	217
Tabelle 52:	Fiktives Handelsbuch auf Basis der typischen Geschäftsvorfälle .....	221
Tabelle 53:	Risikofaktoren des Musterportfolio .....	223
Tabelle 54:	Physische Netto-Spotpositionen im Musterportfolio in Leistungseinheiten .....	225
Tabelle 55:	Datenbasis zur Bestimmung der Verteilungseigenschaften der Risikofaktoren resultierend aus Geschäftsvorfällen des Musterportfolio .....	226
Tabelle 56:	Fiktives Beispiel zur Bestimmung des Zeitbasisrisikos .....	230
Tabelle 57:	Netto-Spotposition des Musterportfolio nach Erfüllungsorten (in MW).....	231
Tabelle 58:	Ratingkriterien in standardisierten Verfahren großer Agenturen .....	235
Tabelle 59:	Inputfaktoren zur Quantifizierung der Marktrisiken im Musterportfolio .....	238
Tabelle 60:	Kriterien zur Vorauswahl potenzieller Handelspartner .....	241
Tabelle 61:	Informationsbedarf abgeleitet aus Teilaufgaben des Settlement .....	260
Tabelle 62:	Interessenslagen der Marktteilnehmerverbände .....	277
Tabelle 63:	Systematisierung, Verwendung und potenzielle Eignung externer Quellen für Handel mit Strom .....	282
Tabelle 64:	Ableitung eines sachlogisch vorhandenen internen Informationsangebotes aus den Aufgaben der Funktionsbereiche eines Verbundunternehmens.....	286
Tabelle 65:	Kostenarten in der Informationsbeschaffung.....	298
Tabelle 66:	Implikationen der Ansätze zur Bestimmung des Informationsnutzens .....	300
Tabelle 67:	Nutzendimensionen und -kriterien für die Informationsbewertung ...	303

Tabelle 68:	Mögliche Kontrollfragen zur Objektivierung der Bewertung von Nutzenkriterien .....	307
Tabelle 69:	Übersicht über Zugang zu den Quellen des Untersuchungsraumes ...	310
Tabelle 70:	Begründung unterschiedlicher Bewertungen der Kriterien „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“ und „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“ .....	311
Tabelle 71:	Schwer zugängliche Informationen im Stromhandel .....	321
Tabelle 72:	Bedeutende Informationen aus „Pull“-Quellen und Barrieren der Weitergabe .....	325
Tabelle 73:	Mögliche Ansätze zur Überwindung der Information- und Wissensbarrieren.....	327
Tabelle 74:	Kennzahlen zur Messung der Informationsabgabeleistung.....	328
Tabelle 75:	Beispielhafter Inhalt eines „News Flash“ zur Förderung des Informationsaustauschs.....	329
Tabelle 76:	Umsetzung von Ansätzen der Wissensabgabe auf den Stromhandel.....	339
Tabelle 77:	Vergleich von Integrationsformen mit und ohne systemtechnische Unterstützung.....	344
Tabelle 78:	Formen der Interdependenz .....	347
Tabelle 79:	Analyserahmen für die Integrationsgestaltung .....	349
Tabelle 80:	Informationsflüsse und Nutzenanteil am Gesamtnutzen zwischen Quellen und Aufgabenträgern des Handels .....	356
Tabelle 81:	Empfehlungen zur Integration von Informationsflüssen .....	367
Tabelle 82:	Prognostizierte Marktanteile verschiedener Handelskanäle in 2004 .....	369
Tabelle 83:	Auswirkungen elektronischer Marktplätze auf die Informationsbeschaffung .....	372
Tabelle 84:	Informationsnutzen nach Kernprozessen des Stromhandels (in %) ...	377
Tabelle 85:	Kontrollfragen zur Validierung im Informationsverarbeitungsprozess .....	380
Tabelle 86:	Mögliche Ansatzpunkte für Vergleiche im Benchmarking .....	389
Tabelle 87:	Systemkomponenten abgeleitet aus den Kernprozessen des Stromhandels .....	398

## Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen

Abb.	Abbildung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
APX	Amsterdam Power Exchange
ARA	Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen
ARIS	Architektur integrierter Informationssysteme
BAK	Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen
BATNA	Best Alternative Solution to negotiated agreement
BGW	Bundesverband der deutschen Gas und Wasserwirtschaft
BH	Buchhaltung
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
CBOT	Chicago Board of Trade
CDD	Kühlgradtag
CEPI	Central European Power Index
CPE	California Power Exchange
DatF	Deutsches Atomforum
DB	Dun & Bradstreet
DE	Direkte Endlagerung
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein
DJ	Dow Jones
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEX	European Energy Exchange
EIREM	European InterRegional Electricity Model
EPRM	Energy and Power Risk Management (Zeitschrift)
ERP	Enterprise Resource Planning
ETSO	European Transmission System Operators
EURELECTRIC	Union of the Electricity Industry,
Eurogas	European Union of the European Natural Gas Industry
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Foratom	European Atomic Forum
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GP	Gliederungspunkt
GPI	German Power Index
GuD	Gas- und Dampf
GVST	Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus
GV	Geschäftsvorfall
GWh	Gigawattstunde
HD	Händler

HDD	Heizgradtag
IEA	International Energy Agency
IPE	International Petroleum Exchange
IT	Informationstechnologie
IuK	Information und Kommunikation
KA	Kreditanalyst
k.A.	keine Angabe
KontraG	Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich
KW	Kraftwerk
KWG	Kreditwirtschaftsgesetz
kWh	Kilowattstunde
LAA	Least Acceptable Agreement
LPX	Leipzig Power Exchange
MA	Marktanalyst
Mafo	Marktforschung
MAH	Mindestanforderungen für das Betreiben von Handelsgeschäften
MDO	Most Desired Outcome
MWh	Megawattstunde
NVE	norges vassdrags- og energidirektorat
NOK	Norwegische Krone
Nymex	New York Mercantile Exchange
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OTC	Over the Counter
o.D.	ohne Datum
o.S.	ohne Seitenangabe
o.V.	ohne Verfasser
PAR	Profit-at-Risk
PIM	Personal Information Management
PM	Portfoliomanager
POU	Public Owned Utility
RC	Risikocontrolling
RCU	Rural Cooperative Utility
RM	Risiko-Management
RVU	Regionalversorgungsunternehmen
RWI	Rheinisch Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
S&H	Stromwirtschaft und Handel
SKE	Steinkohleäquivalent
SQL	Structured Query Language
SW	Stadtwerke
SWEP	Swiss Electricity Price Index
TA	Technischer Analyst

UCTE	Verein für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie
VAR	Value-at-Risk
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDKI	Verein deutscher Kohleimporteure
VIK	Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VU	Verbundunternehmen
VV	Verbändevereinbarung
WA	Wiederaufbereitung
WiST	Wirtschaftswissenschaftliches Studium
WISU	Das Wirtschaftsstudium (Zeitschrift)
WpHG	Wertpapierhandelsgesetz
ZfB	Zeitschrift für die Betriebswirtschaft
ZV	Zahlungsverkehr

# Kapitel 1 Einführung

## 1.1 Themenstellung

Die Liberalisierung des deutschen und europäischen Strommarktes wird dessen Struktur und Ausrichtung so grundlegend verändern wie keine andere Entwicklung in der Geschichte dieses Wirtschaftszweiges. Die seit Jahrzehnten bestehenden Monopole der Versorgungsunternehmen sind aufgelöst. In dem zukünftigen Wettbewerbssystem bestimmen nicht mehr die Kosten den Preis, sondern Marktpreise bestimmen, welche Kosten noch verkraftbar sind. Eine wesentliche Veränderung erlebt dabei der Handel mit Strom, fand er doch in der Vergangenheit im eher überschaubaren Rahmen des UCTE-Verbundes (ehemals UCPTÉ<sup>1</sup>) statt. Neue Marktteilnehmer, neue Produkte und vor allem Wettbewerb um die knappen Handelsmargen bestimmen den Stromhandel im liberalisierten Marktumfeld. Etablierte Unternehmen und Neueinsteiger müssen sich grundlegende Gedanken machen, wie sie sich auf dem neuen Handelsmarkt künftig etablieren bzw. mit welchem Wertschöpfungsbeitrag sie ihre künftige Daseinsberechtigung ökonomisch legitimieren wollen. Um im liberalisierten Stromhandel Erfolg zu haben, müssen die Unternehmen in der Lage sein, Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Marktteilnehmern zu generieren. Da der Wertschöpfungsbeitrag des Handels im Wesentlichen aus der Beschaffung, Verarbeitung und Verwertung von Informationen über die Erzeuger- und Absatzmärkte resultiert, liegen im Faktor „Information“ auch die Quellen potenzieller Wettbewerbsvorteile. Somit kommt dem Informationsmanagement einer Stromhandelseinheit eine herausragende Bedeutung zu.

Die vorliegende Arbeit adressiert den Bereich des Informationseinsatzes aus Sicht deutscher Verbundunternehmen im Großhandel mit Strom. Informationseinsatz wird in dieser Arbeit als Teilbereich des Informationsmanagements verstanden und befasst sich mit der Bereitstellung von Informationen zur Deckung des Informationsbedarfs eines

---

<sup>1</sup> UCPTÉ stand für „Union für die Koordinierung der Produktion und des Transportes elektrischer Energie“ und war die Interessensvertretung der kontinentaleuropäischen VU. Mit der Trennung des Netzbetriebes von den restlichen Versorgungsfunktionen des VU im Zuge der Liberalisierung wurde Anfang 2000 „Produktion“ aus dem Namen gelöscht; vgl. <http://www.ucte.org>.

Aufgabenträgers. Somit wird der Bereich der Informationsverarbeitung durch Aufgabenträger und Systeme explizit von der Analyse ausgeklammert. Ferner werden durch die Fokussierung auf den Großhandel der Verbundunternehmen die Bereiche des Einzelhandels mit Endverbrauchern sowie die Handelsaktivitäten unabhängiger Händler bzw. von Stadtwerken und Regionalversorgern explizit ausgeklammert. Im Folgenden sollen die Motivation und die Zielsetzung dieser Arbeit sowie die gemachten Beschränkungen ausführlich dargelegt werden. Hierzu wird in GP 1.3 ausgehend vom traditionellen Stromhandel im UCTE-Verbund gezeigt, wie die verschiedenen Liberalisierungsschritte das Handelsumfeld verändern und welche Implikationen sich für die Marktteilnehmer ergeben. GP 1.4 zeigt die Bedeutung des Informationseinsatzes für den Erfolg auf einem liberalisierten Stromhandelsmarkt. Um eine sinnvolle Argumentation zu ermöglichen, ist es erforderlich, in GP 1.2 einige wenige Begriffe zum Handel sowie aus dem Themenbereich „Information“ vorab zu definieren und abzugrenzen.

## **1.2 Definition und Abgrenzung grundlegender Begriffe**

### **1.2.1 Begriff des Stromhandels und Handelsformen**

In der betriebswirtschaftlichen Literatur wird von „Handel in einem weiten funktionellen Sinn“ gesprochen, wenn Wirtschaftsgüter zwischen Wirtschaftssubjekten ausgetauscht werden.<sup>2</sup> Bezieht man sich nur auf die Fälle, in denen bewegliche Sachgüter verkauft werden, die von der verkaufenden Unternehmung nicht wesentlich bearbeitet wurden, so wird von „Handel im engen funktionellen Sinn“ gesprochen. Stromhandel im engen funktionellen Sinn kann daher als Austausch von Strom bzw. auf Strom bezogener Produkte (Derivate) zwischen den Marktteilnehmern verstanden werden. Er kann sich in verschiedenen Formen manifestieren, die sich nach folgenden Kriterien klassifizieren lassen:

---

<sup>2</sup> Vgl. Müller-Hagedorn (1993) Sp. 1565.

### *Handelsstufe*

Allgemein unterscheidet sich die Stufe des Großhandels vom Einzelhandel, weil hier der Absatz auf andere Händler oder professionelle Marktteilnehmer, z.B. Aggregatoren, Investmenthäuser, Banken oder Großverbraucher, gerichtet ist.<sup>3</sup> Im Einzelhandel ist der Vertragspartner ausschließlich im Verbrauchermarkt zu finden, insbesondere Haushalte und kleines Gewerbe. Ein besonderes Kennzeichen des Großhandels mit Strom ist, dass die physischen Transaktionen weitestgehend auf der Spannungsebene 220/380 kV der Übertragungsnetze (Höchstspannungsebene) stattfinden bzw. im Falle derivativer Transaktionen auf Strom dieser Spannungsebene bezogen sind.<sup>4</sup>

### *Fristigkeit*

Stromhandelstransaktionen, die bei Abschluss auf eine Erfüllung innerhalb eines Tages (day-ahead) bis einer Woche (week-ahead) ausgelegt sind, werden im Allgemeinen als Spotmarkttransaktionen bezeichnet. Alle darüber hinausgehenden Fristigkeiten werden den Termingeschäften zugeordnet.<sup>5</sup> Die derzeit maximale Frist im Stromhandel liegt bei ca. 3 Jahren.<sup>6</sup>

### *Handelsobjekt*

Wie oben bereits erwähnt, kann eine Transaktion auf den physischen Austausch von Strommengen oder davon abgeleitete Produkte (Derivate) zielen. Klassische Derivate sind Futures, Forwards, Swaps und Optionen.<sup>7</sup> Derivate können eine physische Lieferung in der Zukunft oder einen finanziellen Ausgleich („cash settlement“) beinhalten.<sup>8</sup>

### *Handelsarten*

Typischerweise kann der Handel nach folgenden Arten unterschieden werden:<sup>9</sup>

---

<sup>3</sup> Vgl. Müller-Hagedorn (1993) Sp. 1566-1567.

<sup>4</sup> Auf der Verteilnetzebene mit 110 oder weniger kV ist der Lastfluss auf den Kunden hin gerichtet, so dass hier kein Großhandel stattfinden kann.

<sup>5</sup> Im allgemeinen Verständnis stehen Spotgeschäfte für das direkte unmittelbare Geschäft „Strom gegen Geld“, Termingeschäfte für die Vereinbarung der Geschäftskonditionen heute und eine mögliche Abwicklung der Transaktion in der Zukunft; vgl. Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 153.

<sup>6</sup> Quelle: Platt's European Power Daily vom 01.07.2000.

<sup>7</sup> Vgl. zu den Handelsprodukten GP 2.2.1.

<sup>8</sup> Finanzieller Ausgleich bedeutet, dass bei Fälligkeit keine physische Lieferung vorgesehen ist, sondern der vereinbarte Preis mit dem Spotmarktpreis verglichen und entsprechend verrechnet wird; vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 109 und Schiffer (1999) S. 199.

<sup>9</sup> Vgl. Müller-Hagedorn (1993) S. 1565.



- Eigenhandel, d.h., Transaktionen im eigenen Namen und auf eigene Rechnung. Dies ist die klassische Form des Handels.
- Kommissionshandel, d.h., Transaktionen im eigenen Namen und auf fremde Rechnung.
- Handelsvermittlung, d.h., Transaktionen in fremdem Namen und auf fremde Rechnung. Handelsteilnehmer, die sich auf solche Transaktionen beschränken, werden als Broker bezeichnet.<sup>10</sup>

### *Handelsort*

Angebot und Nachfrage können zentral über eine Börse (in Form von Spot- oder Terminbörsen) koordiniert werden oder dezentral in so genannten Over-the-Counter (OTC)-Geschäften. Bei OTC-Geschäften werden bilaterale Vereinbarungen auf Basis individueller Bedürfnisse der Marktteilnehmer getroffen, an Börsen werden standardisierte Produkte gehandelt.

Im allgemeinen Verständnis wird mit dem Begriff „Handel“ die Zwischenschaltung einer oder mehrerer Mittlerstufen zwischen Produzenten und Nachfrager verbunden.<sup>11</sup> Wie später noch gezeigt wird, trifft dies auf den Stromhandel eines VU nicht immer zu. Diese haben auf der Beschaffungsseite neben dem Einkauf auf einem Handelsmarkt zusätzlich die Möglichkeit, Strom aus eigenen Kraftwerken zu beziehen. Ebenfalls abzugrenzen sind Stromhandelsgeschäfte zu Lieferverträgen zwischen VU und Verbrauchern, die langfristig auf Basis von Festpreisen vereinbart werden. Diese Geschäfte werden von der Vertriebseinheit des VU durchgeführt.

## **1.2.2 “Informationsbegriffe”**

### **1.2.2.1 Daten, Nachrichten, Informationen, Wissen**

In der Praxis werden die Begriffe Daten, Nachrichten, Information und Wissen oftmals für verschiedene Sachverhalte synonym verwendet.

---

<sup>10</sup> Eine spezielle Form des Brokers ist der Portfoliomanager, der kleinere Marktteilnehmer wie Industriekunden und/oder kleinere Stadtwerke beim Energieeinkauf und Risikomanagement berät und dieses verantwortlich durchführt; vgl. Dudenhausen/Ellwanger (1998) S. 501.

<sup>11</sup> Vgl. Picot (1986) S. 3.

Daten sind in Form von Sprache, Zahlen oder Bildern codiert.<sup>12</sup> Aufgrund fehlender Interpretation bzw. Wertung stellen sie zunächst keine Handlungsbasis dar.<sup>13</sup> Wird den Daten jedoch ein Bedeutungsgehalt hinzugefügt, so entsteht zunächst eine Nachricht. Nachrichten übertragen demnach durch Zeichen abgebildete Sachverhalte.<sup>14</sup> Sie können eine Veränderung des Verhaltens bzw. Urteilsvermögens beim Empfänger auslösen. Man spricht dann von einer Information. Folglich hängt es vom Empfänger ab, ob eine erhaltene Nachricht auch tatsächlich eine Information für ihn darstellt. Informationen sind im Gegensatz zu Daten handlungsstiftend bzw. können in bestimmten Kontexten zweckorientiert verwendet werden.<sup>15</sup> Informationen sind zwingend an einen menschlichen Träger gebunden, während Daten einer maschinellen Verarbeitung zugänglich sind.

„Wissen bezeichnet die Gesamtheit der Kenntnisse und Fähigkeiten, die Individuen zur Lösung von Problemen einsetzen.“<sup>16</sup> Es ist das Ergebnis von Lernen und wird aus Daten und Informationen generiert, wenn die Information in einen relevanten Erfahrungskontext des Empfängers eingebettet wird.<sup>17,18</sup> Generiertes Wissen kann wiederum einen Rahmen zur Beurteilung und Eingliederung neuer Informationen und Erfahrungen bieten.<sup>19</sup> In Organisationen wird Wissen in organisatorischen Routinen, Prozessen, Normen usw. eingebettet und ist beispielsweise in Dokumenten gespeichert.

### 1.2.2.2 Informationsmanagement

Der Begriff „Informationsmanagement“ ist in der Literatur nicht einheitlich belegt.<sup>20</sup> Ein gängiges und dieser Arbeit zugrunde liegendes Verständnis liefert SEIBT, indem er den

---

<sup>12</sup> Vgl. Willke (1998) S. 7.

<sup>13</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Davenport/Prusak/Laurence (1998) S. 27 ff.

<sup>14</sup> Vgl. Picot/Reichwald (1991) S. 252.

<sup>15</sup> Vgl. Picot/Reichwald/Wigand (1998) S. 69.

<sup>16</sup> Probst/Raub/Romhardt (1999). S. 44.

<sup>17</sup> Vgl. Kreibich (1986), S. 23ff.

<sup>18</sup> Vgl. Wiegand (1996) S. 165.

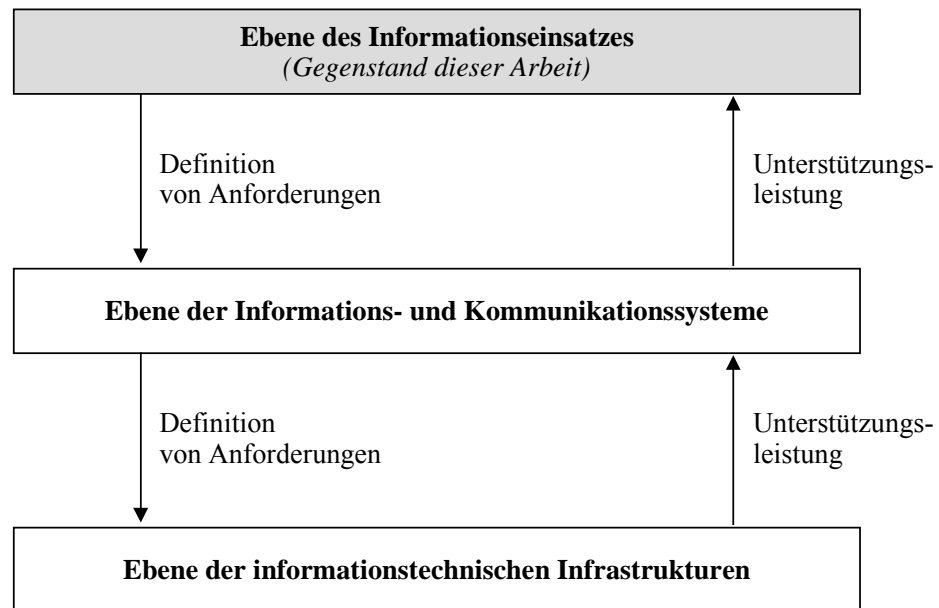
<sup>19</sup> Vgl. ebenda S. 32.

<sup>20</sup> Es existieren drei wesentliche alternative Interpretationen des Begriffs Informationsmanagement:

- Interpretationen, die auf das Management von technischen und personellen Ressourcen der Informationsverarbeitungsabteilung abzielen. Ein häufig in den jeweiligen Fachabteilungen vorherrschendes Verständnis; vgl. Seibt (1997) S. 204.

Begriff als Management-Ansatz definiert, in dessen Mittelpunkt die wirksame und wirtschaftliche Versorgung aller betrieblichen Stellen und Abteilungen mit denjenigen Informationen steht, die zur Erreichung der Unternehmensziele benötigt werden.<sup>21</sup> WOLLNIK konkretisiert den Begriff, indem er Informationsmanagement auf drei verschiedenen Ebenen beschreibt:<sup>22</sup>

**Abbildung 1: Ebenen des Informationsmanagements**



Quelle: Nach Wollnik (1988) S. 38.

#### *Ebene des Informationseinsatzes*

Auf dieser Ebene wird der Informationsbedarf und seine Deckung für alle in einer Institution auftretenden internen und externen Verwendungszwecke geplant. Kernaufgabe des Informationseinsatzes und damit Gegenstand dieser Untersuchung ist die Ermittlung des Informationsbedarfs und die Bereitstellung adäquater Informationen.

- 
- Interpretationen, die das Informations- und Kommunikationsbedürfnis des einzelnen Mitarbeiters in den Vordergrund stellen. Für diesen Ansatz wird häufig auch die Bezeichnung „Persönliches Informationsmanagement verwendet (PIM).
  - Interpretationen, die auf den Aufbau betrieblicher Informationssysteme fokussieren. Planungs- und Entwicklungsmodelle sowie Systemarchitektur und Informationstechnik stehen im Vordergrund. Ein typische Vertreter dieser Sichtweise ist z.B. Schmidt (1996) und vor allem Scheer (1993) mit dem Modell ARIS (Architektur integrierter Informationssysteme).

<sup>21</sup> Vgl. Seibt (1997) S. 205.

<sup>22</sup> Vgl. Wollnik (1988) S. 34ff.

### *Ebene der Informations- und Kommunikationssysteme (IuK-Systeme)*

IuK-Systeme werden als „Arrangements personeller, organisatorischer (Aufbau-, Ablaufregeln) und technischer (Hardware, Software) Elemente verstanden, die letztlich für die Verarbeitung der bereitgestellten Informationen sorgen soll.<sup>23</sup> Dieses Arrangement gilt es inhaltlich festzulegen, um eine Grundlage für die technische Umsetzung zu bilden.

### *Ebene der informationstechnischen Infrastrukturen*

Diese Ebene umfasst die technische Umsetzung, Betrieb, Verwaltung und Wartung der IuK-Systeme.

Jede Ebene definiert Anforderungen an die jeweils tiefere Ebene und erhält ihrerseits wieder Unterstützungsleistungen.

Das 3-Ebenen-Modell wurde in späteren Arbeiten immer wieder aufgegriffen und bildet nach wie vor die Basis vieler Arbeiten aus dem Bereich des Informationsmanagements.<sup>24</sup>

### **1.2.2.3 Wissensmanagement**

Der Spruch „*Wenn die Firma wüsste, was die Firma weiß*“ wird häufig verwendet, um auszudrücken, welches Potenzial in den Köpfen der Mitarbeiter steckt. Vor dem Hintergrund des viel diskutierten Themas „Wissensmanagement“ finden sich in der Literatur Ansätze, wie dieses Potenzial zu heben ist. Wissensmanagement zielt auf die Verbesserung der Fähigkeiten auf allen Ebenen der Organisation durch einen besseren Umgang mit der Ressource „Wissen“ ab.<sup>25</sup> Organisatorisches Wissen wird geschaffen, indem das individuelle Wissen der Organisation zugänglich gemacht wird.<sup>26</sup> Eine eindeutige und verbindliche Definition für Wissensmanagement gibt es in der Literatur nicht. REINMANN-ROTHMEIER/MANDL bezeichnen Wissensmanagement sowohl als eine organisatorische Methode als auch eine individuelle und soziale Kompetenz. Sie umfasst, je nach angesprochener Ebene, unterschiedliche informations- und wissensbezo-

---

<sup>23</sup> Vgl. Picot (1992) S. 890.

<sup>24</sup> Vgl. z.B. Picot/Reichwald (1991) oder Krcmar (1997).

<sup>25</sup> Vgl. Probst/Romhardt. (1997), S. 1.

<sup>26</sup> Vgl. Berres (1998) S. 59.

gene Aktivitäten zur Erhaltung und Sicherung zukünftiger Wettbewerbsvorteile für die Unternehmung.<sup>27</sup>

Wissen ist in der Unternehmung nicht eindeutig bestimmt. Es kann in Form von verborgenem und nur schwer artikulierbarem Expertenwissen (implizites Wissen) bis hin zu gut strukturiertem, explizitem Wissen im Unternehmen vorhanden sein. Verborgenes Wissen, z.B. Erfahrungswissen, kann manchmal, aber nicht immer effizient, in einer Datenbank oder in Dokumenten kodifiziert werden. Grund ist die schwierige Artikulierbarkeit. Explizit verfügbares Wissen, z.B. Patente, kann hingegen problemlos in Datenbanken kodifiziert werden. Entsprechend können zwei grundsätzliche Formen für den Wissenszugriff unterschieden werden.<sup>28</sup> Die *Externalisierung* beschreibt den Umwandlungsprozess von implizitem zu explizitem Wissen durch Kodifizierung. Bei der Kodifizierung wird persönliche Sach- und Fachkenntnis zumeist elektronisch erfasst und dadurch für alle Organisationsmitglieder nutzbar gemacht. Die *Sozialisation* bezeichnet den Austausch von implizitem Wissen und Erfahrungen zwischen Individuen. Im Gegensatz zur Externalisierung bleibt das Wissen personalisiert. Die persönlichen Beziehungen und der Dialog zwischen den Individuen rücken in den Mittelpunkt.<sup>29</sup> Wissensgenerierung und –transfer erfolgen auf Basis interaktiver, persönlicher Kommunikation. Der Bereich des Wissensmanagements liefert viele Ansätze wie Externalisierungs- und Sozialisationsprozesse gesteuert werden sollten. Fast alle Ansätze gehen von existierenden Barrieren des Wissensaustausches aus und schlagen verschiedene Maßnahmen vor, um diese abzubauen.<sup>30</sup>

Wissensmanagement ist vom Informationsmanagement zu unterscheiden, denn im Gegensatz zum eher technisch ausgerichteten Informationsmanagement ist beim Wissensmanagement der Mensch und seine Entwicklung der Fokus der Analyse.<sup>31</sup> Aus diesem Grund erfährt auch die Motivations- und Anreizthematik im Wissensmanagement eine besondere Bedeutung. Allerdings gibt es auch Überschneidungen zum Informationsmanagement. Zum einen werden zur Aufgabenerfüllung Know-how und Erfahrungen Dritter benötigt. Dieses Wissen stellt für einen bestimmten Verwendungs-

---

<sup>27</sup> Reinmann-Rothmeier/ Mandl (1997) S. 22.

<sup>28</sup> Vgl. Seufert/Seufert (1998) S. 78.

<sup>29</sup> Vgl. Hansen/Nohria/Tierney (1999) S. 86.

<sup>30</sup> Vgl. z.B. die Arbeit von Schüppel (1996).

<sup>31</sup> Vgl. Maier/v. Rosenstiel (1997) S. 22 sowie Krcmar (1997) S. 1.

zweck eine Information dar, deren Einsatz in der ersten Ebene des Wollnick'schen Modells des Informationsmanagement geplant werden muss. Zum anderen kann der Aufbau von Wissen und Know-how selbst als betriebliche Aufgabe verstanden werden zu deren Erfüllung wiederum Informationen erforderlich sein können. Insofern sollen Informations- und Wissensmanagement als komplementäre Forschungsgebiete verstanden werden, die sich dem gemeinsamen Ziel einer effizienten Aufgabenerfüllung mit unterschiedlichen Mitteln nähern.

#### **1.2.2.4 Informationsbedarf**

BERTHEL definiert den Informationsbedarf als Summe derjenigen Informationen, die zur Erfüllung eines informationellen Interesses (z.B. aus Sicht eines Betriebes zur Bewältigung einer Aufgabe) erforderlich sind.<sup>32</sup>

Zu unterscheiden sind objektiver und subjektiver Informationsbedarf. *Objektiver Informationsbedarf* resultiert aus der zu erfüllenden Aufgabe und gibt an, welche Informationen zu deren Erfüllung herangezogen werden sollten. Er ist unabhängig von der Person des Aufgabenträgers. *Subjektiver Informationsbedarf* geht aus der Einschätzung des Bedarfsträgers hervor und umfasst diejenigen Informationen, die dieser nutzen will. Subjektiver Informationsbedarf ist durch die individuellen Bedürfnisse des Bedarfsträgers bestimmt.<sup>33</sup> Für den subjektiven Informationsbedarf werden oftmals auch die Begriffe Informationsnachfrage und Informationsbedürfnis verwendet.<sup>34</sup>

#### **1.2.2.5 Informationsbereitstellung**

Um den Informationsbedarf zu decken, müssen zahlreiche Aktivitäten zur Bereitstellung der benötigten Informationen ausgeführt werden.<sup>35</sup> Hierzu stehen verschiedene Quellen zur Verfügung. Die wohl weit verbreitetste Systematisierung geht auf AGUILAR zurück.<sup>36</sup> Er unterteilt in interne und externe sowie in persönliche und unpersönliche Quellen. Abbildung 2 zeigt die möglichen Konstellationen:

---

<sup>32</sup> Vgl. Berthel (1992) Sp.873.

<sup>33</sup> Vgl. Picot (1992) S. 890.

<sup>34</sup> Vgl. Koreimann (1976) S. 65-66.

<sup>35</sup> Vgl. Wall (1996) S. 16.

<sup>36</sup> Vgl. Aguilar (1967) S. 115.

**Abbildung 2: Systematisierung von Informationsquellen**

	<i>Internes Informationsangebot</i>	<i>Externes Informationsangebot</i>
<i>unpersönlich</i>	<b>z.B. Betriebliche Informationssysteme</b>	<b>z.B. Fachinformationen</b>
<i>persönlich</i>	<b>z.B. Gespräch mit Mitarbeitern</b>	<b>z.B. Anruf eines Kunden</b>

Quelle: Aguilar (1967) S. 115.

*Interne, persönliche Quellen* sind dadurch gekennzeichnet, dass sie von Menschen stammen und eine gewisse Individualität aufweisen. Beispiele sind:

- Kenntnisse und Erfahrungen der betreffenden Personen.
- Mitarbeiter unterschiedlicher Abteilungen und Hierarchien aus dem Unternehmen.
- Speziell angefertigte Berichte und Dokumente, die keinen routinemäßigen Charakter haben, z.B. Gesprächsnotizen.

*Externe, persönliche Quellen* bestehen primär aufgrund persönlicher Kontakte zu Personen außerhalb des Unternehmens. Beispiele sind Verbände, Kunden, Messen oder Ausstellungen.

*Externe, unpersönliche Quellen* bieten einen schier unerschöpflichen Fundus. Beispiele sind Fachzeitschriften, Forschungsinstitute, Nachrichtendienste oder Online-Datenbanken.

Die Informationsbereitstellung umfasst die Aktivitäten, die notwendig sind, um die Quellen einem Aufgabenträger zugänglich zu machen. Sie kann als Prozess verstanden werden, der sich in verschiedene Teilprozesse gliedert.<sup>37</sup> In der einschlägigen Literatur wird unterschiedlich detailliert, ohne dass dies für die weitere Untersuchung von Bedeutung wäre. Es sollen die folgenden Teilprozesse der Informationsbereitstellung unterschieden werden, die jedoch nicht immer sämtlich und unbedingt in der angegebenen Reihenfolge ausgeführt werden müssen, um einen Informationsbedarf zu decken.

---

<sup>37</sup> Vgl. Wall (1996) S. 16.

**Tabelle 1: Teilprozesse der Informationsbereitstellung**

<b>Teilprozess</b>	<b>Beschreibung</b>
<i>Informationsbeschaffung</i>	Dient der Suche und Selektion von Informationen aus externen und internen Quellen.
<i>Informationsspeicherung</i>	Kann als zeitliches Übertragen von Nachrichten verstanden werden, mit dem Zweck diese zu einem späteren Zeitpunkt für andere Teilprozesse der Informationsbereitstellung zu nutzen.
<i>Informationsabgabe</i>	Dient dazu anderen Aufgabenträgern Informationen zur Verfügung zu stellen und beinhaltet die Umsetzung subjektiver Denkinhalte in eine bestimmte Darstellungsform, die vom Empfänger verstanden wird.
<i>Informationsübertragung</i>	Stellt den Vorgang der Weitergabe von Nachrichten an den Empfänger dar.

Quelle: in Anlehnung an Wall (1996) S. 17-20.

## 1.3 Auswirkungen der Liberalisierung auf den Stromhandel

### 1.3.1 “Traditioneller” Stromhandel

Stromgroßhandel hat in der Energieversorgung bereits eine lange Tradition. Um die ständige Wahrung des momentanen Gleichgewichts zwischen Gesamterzeugung und Verbrauch sicherzustellen, ist der ständige Angleich der erzeugten Menge an die Nachfrageschwankungen (Last) vorzunehmen. Diese wird als Frequenz-Leistungsregelung bezeichnet und ist Aufgabe des jeweiligen Netzbetreibers. Im Rahmen der nationalen und internationalen Netzverbände bestehen schon seit vielen Jahrzehnten Aktivitäten, um den Stromaustausch zwischen den Netzbetreibern zu koordinieren.<sup>38</sup> Treiber dieser Handelsform war die Erkenntnis, dass durch größere Netzverbände sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Effizienzvorteile in der Energieversorgung entstehen. Als Beispiele seien eine stärkere Nivellierung von Nachfrageschwankungen, geringere Anforderungen an vorzuhaltende Reservekapazitäten, eine höhere Versorgungssicherheit sowie eine betreiberübergreifende Kraftwerkseinsatzoptimierung zu

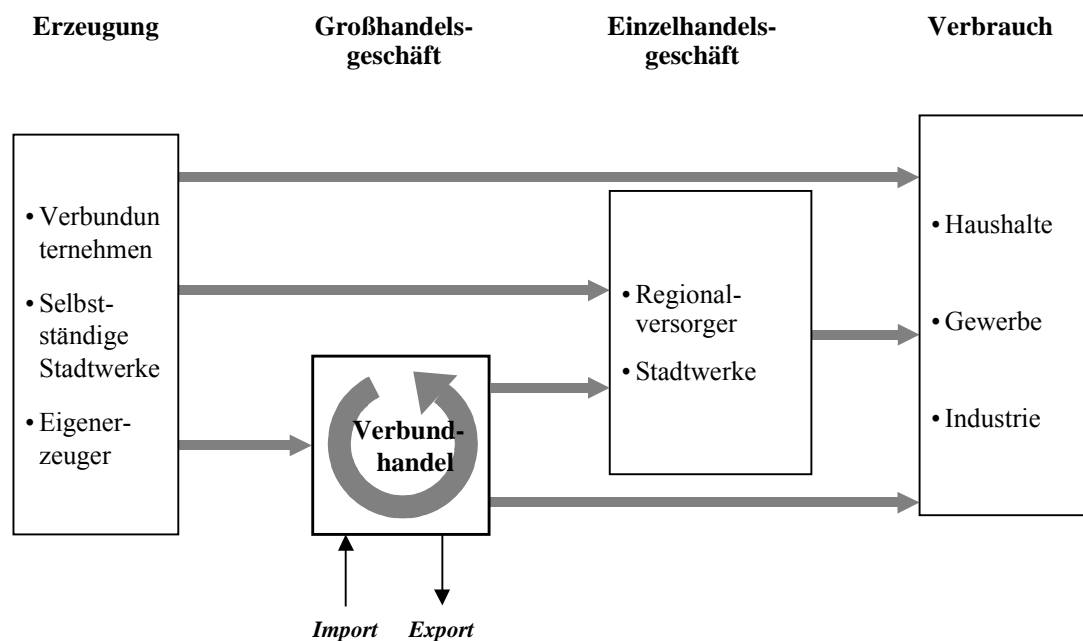
---

<sup>38</sup> In Deutschland wurde die Aufgabe Rahmenbedingungen für Koordination des Verbundaustausches zu erarbeiten auf die 1948 gegründete Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) übertragen. Auf internationaler Ebene ist vor allem die „Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE)“ für den deutschen Markt relevant. Vgl. <http://www.ucte.org> und <http://www.dvg-heidelberg.de>.



nennen.<sup>39</sup> Das vorrangige Ziel dieses Handels war der Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage.<sup>40</sup> Unter diesen Rahmenbedingungen konnten sich in der Vergangenheit rege Handelsaktivitäten insbesondere auf der Höchstspannungsebene unter den deutschen und europäischen (UCTE-) Verbundpartnern („Verbundhandel“) etablieren. Abbildung 3 zeigt die Stellung des Verbundhandels in der traditionellen Energieversorgung vor der Liberalisierung.

**Abbildung 3: Struktur der Energieversorgung in Deutschland vor der Liberalisierung**



*Quelle: Eigene Darstellung*

Wesentliche Kennzeichen des traditionellen Verbundhandels in Deutschland waren:

- Beschränkung auf wenige Marktteilnehmer, im Wesentlichen aus dem Bereich der Verbundunternehmen bzw. ausländischer Netzbetreiber.
- Kurzfristiger Ausgleich von Netzungleichgewichten als primäres Handelsmotiv.
- Handel zwischen etablierten Unternehmen, die über Jahrzehnte stabile Geschäftsbeziehungen zueinander aufgebaut haben.
- Keine Konkurrenzsituation der Handelspartner auf den Absatzmärkten.
- Kostenverrechnung für Stromaustausch und Netznutzung als Ergebnis bilateraler und langfristiger Vereinbarungen.

<sup>39</sup> Eine ausführliche Darstellung liefern Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S.113-129.

<sup>40</sup> Vgl. VDEW (2000) S. 28.

- Ausrichtung der Handelsgeschäfte auf physische Mengen der Spannungsebene 220/380 KV der Übertragungsnetze<sup>41</sup>

Die Liberalisierung der Energiemärkte geben dem Großhandel eine grundsätzliche Neuausrichtung. Im Folgenden werden die veränderten Rahmenbedingungen durch die Liberalisierung erläutert und deren Auswirkungen auf den Stromhandel unter Einbeziehung der Erfahrungen bereits länger liberalisierter Länder dargestellt.

### **1.3.2 Veränderte Rahmenbedingungen des Handels durch die Liberalisierung der europäischen Stromwirtschaft**

Der Erkenntnis folgend, dass durch Schaffung größerer und stärker integrierter Märkte auch die Energiewirtschaft effizienter gestaltet werden kann, hat sich die EU-Kommission bereits 1988 entschlossen, die Energien Gas und Strom in den europäischen Binnenmarkt einzubeziehen. Geplant war die Sicherstellung eines funktionsfähigen Wettbewerbs durch Beendigung der nicht tarifären Handelshemmnisse und des Kontrahierungszwanges mit den monopolistischen Versorgern.<sup>42</sup> Der eigentliche Durchbruch wurde erst mit der Binnenmarktrichtlinie Strom 96/92/EC vom 19.02.97 erzielt, welche die stufenweise Öffnung der nationalen Märkte vorschreibt und eine Umsetzung in nationales Recht bis Februar 1999 forderte.

Deutschland folgte der Richtlinie durch Verabschiedung des Gesetzes zur Neuregelung der Energiewirtschaft vom 12.04.1998, der konkreten Ausgestaltung in der sogenannten Verbändevereinbarung (VV) sowie dem Grid- und Distributioncode.<sup>43</sup>

Nachfolgend werden die Regelwerke soweit beschrieben, wie es die Thematik dieser Arbeit erfordert.

---

<sup>41</sup> Die Höchstspannungsebene (220/380 kV- Übertragungsnetz) sorgt für möglichst verlustfreie Überbrückungen großer Entfernungen. In der Nähe von Ballungszentren oder Industriebetrieben wird Strom auf 110 kV (Hochspannungsnetz) herunter gespannt. An den Verbrauchsschwerpunkten übernehmen Mittelspannungsleitungen von 10 bis 20 kV die weitere Verteilung. Die direkte Versorgung von Haushalten und Gewerbebetrieben erfolgt über das 380/220 V Netz. Auf der Verteilnetzebene mit 110 oder weniger kV ist der Lastfluss auf den Kunden hin gerichtet, so dass hier kein Großhandel stattfinden kann.

<sup>42</sup> Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 20.

<sup>43</sup> Vgl. die aktuellen Fassungen der Verbändevereinbarung in VV 2 (1999), des GridCode in DVG (2000) und DVG (2000a) und des DistributionCode in VDEW (1999a).

### 1.3.2.1 Binnenmarktrichtlinie Strom

Ziel der Richtlinie war eine Verwirklichung von einheitlichen Wettbewerbsmärkten. Nachfolgend werden die wesentlichen Regelungen skizziert:<sup>44</sup>

#### *Einführung von Wettbewerb im Bereich der Erzeugung*

Um den Wettbewerb auf der Erzeugerseite zu fördern, können die Mitgliedsstaaten künftig neue Kraftwerke nach dem Genehmigungs- oder dem Ausschreibungsverfahren zulassen.

#### *Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes*

Für Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes sowie den Unterhalt der Verbindungen zu anderen Netzen müssen die Mitgliedsstaaten oder die Eigentümer der Netze einen Operator benennen. Hinsichtlich der Übertragung dieser Aufgabe existieren keine zeitlichen Restriktionen. Ziel dieser Richtlinie ist die Interoperabilität im europäischen Verbund zu fördern.

#### *„Unbundling“ und Transparenz der Buchführung*

„Unbundling“ fordert die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung unabhängig zu führen oder eine Trennung zumindest auf Verwaltungsebene zu garantieren. Ziel ist es, die Bevorzugung gesellschaftsrechtlich mit dem Netzbetreiber verbundener Nutzer und die Diskriminierung externer Netzbenutzer zu vermeiden.

#### *Organisation des Netzzugangs*

Die Organisation des Netzzugangs und damit der Zugang zum Kunden am Markt wird allgemein als Kernstück in der Schaffung von Wettbewerb angesehen. Da der Aufbau paralleler Stromleitungen wirtschaftlich zumindest fraglich ist, bedarf es der Zugangsregeln zu bestehenden Netzen, um den Wettbewerb voranzutreiben. In der Frage des Netzzugangs können die Mitgliedsstaaten zwischen dem Modell des regulierten oder des verhandelten Netzzugangs wählen. Beim verhandelten Netzzugang ist es Sache der Vertragsparteien, d.h. Netzbetreiber und Kunde, auf privatrechtlicher Ebene ein befriedigendes Ergebnis zu erreichen. In einem geregelten Netzzugangssystem werden von einer staatlichen Institution regulierte Tarife für zugelassene Kunden festgesetzt. Die Netzöffnung sollte stufenweise erfolgen, indem zunächst nur Großverbraucher mit

---

<sup>44</sup> Für hierzu und im Folgenden Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 20-24.

einem Jahresverbrauch von 40 GWh pro Betriebsstätte zugelassen werden. In den Folgejahren sollte dieser Schwellenwert sukzessive gesenkt werden.

**Tabelle 2:** *Stufenweise Öffnung des Strommarktes nach Vorgabe der EU-Richtlinie*

	<b>Schwellenwert</b>	<b>Marktöffnung</b>
1999	40 GWh/a	26,48%
2000	20 GWh/a	Ca. 28%
2003	9 GWh/a	Ca. 33%
2006	<i>Überarbeitung der Direktive</i>	

*Quelle: Amtsblatt der Europäischen Union C334 vom 30 Oktober 1998.*

Die Schwellenwerte waren als Mindestanforderung zu verstehen, weshalb die Länder die Möglichkeit hatten, die Öffnung schneller voranzutreiben.

### **1.3.2.2 Nationale Umsetzung**

Aufgrund der unterschiedlichen Voraussetzungen hinsichtlich der nationalen Versorgungswirtschaften hat der Richtliniengeber Gestaltungsspielräume bei der Umsetzung gelassen.<sup>45</sup> Entsprechend ist die Liberalisierung in den einzelnen Ländern unterschiedlich schnell vorangekommen.

Großbritannien (auf Grundlage des Electricity Act von 1989) und die skandinavischen Staaten (mit dem Energiegesetz von 1991 in Norwegen) haben die Strommärkte unabhängig von der Richtlinie weitgehend liberalisiert. In allen Fällen wurde das Modell des regulierten Netzzugangs gewählt. Andere Länder wie Österreich, Frankreich, Belgien, Italien oder Dänemark öffnen ihre Märkte schrittweise und haben sich ebenfalls für das Konzept des geregelten Netzzugangs entschieden. Frankreich orientiert sich jedoch streng an den Mindestvorgaben der EU-Richtlinie<sup>46</sup> und ist zusammen mit Österreich im Liberalisierungsprozess hinter den anderen Staaten zurück. Tabelle 3 zeigt den Stand der Marktöffnung Mitte 2000 in der EU. Die Marktöffnungsquote in der EU betrug im Schnitt 65%

<sup>45</sup> Relevante Unterschiede liegen vor allem in den unterschiedlichen Eigentumsverhältnissen (Staatsgesellschaften vs. private bzw. privatisierte Versorgungsunternehmen), Organisationsstrukturen (zentrale vs. regionale dezentrale Strukturen) sowie ordnungspolitischen Rahmendaten (z.B unterschiedliche Rolle des Staates als Regulierer); vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 28.

<sup>46</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 28.

**Tabelle 3: Grad der Marktöffnung in 15 Ländern der europäischen Union, Stand: Mitte 2000**

<b>Land</b>	<b>Marktöffnung in %</b>
Deutschland	100
Finnland	100
Großbritannien	100
Schweden	100
Dänemark	90
Spanien	42
Niederlande	35
Portugal	33
Belgien	33
Italien	30
Frankreich	30
Österreich	27
Luxemburg	-
Griechenland	-
Irland	-

Quelle: VDEW (2000) S. 64.

In Deutschland erfolgte die Umsetzung im Rahmen des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24.04.1998. Man hat sich für eine sofortige vollständige Marktöffnung entschieden. Das Gesetz sieht grundsätzlich einen verhandelten Netzzugang vor, ergänzt durch die Verpflichtung der Veröffentlichung von objektiven Kriterien für die Netznutzung und von Richtwerten zur Spanne der Netznutzungsentgelte. Die Ausgestaltung der konkreten Regelungen hat der Gesetzgeber den Marktteilnehmern überlassen. Deutschland unternimmt somit als einziges Land weltweit den Versuch, einen Markt für leitungsgebundene Energien zu liberalisieren, ohne die Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur durch eine gesetzliche Verordnung zu regeln.<sup>47</sup> Eine solche Vorgehensweise birgt das Risiko, dass die von den Marktteilnehmern gefundene Ausgestaltung des Netzzugangs aus Wettbewerbssicht ungenügend sein kann. Für diesen Fall hat sich der Gesetzgeber vorbehalten, den Netzzugang selbst zu regeln.

---

<sup>47</sup> Dieses Vorgehen hat zur Folge, dass die vorliegenden Regelungen aus juristischer Sicht nicht verbindlich sind; vgl. Müller-Kirchenbauer/Ritzau (2000) S. 212.

### 1.3.2.3 Verbändevereinbarung und „Codes“

Die genaue Ausgestaltung des Netzzugangs erfolgte in Verhandlungen zwischen den Interessensverbänden der Energiewirtschaft.<sup>48</sup> Das Ergebnis war die so genannte „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten für elektrische Energie“ (VV 1) vom 22.05.1998. Die Vereinbarung war allgemein als ein erster Versuch verstanden worden, um Erfahrungen zu sammeln und diese dann in einer späteren Version einfließen zu lassen. So erschien am 13.12.99 eine überarbeitete Version der Verbändevereinbarung (VV 2), deren wesentliche Änderung der Ersatz des bisherigen Prinzips des transaktionsabhängigen Netzpunktentgeltes (fiktiver Pfad vom Einspeisepunkt zum Entnahmepunkt) durch das Prinzip des transaktionsunabhängigen Netznutzungsentgeltes darstellt.<sup>49</sup> Die VV 2 stellt die Grundlage für Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Netznutzern auf Vertragsbasis und die Ermittlung von entsprechenden Nutzungsentgelten dar.<sup>50</sup> Sie enthält die folgenden Eckpunkte:

1. Kostenorientierung und Vergleichsmarkt
2. Berechnung der individuellen Netznutzungsentgelte
3. Handhabung der Regelenergie

Ad 1) Die Höhe der Netznutzungsentgelte wird auf Basis der kalkulatorischen Kosten der Netzbetreiber bestimmt. Im Gegensatz zur VV I schreibt die VV 2 ein bundeseinheitliches Kalkulationsschema vor. Für die vorhandenen Netze und Umspannungseinheiten werden je Netzbetreiber und Netzbereich die spezifischen Jahreskosten (in DM/kW) berechnet. Hierzu werden die Kosten des jeweiligen Netzbereichs durch die Jahreshöchstlast, verursacht durch die entsprechenden Entnahmen, dividiert.<sup>51</sup> Die Kosten der vorgelagerten Netze und Umspannungen werden auf die nachgeordneten Netzebenen anteilig umgewälzt.<sup>52</sup> Bei Änderung der spezifischen Kosten kann das Entgelt im jährlichen Abstand angepasst werden.

---

<sup>48</sup> Beteiligte Verbände sind der Bundesverband der deutschen Industrie e.V. (BDI), Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) und die Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW).

<sup>49</sup> Zur aktuellen Fassung der Verbändevereinbarung vgl. VV 2 (1999).

<sup>50</sup> Als Netznutzung ist der Vorgang der Einspeisung von elektrischer Energie an einer oder mehreren Übergabestellen und der damit verbundenen Entnahme an anderen Übergabestellen verstanden.

<sup>51</sup> Vgl. VV 2 (1999) Paragraf 2.1.2.

<sup>52</sup> Vgl. VV 2 (1999) Paragraf 2.3.1.

Neben der Kostenorientierung enthält die VV 2 im Gegensatz zur VV 1 das „Kosten-Benchmarking“ strukturell vergleichbarer Netzbetreiber, mit dessen Hilfe Hinweise auf eine rationelle Betriebsführung gewonnen werden können. Hiermit sollen Anreize zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Betriebsführung und Investitionstätigkeit gesetzt werden, wobei keinerlei Sanktionsmechanismen mit dem Vergleich verbunden werden.

Ad 2) Grundlage der Entgeltfindung für die Netznutzung ist ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Hier liegt der wesentliche Unterschied zur ersten Verbändevereinbarung, die noch auf einem transaktionsabhängigem Durchleitungsentgelt aufbaute. Alle Netznutzer zahlen nur ein jährliches Entgelt zur Nutzung der Spannungsebene, an der sie angeschlossen sind sowie aller überlagerten Spannungsebenen, sofern die diese nutzen.<sup>53,54</sup> Die Berechnung des Entgeltes erfolgt in Abhängigkeit der Jahreshöchstlast eines Nutzers, bereinigt um den Gleichzeitigkeitsgrad.<sup>55</sup>

Ad 3) Regelenergie bzw. Ausgleichsenergie wird eingesetzt, um Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme während einer Netznutzung auszugleichen. Die Bereitstellung dieser Energie bleibt im Monopol des Netzbetreibers. Überschreitet das

---

<sup>53</sup> In der ursprünglichen Form der VV 2 war ein Transportentgelt vorgesehen. Ziel war es, Transitübertragungen über die deutschen Netze hinweg an den Kosten zu beteiligen. Hierzu wurde Deutschland in zwei Handelszonen unterteilt. Zur Handelszone Nord gehören die Netzgebiete der BEWAG, der HEW, PreussenElektra, der VEAG und der VEW. Zur südlichen Zone gehörten die Netzgebiete der Bayernwerke, EnBW, und RWE. Bei Überschreitung der Handelsgrenzen wurde ein Transportentgelt erhoben. Analoge Entgelte wurden bei Überschreitung der Kuppelstellen des deutschen Netzes vom und zum Ausland erhoben. Diese Regelung führte zu Bedenken einzelner Marktteilnehmer, da sie VUs mit Netzgebieten in beiden Handelszonen - RWE/VEW und VEBA/VIAG - bevorzugt. Nachdem die Kartellaufsichtsbehörde in Brüssel schließlich das Transportentgelt für ungültig erklärte, gaben die deutschen Verbundunternehmen am 21.08.00 bekannt, auf das Transportentgelt zu verzichten.

<sup>54</sup> Dieses Entgelt umfasst die Systemdienstleistungen Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung (einschließlich Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern); vgl. VV 2 (1999) Paragraph 2.2.1.

<sup>55</sup> Wie zuvor dargestellt orientieren sich die Netznutzungsgebühren an den spezifischen Jahreskosten in DM/kW. Diese wird durch Division der Jahreskosten eines Netzbereiches durch dessen Jahreshöchstlast ermittelt. Diese Jahreshöchstlast ergibt sich durch die Überlagerung der Einzelnetznutzungen. Die Einzelnetznutzung wird mit ihrer Höchstleistung in Rechnung gestellt. Da die Einzelhöchstleistungen zeitgleich auftreten, ist ihre Summe größer als die Jahreshöchstlast. Diesen Effekt berücksichtigt der Gleichzeitigkeitsgrad, der die Durchmischung der einzelnen zeitgleichen Einzelhöchstleistungen bezüglich der Jahreshöchstlast beschreibt; vgl. VV 2 (1999), Anlage 4.

Ungleichgewicht definierte Toleranzgrenzen, berechnet der Netzbetreiber die entsprechende Regelenergie. Mehreinspeisungen werden asymmetrisch vergütet.<sup>56</sup> Wesentliche Änderung gegenüber der VVI ist, dass der Ausgleich innerhalb so genannter Bilanzkreise zu vollziehen ist. „Bilanzkreise sind virtuelle Gebilde, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber durchzuführen ist.“<sup>57</sup> Ein Bilanzkreis kann beliebige Entnahmestellen innerhalb einer Regelzone umfassen. Innerhalb derer können Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen der verschiedenen Entnahmestellen saldiert werden, womit durch die Durchmischung weniger Ausgleichsenergie anfallen sollte. Die wirtschaftliche Verantwortung hat der so genannte Bilanzkreisverantwortliche (BKV), z.B. ein Händler. Dieser kann alle Verbraucher und Kraftwerke innerhalb eines Regelkreises zu einem Bilanzkreis zusammenfassen. Sein wirtschaftlicher Erfolg ist wesentlich davon abhängig, inwiefern er es schafft, die Leistungsanforderungen seiner Verbraucher und die erzeugte Leistung in seinem Bilanzkreis zu prognostizieren und damit die Inanspruchnahme von Regelenergie zu vermeiden. Darüber hinaus haben große Händler einen Vorteil, da mit zunehmendem Volumen Einzelschwankungen durch die Durchmischung reduziert werden.<sup>58</sup>

Erste Erfahrungen zeigen, dass die gefundenen Regelungen den Bedürfnissen des Marktes nicht gerecht werden. Nach Angaben von Händlern kompensieren die Kosten des Monopolbereichs Regelenergie oftmals die unter Wettbewerbsbedingungen erwirtschaftete Handelsmarge. Daher wird von verschiedenen Seiten die Einführung von Wettbewerb auch für Regelenergie gefordert.<sup>59</sup>

Auf Basis des neuen Rechtsrahmens und der Verbändevereinbarung wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber im „GridCode“ Regeln zur technischen Sicherheit und Zuverlässigkeit des Verbundsystems sowie zur Sicherstellung der technischen Qualität der Stromversorgung festgelegt. Diese als Mindestanforderungen anzusehenden Regeln,

---

<sup>56</sup> Um einen Anreiz zu schaffen, den Fahrplan möglichst einzuhalten, werden Preise für Mehreinspeisung mit derzeit 1,5 Pf/kWh deutlich geringer vergütet, als für Zusatzbezug mit derzeit 6 Pf/kWh berechnet wird. Vgl. Müller-Kirchenbauer/Ritzau (2000) S. 215.

<sup>57</sup> Vgl. VV 2 (1999) Anlage 2.

<sup>58</sup> Zusätzlich wurde die Möglichkeit eingeräumt, einen sogenannten Naturalausgleich herbeizuführen, d.h., innerhalb bestimmter Toleranzgrenzen können Ungleichgewichte in der Folgewoche ausgeglichen werden.



sind von allen Netzbetreibern und –nutzern einzuhalten.<sup>60</sup> Sie detaillieren u.a. die Abwicklung einer Übertragungsleistung und die Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber untereinander. Zentrales Koordinationsinstrument ist der Fahrplan. Für den Stromaustausch mit anderen Bilanzkreisen im selben Regelkreis sowie aller regelzonen- und grenzüberschreitender Austausche sind detaillierte Fahrpläne zu erstellen. Diese beschreiben Entnahmen und Einspeisungen in 1/4h-Intervallen.<sup>61</sup>

Eine entsprechende Detaillierung wurde seitens der Verteilnetzbetreiber im „Distribution Code“ vom Mai 1999 nachgereicht.<sup>62</sup>

### **1.3.3 Stromhandel in einem liberalisierten Marktumfeld**

#### **1.3.3.1 Kennzeichen eines liberalisierten Stromhandelsmarktes**

Durch den geschilderten Liberalisierungsprozess wurde die Grundlage für das Entstehen einer neuen Art des Stromhandels geschaffen. Es soll daher in Angrenzung vom zuvor dargestellten Verbundhandel von liberalisiertem Stromhandel gesprochen werden. Vor der Liberalisierung war, mit Verweis auf das Vorliegen eines natürlichen Monopols, die Energiewirtschaft durch Gebietsmonopole der Versorgungsunternehmen gekennzeichnet, welche Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsleistungen an fest kontrahierte Verbraucher erbrachten. Durch die Liberalisierung können nun Marktteilnehmer ihren Versorger selbst wählen. Der Wettbewerb auf der Erzeugungsseite ermöglicht die Strombeschaffung bei dem günstigsten Erzeuger. Der freie Netzzugang sichert unabhängigen Händlern den Zugang zum Kunden. „Unbundling“ sollte dafür sorgen, dass Handel nicht durch prohibitiv hohe Nutzungsgebühren verhindert wird. Freie Erzeugerwahl und Netzzugang sowie Unbundling können daher als Hauptursachen für das Entstehen von liberalisiertem Stromhandel verstanden werden. Wie dieser Stromhandelsmarkt aussieht, lässt sich derzeit noch nicht absehen. Aus sachlogischen Überlegungen können bestimmte Entwicklungstendenzen abgeleitet und mit den Erfahrungen liberalisierter Märkte plausibilisiert werden. Die wichtigsten liberalisierten Märkte, die bereits länger Erfahrungen im Stromhandel sammeln konnten, sind die nordischen

---

<sup>59</sup> Vgl. Kraus (2000) S. 26. Ein solcher Wettbewerb wird in Norwegen bereits erfolgreich praktiziert.

<sup>60</sup> Vgl. DVG (2000) S. 6.

<sup>61</sup> Vgl. hierzu auch GP 3.7.2.2.

Märkte vor allem mit Norwegen, aber auch Finnland und Schweden, die britischen Märkte mit England und Wales sowie der amerikanische Markt. Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass diese Märkte in vielen Bereichen eine Vorreiterrolle für den gerade erst liberalisierten deutschen Strommarkt haben und die dort beobachtbaren Entwicklungen zum Teil übertragbar sind.<sup>63</sup> Die folgenden Kerntendenzen lassen sich beschreiben:

#### *Vielzahl neuer Marktteilnehmer*

Der deutsche Strommarkt ist mit einem Verbrauch von 500 TWh p.a. der größte europäische Markt und besitzt aufgrund dieses Volumens eine hohe Attraktivität für Neueinsteiger, die einen großen Teil des „Kuchens“ sichern wollen. Für potenzielle Marktteilnehmer aus dem Strombereich dürften die Eintrittsbarrieren gering sein, da bestehendes Know-how und Systemerfahrung aus liberalisierten Ländern (USA, nordische Region und UK) durch ausländische Akteure zum Einstieg in Deutschland genutzt werden bzw. von inländischen Akteuren nach Deutschland importiert werden können. Ebenso ist es denkbar, dass Akteure aus verwandten Handelsmärkten, insbesondere Kapital- und Warenterminmärkte, ihre Erfahrungen nutzen, um in den Stromhandel zu expandieren. Erfahrungen des amerikanischen Marktes unterstreichen diese These. Dort stieg mit dem 1992 in Kraft getretenen Bundesgesetz (Energy Policy Act), welches das Monopol der Versorger auf der Großhandelsebene beendete, die Anzahl der zugelassenen und aktiven Händler von 11 im Jahre 1993 auf 150 im Jahre 1998.<sup>64</sup> Zugelassen sind mittlerweile alle Versorgungsunternehmen mit einer rechtlich selbständigen Handelseinheit sowie unabhängige Händler und Broker. Neueinsteiger sind Banken und Investmenthäuser sowie Gashändler, die aufgrund der Erfahrungen des bereits 1985 liberalisierten Gasmarktes einen Wissensvorsprung hatten.<sup>65</sup>

#### *Explosionsartiger Anstieg des Handelsvolumens in den Anfangsjahren*

Mit dem Eintritt neuer Marktteilnehmer beginnt das Handelsvolumen stark zu expandieren, da vermehrt Geschäfte zwischen Wiederverkäufern abgewickelt werden. In den

---

<sup>62</sup> Vgl. VDEW (1999a).

<sup>63</sup> Es ist zu erwarten, dass sich der deutsche Strommarkt aufgrund von Lerneffekten (durch Analogien zur Finanzwirtschaft oder Erfahrungen anderer liberalisierter Märkte) schneller entwickeln wird.

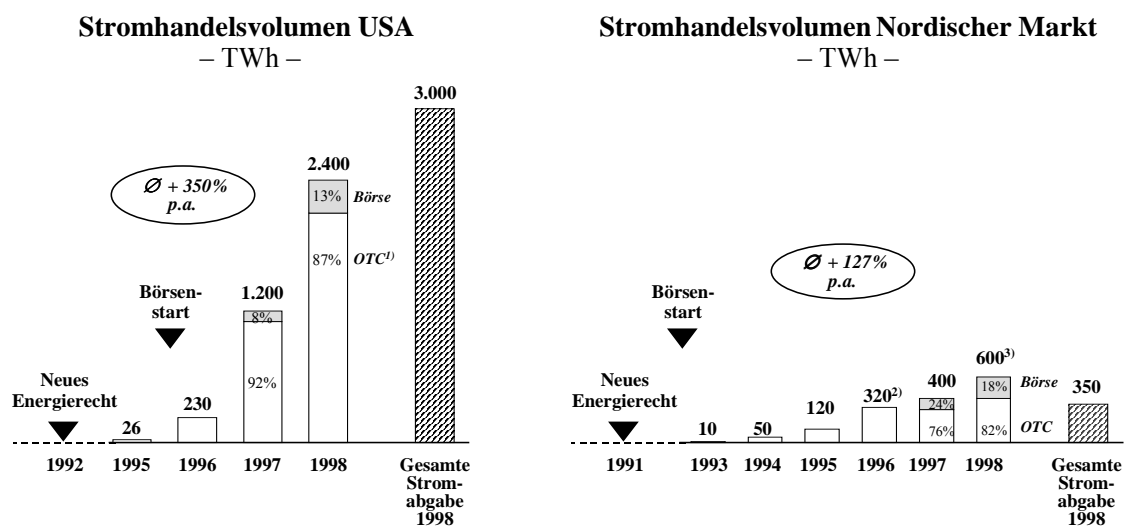
<sup>64</sup> Power Marketers Yearbook (1999) S. 20.

<sup>65</sup> Vgl. v. Kistowski (1998) S. 3 und Power Marketers Yearbook (1999) S. 20.

USA wird jedes MWh wird durchschnittlich zehnmal umgeschlagen, bevor es an einen Endverbraucher gelangt.<sup>66</sup> Entsprechend steigt das Handelsvolumen zunächst rasant an.

Abbildung 4 zeigt dies am Beispiel der USA und des integrierten nordischen Marktes mit Norwegen, Schweden und Finnland. Dort waren Wachstumsraten von 350% p.a. und 127% p.a. zu beobachten. In beiden Fällen erreicht nahezu bzw. übersteigt das Handelsvolumen ca. 6 Jahre nach der Liberalisierung den physischen Stromverbrauch. Bis 2005 wird von einem abgeflachten Wachstum des Stromhandelsvolumens ausgegangen, das jedoch erheblich über dem Wachstum des Strommarktes liegt.<sup>67</sup>

**Abbildung 4: Entwicklung des Handelsvolumens in den USA und des nordischen Marktes nach der Liberalisierung**



1) Over-the-counter, 2) Einbeziehung Handelsvolumen Schweden, 3) Einbeziehung Handelsvolumen Finnland

Quelle: Power Marketers Yearbook 1996-1999; Hannes/Hepp/Maier (1999) S. 14.

#### Aufkommen von organisierten Märkten

Im traditionellen Verbundhandel wurden Over-the-Counter (OTC)-Geschäfte getätigt. Mit der Einführung von Börsen können Transaktionskosten gesenkt werden, da die Aufwendungen zur Suche nach Handelspartnern, zur Verhandlung und Abwicklung durch eine zentrale Handelsplattform reduziert werden. Voraussetzung ist ein ausreichend hohes Handelsvolumen, um die fixen Kosten des Marktplatzes, z.B. für ein elektronisches Handelssystem oder die Etablierung von Börsengremien, durch die reduzierten Transaktionskosten zu kompensieren. Da der deutsche Stromhandel die

<sup>66</sup> Vgl. Power Marketers Yearbook (1999) S. 17.

<sup>67</sup> Vgl. Hannes/Hepp/Maier (1999) S. 14.

notwendige Liquidität sicher erreichen wird, bestehen ökonomische Anreize den Handel für Standardprodukte börslich zu organisieren. Wie in GP 1.3.3.2 gezeigt wird, ist dies mittlerweile geschehen. Der intensivste Börsenhandel hat sich am nordischen Markt an der seit 1996 existierenden Börse NordPool entwickelt.<sup>68</sup> Diese integriert die Handelsmärkte Schwedens (seit 1996), Finnlands (seit 1998) und Dänemarks (seit 2000) und ist in drei unterschiedliche Teilmärkte organisiert:

- Spotmarkt (Elspot), an dem physische Strommengen für jede Stunde des folgenden Tages gehandelt werden. 1999 wurden in diesem Segment 75 TWh gehandelt.
- Regelungsmarkt, zum Ausgleich von Abweichungen der vereinbarten zu den geplanten Lieferungen.
- Terminmarkt (Eltermin), an dem Derivate zum Zwecke der Absicherung stark schwankender Spotpreise gehandelt werden. Der Handel findet kontinuierlich über das elektronische Handelssystem statt. Die Erfüllung erfolgt durch finanziellen Ausgleich. Das Handelsvolumen übersteigt den Spotmarkt um ein Vielfaches.

Neben dem börslichen Handel wird der OTC-Markt weiterhin für Nicht-Standardprodukte bestehen bleiben. In Norwegen wie auch in den USA überragt das OTC-Handelsvolumen das börsliche Volumen derzeit um den Faktor 4.<sup>69</sup>

#### *Zunehmende Wettbewerbsintensität, Margenverfall und Konsolidierungsdruck in den Folgejahren*

Die Qualitätsmerkmale der Handelsware Strom sind definiert, und mit Ausnahme von „Ökostrom“ aus regenerativen Energieträgern besteht keine Möglichkeit zur Produktdifferenzierung. Strom ist daher insbesondere auf der Großhandelsebene als „Commodity“ zu kennzeichnen.<sup>70</sup> Durch eine Vielzahl neuer Wettbewerber, eine hohe Vergleichbarkeit von Angeboten und die mit organisierten Märkten einhergehende Preistransparenz ist zu erwarten, dass sich die Handelsmargen im entstehenden Wettbewerbsdruck deutlich reduzieren werden. Während in den USA in der Frühphase Renditen von bis zu 10% in einzelnen Transaktionen erreicht wurden, tendieren diese heute gegen Null. Im

---

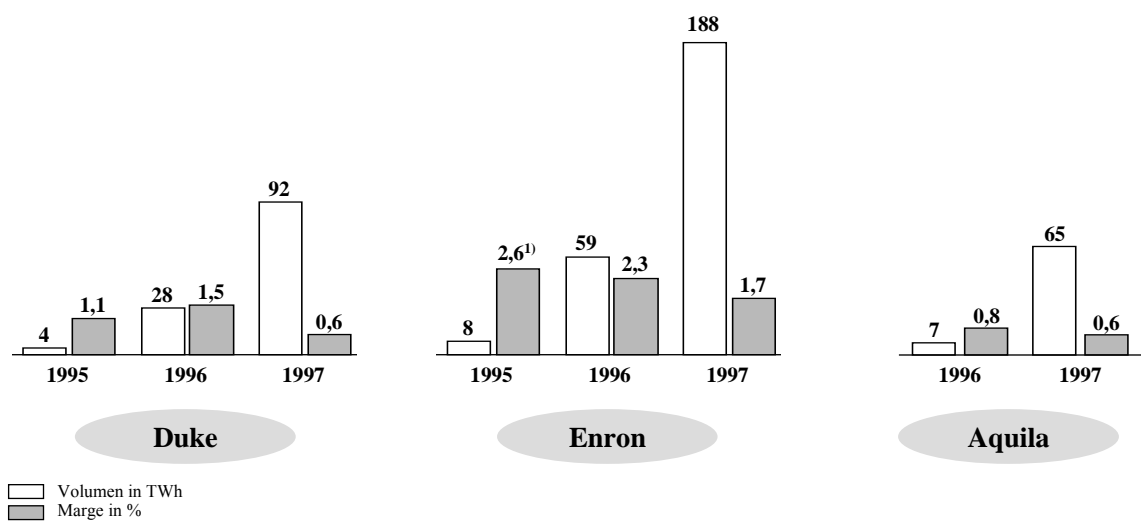
<sup>68</sup> Bereits 1993 wurde die nationale norwegische Börse Statnett Market eröffnet, aus der 1996 die skandinavische Strombörse NordPool hervorging.

<sup>69</sup> Vgl. Hannes/Hepp/Maier (1999) S. 14.

<sup>70</sup> Vgl. Kreuzberg (1998) S. 63.

Schnitt betragen die Gewinnmargen 1997 nur noch 0,25-0,5 %.<sup>71</sup> Den Margenverfall versuchen die großen amerikanischen Stromhändler durch Mengenzuwachs zu kompensieren. Verluste werden nicht selten zur Ausweitung des Marktanteils in Kauf genommen.<sup>72</sup> Abbildung 5 zeigt diese Entwicklung anhand größerer amerikanischer Stromhändler. Da aufgrund der geringeren Handelsmargen im Massengeschäft die kritische Mindestgröße für profitablen Handel steigt, wird mit einer starken Konsolidierung der Branche in Form von Fusionen und Übernahmen, insbesondere aber auch Marktaustritten gerechnet.<sup>73</sup>

Abbildung 5: Volumen und Margen ausgewählter US-Top 10-Händler (in TWh und %)



Quelle: Power Marketers Yearbook 1996, 1997, 1998.

### Stärkere Volatilität der Preise

Vor der Liberalisierung war der Verbundhandel durch längerfristige Verträge gekennzeichnet, die nicht zwangsläufig im direkten Zusammenhang mit der aktuellen Angebots- und Nachfragesituation standen.<sup>74</sup> Auf liberalisierten Spotmärkten hingegen spiegeln sich Veränderungen auf der Angebots- und Nachfrageseite unmittelbar in den Marktpreisen wider. Durch die mangelnde Speicherbarkeit von Strom reagieren Spot-

<sup>71</sup> Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Power Marketers Yearbook (1999). Nach Schätzungen amerikanischer Beratungsunternehmen hat nur ein Viertel der Unternehmen profitabel gearbeitet; vgl. Cissna (1998) S. 25.

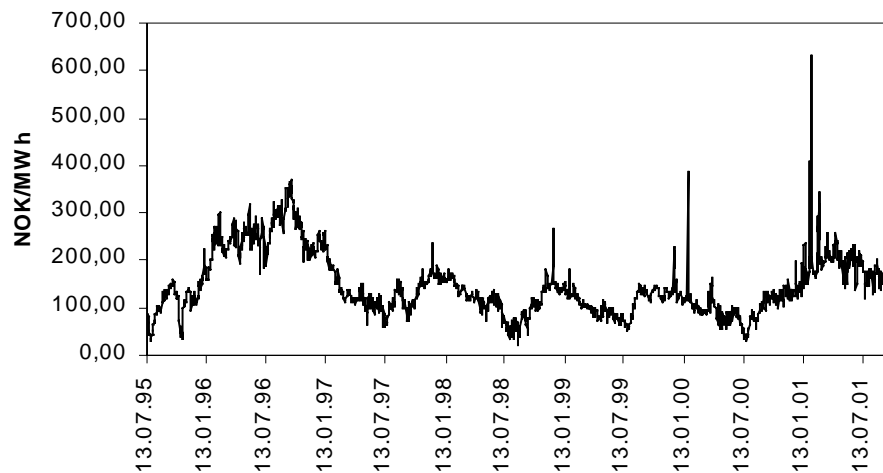
<sup>72</sup> Vgl. Hannes/Hepp/Maier (1999) S. 14.

<sup>73</sup> Vgl. Hannes/Hepp/Maier (1999) S. 14.

<sup>74</sup> Bzw. auch keine repräsentativen Marktpreise als Referenz für die Verbundgeschäfte vorhanden waren.

märkte auf Parameteränderungen mit sehr hoher Volatilität, da insbesondere kurzfristige Engpässe nicht mit Lagermengen abgedeckt werden können. Auf den liberalisierten Märkten USA und Norwegen zeigen sich enorme Preisschwankungen. Während in den USA der Durchschnittspreis bei 25-30 US\$ pro MWh liegt, werden bei Vorliegen von Engpässen bis zu 1.000 US\$ pro MWh erreicht.<sup>75</sup> Preisspitzen in Norwegen erreichten für einen 24h-Kontrakt am 05.02.01 den Wert von 633 NOK/MWh bei einem Jahresdurchschnitt in 2001 von 191 NOK/MWh.<sup>76</sup>

**Abbildung 6: Preisentwicklung NordPool (Elspot-Systempreis), 13.07.1995-01.10.2001**



*Quelle: Nordpool.*

Allerdings müssen die Preisschwankungen im Hinblick auf den deutschen Markt relativiert werden. Preisspitzen werden geringer ausfallen als im amerikanischen und nordischen Markt. Als Gründe können bestehende Überkapazitäten, die Möglichkeit des Kaufs im Ausland sowie kostengünstigere Gaskraftwerke im Spitzenlastbereich genannt werden. Aus diesem Grund werden Preisspitzen bei einem durchschnittlichen Preis von 30-35 DM/MWh auf wenige hundert DM/MWh begrenzt gesehen.<sup>77</sup> Preisschwankungen sind weniger wetterabhängig, da im Vergleich zu Norwegen eine geringere Abhängigkeit von der Wasserkraft besteht, im Vergleich zu den USA das Klima gemäßiger ist

<sup>75</sup> In der Spitze wurde am 24.09.98 7.500 US\$ pro MWh erreicht. Einige Industriekunden haben daraufhin vorübergehend die Produktion eingestellt. Quelle: Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 6.12.1998, S 18.

<sup>76</sup> Durchschnitt 01.01-01.10.2001. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis historischer Preise veröffentlicht über Nordpool (Stand 01.10 2001).

<sup>77</sup> Vgl. Döpke/Wagner (2000) S. 25.

und Klimaanlage oder elektrische Heizungen weniger verbreitet sind. Dennoch kann eine immer noch erhebliche Volatilität erwartet werden.

#### *Neue Produkte*

Eine weitere Charakteristik liberalisierter Märkte ist die Entwicklung immer neuer Produktformen. Zum einen verlangt die hohe Volatilität der Preise neue Produkte zur Absicherung von Marktpreisrisiken. Hier sind vor allem die bekannten derivativen Instrumente auf anderen Terminmärkten zu nennen. Klassische Derivate sind Futures, Forwards, Swaps und Optionen.<sup>78</sup> Sie können eine physische Lieferung in der Zukunft oder einen finanziellen Ausgleich („cash settlement“) beinhalten.<sup>79</sup> Zum anderen treibt der Margenverfall in den Standardgeschäften die Marktteilnehmer dazu, immer neue Produkte für attraktive Marktnischen zu generieren.<sup>80</sup>

#### **1.3.3.2 Erste deutsche Erfahrungen im liberalisierten Stromhandel**

Unabhängig von obiger Prognose kann man bereits die ersten Entwicklungen am deutschen Stromhandelsmarkt beobachten. Diese sind differenziert zu betrachten.

Bereits im Vorfeld der Liberalisierung kam es zu starken Preisreduktionen auf der Großhandelsebene, da etablierte Unternehmen versuchten, ihre Großkunden durch Preisnachlässe zu langfristigen Lieferverträgen zu bewegen. Auch danach folgten weiteren Reduktionen von ca. 20%, wobei Mitte 2000 eine Bodenbildung zu beobachten war.

Abbildung 7 zeigt diese Entwicklung anhand des VIK-Preisindex, der die Preise der VU für Industriekunden widerspiegelt und monatlich vom Verband der industriellen Kraftwirtschaft ermittelt wird.

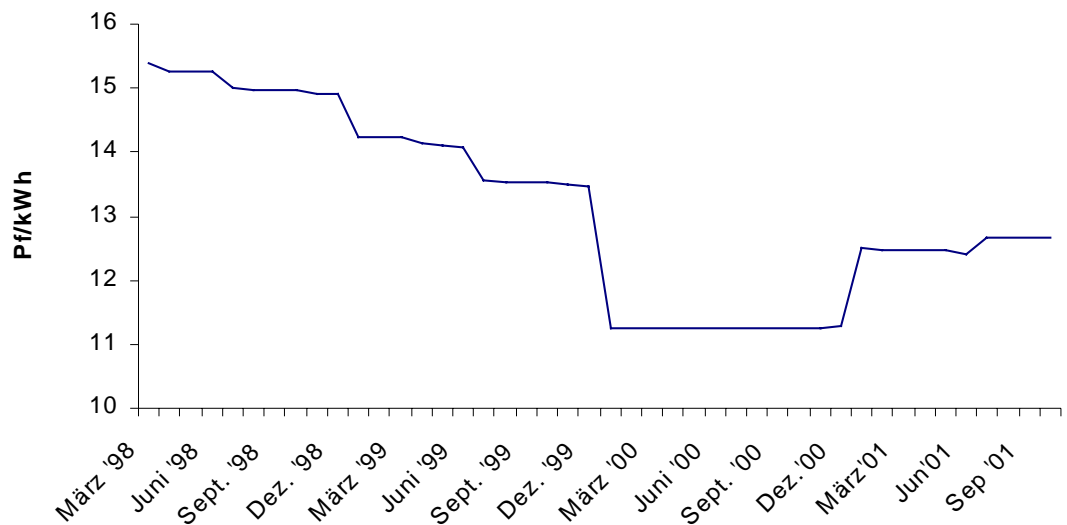
---

<sup>78</sup> Vgl. zu den Handelsprodukten GP 2.2.1.

<sup>79</sup> Finanzieller Ausgleich bedeutet, dass bei Fälligkeit keine physische Lieferung vorgesehen ist, sondern der vereinbarte Preis mit dem Spotmarktpreis verglichen und entsprechend verrechnet wird; vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 109 und Schiffer (1999) S. 199.

<sup>80</sup> Ein typisches Beispiel sind Wetterderivate, welche auf die Absicherung des Volumenrisikos von Versorgungsunternehmen zielt; vgl. GP 2.2.1.3.

Abbildung 7: Entwicklung des VIK-Preisindexes, März 1998-Oktober 2001



Quelle: [www.vik-online.de](http://www.vik-online.de) zum 23.11.2001.

Der eigentliche Handel entwickelte sich zunächst schleppend. Wie bereits zuvor erläutert gab es zwar es auf der Höchstspannungsebene bereits regen physischen Handel im Rahmen des UCTE-Verbundes, dieser war allerdings auf wenige Marktteilnehmer beschränkt. Hinderlich für die Ausweitung des Handels waren die langwierigen Verhandlungen über die Gestaltung des Netzzugangs. Erst mit der Umsetzung der zweiten Verbändevereinbarung vom Dezember 1999 waren zufriedenstellende Voraussetzungen für einen liquiden Spothandel gegeben.<sup>81</sup> Neben einer vereinfachten Verfahrensweise für die Netznutzung sorgten vor allem transaktionsunabhängige Netznutzungsgebühren für regen bilateralen Handel auf der Höchstspannungsebene. Bedingt durch die hohe Attraktivität drängte eine Vielzahl von Unternehmen auf den deutschen Markt und sorgte für Wettbewerb. Bis Ende 2000 hatten rund 270, bis Mitte 2001 bereits über 350 Unternehmen einen eigenen Bilanzkreis eröffnet.<sup>82</sup> Unter den Marktteilnehmern befanden sich die etablierten Versorgungsunternehmen, handelserfahrene ausländische Unternehmen sowie viele neugegründete „Start-ups“.<sup>83,84</sup> Immer stärkere Verbreitung

<sup>81</sup> Vgl. Müller-Kirchenberger/Ritzau (2000) S. 212.

<sup>82</sup> Quelle: [www.dvg-heidelberg.de](http://www.dvg-heidelberg.de) zum 01.10.2000 und zum 01.08.01

<sup>83</sup> Deutsche Unternehmen haben stark von Erfahrungen der liberalisierten Märkte profitiert. Beispielsweise kooperiert die Börse Leipzig mit NordPool. PreussenElektra hat zum Aufbau des Stromhandels für den Vorstand einen Experten für Handel und Risikomanagement von Amerikas größten Stromproduzenten Tennessee Valley Authority verpflichtet; vgl. Schultheiß (1998) S. 11.



findet der Versuch, sich im internetbasierten Handel (eTrading) zu etablieren. Zu beobachten ist der Aufbau von internetgestützten Marktplätzen oder so genannter „Store-Fronts“.<sup>85</sup> Darüber hinaus werden Stromauktionen im Internet für Großverbraucher veranstaltet.

Verlässliche Fakten über Marktvolumen und –wachstum sowie die Marktanteile der Großhändler in Deutschland sind schwer zu ermitteln, da die veröffentlichten Daten anderer Bereiche, z.B. Gashandel, Stromeinzelhandel, Stromvertrieb sowie Großhandel außerhalb Deutschlands, sich nicht von deutschen Großhandelsvolumen abgrenzen lassen. Expertenschätzungen zufolge beträgt das europäische Großhandelsvolumen in 2001 ca. 4.500 TWh, bei einem deutschen Anteil von ca. 1.000 TWh, was ungefähr dem Zweifachen des physischen Verbrauchs entspricht.<sup>86</sup> Damit dürfte der deutsche Markt innerhalb kürzester Zeit zu einem der größten europäischen Handelsmärkte nach dem nordischen Markt aufgestiegen sein. Die Firmen TXU und Enron, beides Tochterunternehmen großer amerikanischer Händler, sollten im europäischen Großhandel führend sein. Ebenfalls stark vertreten und dies naturgemäß in Deutschland sind die deutschen Verbundunternehmen RWE und E.ON. Tabelle 4 zeigt das geschätzte Handelsvolumen der größten in Deutschland aktiven Großhändler sowie ihren Anteil am gesamten Europäischen Großhandelsmarkt in 2001. Auch die Wachstumsraten scheinen nach wie vor beträchtlich zu sein. So wuchs das Handelsvolumen von Enron im ersten Quartal 2001 gegenüber dem Vorjahr um 300%.

Der Großhandel wurde in kürzester Zeit hoch kompetitiv und sorgte für weiteren Preisdruck. Um Marktanteile in einem harten Wettbewerb zu gewinnen, waren Anfang 2000 die Preise nach Aussagen von Marktteilnehmern unter die Erzeugungskosten gefallen. Gegen Ende des Jahres gab es jedoch eine deutliche Erholung.<sup>87</sup> Ein Grund kann darin liegen, dass die Erzeuger begannen, bestehende Überkapazitäten abzubauen

---

<sup>84</sup> Vgl. VDEW (1999) S. 30.

<sup>85</sup> Beispielsweise hat RWE zusammen mit der holländischen Houstonstreet-Exchange einen Internet Marktplatz aufgebaut der am 25. September 2000 live gehen soll; Quelle: Handelsblatt vom 19.09.2000 S. 22. Prominente Beispiele für Store-Fronts sind EnronOnline und Powerbroker, die im Netz Angebote und Anfragen aufnehmen.

<sup>86</sup> Vgl. Martin (2001) S.20.

<sup>87</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

**Tabelle 4: Handelsvolumen und Marktanteile in Deutschland aktiver europäischer Großhändler (Prognose 2001)**

<b>Unternehmen</b>	<b>Handelsvolumen in TWh</b>	<b>Marktanteil</b>
TXU Europe	800	18%
Enron	700	16%
RWE Trading	300	7%
Elecrabel	250	6%
AEP	200	5%
E.ON	200	5%
Aquila	100	2%
Dynegy	100	2%
Endesa (Joint Venture mit Morgan Stanley)	50	1%
Sonstige	1.744	39%
<b>Gesamtmarkt (EU)</b>	<b>4.444</b>	<b>100%</b>
<i>davon :</i>		
<i>Nordischer Markt</i>	2000	45%
<i>Deutschland</i>	1000	23%
<i>England und Wales</i>	1000	23%
<i>Sonstige</i>	444	10%

Anmerkung: Dynegy und Enron standen bei Abschluss dieser Arbeit in Übernahmeverhandlung.

Quelle: in Anlehnung Martin (2001) S. 17 und 20.

Wesentliches Kennzeichen des deutschen Großhandelsmarktes ist, dass er sehr stark auf Handel mit einfachen Standardprodukten beschränkt ist.<sup>88</sup> Gehandelte Produkte sind meist Forwards mit physischer Erfüllung in Blöcken für 0-24 Uhr (Grundlast) und Spitzenlast (8-18 Uhr) für den nächsten Tag und die nächste Woche.<sup>89</sup> Optionen oder kombinierte Produkte mit Ausnahme strukturierter Geschäfte wurden kaum gehandelt.<sup>90</sup> Diese wurden als Forwards mit variablen Abnahmemengen an Großkunden durchge-

<sup>88</sup> Ergebnisse einer Befragung ausgewählter Stromhändler im März/April 2000, vgl. auch die Erfahrungen von Eichholz/Otten (1999) S. 44-45.

<sup>89</sup> Swaps werden nur als Location-Swaps zum Austausch von Strommengen zwischen Handelszone Süd und Nord zur Reduktion von Durchleitungsgebühren abgeschlossen. Diese Produkte wurden vor allem von der Bayernwerke AG initiiert und unter dem Namen „SNIP“ auf den Markt gebracht. Nach dem Wegfall der Handelszonen wurde dieses Produkt obsolet; vgl. Fußnote 53.

<sup>90</sup> Vgl. Otten/Eichholz (2000) S. 45.

führt. OTC-Spotmarktgeschäfte waren dominierend. Sie werden meist mit bekannten Geschäftspartnern aus den Verbundzeiten durchgeführt.

Im Gegensatz zu dem OTC-Handel hat sich Börsenhandel deutlich später entwickelt, was an dem schwierigen „Standortfindungsprozess“ lag.<sup>91</sup> In Deutschland waren Düsseldorf, Frankfurt, Leipzig und Hannover an der Errichtung einer Strombörse interessiert. Da in Fachkreisen der Energiewirtschaft davon ausgegangen wurde, dass nur eine Strombörse in Deutschland überlebensfähig ist, wurde eine Projektgruppe „Deutsche Strom-/ Energiebörse“, bestehend aus den verschiedenen energiewirtschaftlichen Interessengruppen, ins Leben gerufen. Sie sollte eine Empfehlung zum künftigen Börsenstandort erarbeiten und hat sich am 10.07.99 für den Standort Frankfurt ausgesprochen.<sup>92</sup> Trotzdem hielt Leipzig an seinen Plänen fest und ging mit der Leipzig Power Exchange (LPX) am 13.06.00 als erste deutsche Börse an den Markt. Frankfurt mit der European Energy Exchange hat im August nachgezogen. Noch vor den deutschen Börsen bot ab 03.05 00 die APX in Amsterdam als erste Börse ein Spotmarktprodukt für den deutschen Markt an. Alle Börsen waren zunächst als Spotmärkte konzipiert, die EEX führte als erste Börse im März 2001 einen Terminmarkt ein. Die LPX plant Ende 2001 nachzuziehen. Nach gelungenem Börsenstart stieg das Börsenvolumen an der LPX und der EEX sprunghaft an, der deutsche Hub an der APX wurde mangels Akzeptanz eingestellt. Im September 2001 erreichte der Spotmarkt der LPX ein durchschnittliches Tagesvolumen von ca. 45 GWh im Vergleich zu ca. 35 GWh an der EEX.<sup>93</sup> Die Umsätze am Terminmarkt der EEX lagen bei ca. 600GWh täglich. Das gehandelte Volumen lag bei knapp einem Drittel des physischen Verbrauchs. Dennoch war das börslich gehandelte Volumen offensichtlich nicht ausreichend, um in Deutschland zwei Börsen in effizienter Weise zu betreiben. Ende Oktober 2001 beschlossen die Betreiber eine Fusion der beiden Marktplätze.<sup>94</sup>

Insgesamt entwickelt sich der Großhandel sehr dynamisch. Im Wesentlichen werden offensichtlich die Erfahrungen der früher liberalisierten Märkte nachvollzogen. Inwie-

---

<sup>91</sup> Vgl. <http://www.apx.nl/vers200.htm>.

<sup>92</sup> Quelle: Handelsblatt vom 14.06.99, S. 39.

<sup>93</sup> Vgl. Veröffentlichung von Marktdaten über <http://lpx.de> und <http://eex.de> (Stand: 02.10.01).

<sup>94</sup> Quelle: TAM-online vom 29.10.01

weit sich die Hypothese einer Beschleunigung des Prozesses durch Lernen von anderen Märkten bewahrheitet, kann derzeit noch nicht endgültig beantwortet werden.

Anders das Bild im Einzelhandel. Trotz vollständiger Liberalisierung der Verteilnetze, ist die Entwicklung auf der Einzelhandelsebene auch nicht annähernd mit der Großhandelsebene zu vergleichen. Musste in der Anfangsphase der Liberalisierung der Zugang zu den Verteilnetzen noch gerichtlich erstritten werden, so werden derzeit die Netznutzungsgebühren teilweise derart hoch angesetzt, dass sich viele Handelsgeschäfte nicht mehr mit positiver Marge durchführen lassen. Gründe liegen vor allem in den unklaren Kalkulationsvorschriften, die von den Betreibern oft genutzt werden, um auch netzfremde Kostenbestandteile in die Kalkulation einfließen zu lassen. Ein Vergleich der Netznutzungsgebühren durch den Verbraucherverband VIK zeigt, dass zwei Drittel der Gebühren der Netzbetreiber über den Richtpreisen der VV 2 liegen, obwohl diese nach Auffassung des VIK und der Kartellbehörden als Preisobergrenze zu verstehen seien.<sup>95</sup> Das Verhalten der Netzbetreiber veranlasste sogar das Bundeskartellamt im September 2001 Untersuchungen gegen 22 namentlich nicht genannte Verbundunternehmen, Stadtwerke und Regionalversorger einzuleiten.<sup>96</sup> Als weiteres Hemmnis erweist sich zudem die deutsche Lösung für Regelenergie, die im Monopol der Netzbetreiber verbleibt. Die im internationalen Vergleich zu hohen Kosten belasten die Margen für Handelsgeschäfte mit Verbrauchern weiter. Diese Probleme mögen dazu geführt haben, dass bis September 2001 lediglich 3,7% der deutschen Haushalte den Stromversorger gewechselt haben und auch die Strompreise der Versorger für Haushalte im Vergleich zu den gewerblichen Kunden nur gering reduziert wurden.<sup>97</sup>

---

<sup>95</sup> Das Ergebnis der bundesweiten Analyse zeigt einen durchschnittlichen Netznutzungspreis für Mittelspannungskunden von 4,60 Pf/kWh. Dabei offenbaren sich erhebliche Unterschiede zwischen einzelnen Netzbetreibern. So liegt der Preis für die Netznutzung beim günstigsten Netzbetreiber (RWE Energie AG, Essen) bei durchschnittlich 3,13 Pf/kWh, während der teuerste Netzbetreiber (e.dis Energie Nord, Fürstenwalde) 7,10 Pf/kWh verlangt. Die Differenz beträgt somit 3,97 Pf/kWh oder 127 %. Im übrigen liegen nach dem VIK-Vergleich alle ostdeutschen Netzbetreiber über den Richtpreisen der VV 2. Allein unter den teuersten acht Unternehmen befinden sich sieben aus den neuen Bundesländern, Quelle: Pressemitteilung des VIK am 02.10.2000, veröffentlicht über <http://www.vik-online.de>

<sup>96</sup> Quelle: Süddeutsche Zeitung vom 28.09.01, S. 23. Bereits zuvor gab es Versuche den Wettbewerb zu stärken, z.B. die Initiative „Pro Wettbewerb“ der Einzelhändler best energy, LichtBlick, und Yello Strom für einen regulierten Netzzugang. Quelle: TAM-Online vom 19.09.2000.

<sup>97</sup> Quelle: TAM-online vom 07.09.01

Da keine Änderung dieser Problembereiche abzusehen ist, wird sich ein funktionierender Wettbewerb vergleichbar mit dem Großhandel auf der Einzelhandelsebene in nächster Zeit nicht einstellen.

### 1.3.3.3 Auswirkungen für die Verbundunternehmen

Noch offen blieb bisher die Frage, welche Auswirkungen der liberalisierte Stromgroßhandel, wie er zuvor beschrieben wurde, auf die VU hat. Zu Zeiten des Verbundhandels war der kurzfristige Ausgleich von Angebots und Nachfrageschwankungen das primäre Handelsmotiv. Durch die Teilnahme am Handelsmarkt entstehen neue Möglichkeiten der Marktteilnahme für die VU. Diese seien nachfolgend dargestellt und ihre Bedeutung für den Unternehmenserfolg kurz gewürdigt.

DUDENHAUSEN/DÖHRER/GRAVERT-JENNY unterscheiden drei grundsätzliche Formen der Marktteilnahme im liberalisierten Handelsumfeld.<sup>98</sup> Zum einen besteht die Möglichkeit, Handel mit dem Ziel der *Optimierung betrieblicher Funktionen* eines Versorgungsunternehmens zu betreiben. Hierunter fällt die vor allem die Kraftwerkseinsatzoptimierung durch verbesserten Zukauf am Handelsmarkt anstelle Eigenerzeugung. Die Liberalisierung des Marktes eröffnet neue Möglichkeiten für den Zukauf von Strommengen, die über den zuvor üblichen Verbundhandel hinausgehen. Ferner ermöglicht der Handel verbesserte Risikosteuerung durch eine zentrale Portfolioverwaltung unter Einbeziehung der Kraftwerke und der Handelspositionen, eine bessere Vertriebsunterstützung und bessere Möglichkeiten zur Bündelung der Nachfrage. Im Detail wird hierauf nachfolgend in dieser Arbeit noch eingegangen.<sup>99</sup> An dieser Stelle kann bereits festgehalten werden, dass insbesondere für die VU mit eigenen Erzeugungs- und Vertriebskapazitäten die Teilnahme am Stromhandel eine wesentliche Voraussetzung zur Optimierung ihres Versorgungssystems ist.

In engerem Zusammenhang mit Optimierung betrieblicher Funktionen steht das *externe Portfoliomanagement*. Hier wird die Portfolioverwaltung wie oben beschrieben als Dienstleistung gegen Entgelt an kleinere Stadtwerke oder Regionalversorger erbracht, für die sich der Aufbau des erforderlichen handelstechnischen Know-how aufgrund ihrer geringen Größe nicht lohnt.

---

<sup>98</sup> Vgl. Dudenhausen//Döhrer/Gravert-Jenny(1999) S. 310-312.

<sup>99</sup> Vgl GP 2.1.3.

Eine weiteres Motiv ist die Teilnahme am Handel zum Zwecke der *Erzielung von Handelsgewinnen*. Die Marktteilnehmer erhoffen sich aufgrund der verfügbaren Informationen, Preisbewegungen abschätzen zu können und somit spekulative Gewinne zu erzielen. Darüber hinaus ergeben sich in den neuen nicht transparenten Strommärkten Möglichkeiten Arbitragegewinne, d.h., risikofreie Gewinnpotentiale aufgrund von Preisunterschieden zwischen Handelsorten oder zwischen Energieträgern zu realisieren.<sup>100</sup> Potenzielle Handelsgewinne bieten etablierten Versorgern eine Möglichkeit zusätzliche Erträge zu generieren und sind das primäre Motiv für den Einstieg unabhängiger Händler in den Markt. In der Praxis ist zu erwarten, dass auf Seite der Versorger die Handelsformen vermischen werden.<sup>101</sup>

Der Nutzen dieser Handelsformen für die VU ist schwer messbar. Unabhängig von der exakten Quantifizierung kann als Fazit festgehalten werden, dass für VU die Teilnahme am liberalisierten Stromhandel von hoher Bedeutung ist, da damit ein wesentlicher Beitrag zur Optimierung ihrer Erzeugungs- und Vertriebsfunktionen geleistet werden kann und sich zudem neue Ertragsquellen erschließen lassen. Diese Bedeutung wird um so deutlicher, wenn man berücksichtigt, dass Erträge durch die Liberalisierung und dem damit verbundenen Strompreiserückgang im traditionellen Versorgungsbereich unter Druck kommen.<sup>102</sup> Zu einem ähnlichen Schluss kommt die Studie der Investmentbank Schroder Salomon Smith Barney, welche die Auswirkungen eines Einstiegs in den Großhandel mit Strom auf den Marktwert börsennotierter Versorger untersucht. Dieser Studie zufolge kann der Handel bis zu 13% der Marktkapitalisierung eines Versorgers beeinflussen.<sup>103</sup>

Allerdings stellt der Handel neue Anforderungen an die VU. Zum einen müssen diese Unternehmen ihr handelstechnisches Know-how erweitern. Als wesentlich ist das Risikomanagement zur Bewältigung der gestiegenen Preisfluktuation, börsliches Know-how und Methoden der marktgerechten Bewertung (Pricing) von neuen und immer komplexer werdenden Handelsprodukten zu nennen. Ferner muss sich das Unternehmen

---

<sup>100</sup> Vgl. Dudenhausen//Döhrer/Gravert-Jenny(1999) S. 312.

<sup>101</sup> Wie später noch gezeigt wird, kann z.B. eine nicht abgesicherte Kraftwerkposition in der Zukunft als Spekulation gelten, da man hofft, die zu erzeugende Menge zu einem späteren Zeitpunkt am Spotmarkt zu höheren Preisen zu verkaufen.

<sup>102</sup> Vgl hierzu auch GP 1.3.3.2.

<sup>103</sup> Vgl. Martin (2001) S. 37.

auf dem immer kompetitiveren Handelsmarkt so ausrichten, dass es beim Wettbewerb um die immer knapperen Handelsmargen nicht auf der Strecke bleibt.

## **1.4 Bedeutung des Informationseinsatzes im liberalisierten Stromhandel**

In den Ausführungen zu GP 1.3.3 wurde dargestellt, dass insbesondere für etablierte Versorgungsunternehmen die Teilnahme am Handel von wesentlicher Bedeutung ist. Zum einen um ihre betriebliche Funktionen (v.a. Erzeugung und Vertrieb) zu optimieren, zum anderen um Zusatzerträge zu generieren. Allerdings müssen sich diese Unternehmen fragen, wie sie in einem liberalisierten Marktumfeld mit neuen Anforderungen an das Know-how, knappen Margen und hoher Wettbewerbsintensität Stromhandel dauerhaft bestehen können. Aus Sicht der vorliegenden Arbeit stellt sich die Frage, welchen Beitrag der Informationseinsatz als Teilbereich des Informationsmanagements zum Handelserfolg leisten kann. Nachfolgend wird die Antwort gegeben, indem gezeigt wird, dass der effiziente Informationseinsatz eine Voraussetzung für die Erlangung von Wettbewerbsvorteilen und damit von Handelsmarge auf einem liberalisierten Strommarkt ist.

### **1.4.1 Wettbewerbsvorteile als Voraussetzung für den Handelserfolg auf einem liberalisierten Strommarkt**

Nach HAYEK liegt das Grundproblem der Koordination wirtschaftlicher Aktivitäten in der asymmetrischen Informationsverteilung.<sup>104</sup> Die Logik des Wettbewerbs beruht demnach auf der Ungleichverteilung von Information und der Entdeckung neuen Wissens. Unternehmertum besteht wesentlich aus der Ausnutzung von Informationsvorsprüngen und der Realisierung unternehmerischer Arbitragegewinne zwischen Beschaffungs- und Absatzmärkten.<sup>105</sup> Dauerhafte Gewinne sind nur zu erwirtschaften, wenn es ein Unternehmen schafft, Wettbewerbsvorteile aufzubauen. Ohne Wettbewerbsvorteile werden anfangs bestehende Arbitragegewinne durch den Eintritt immer neuer Wettbewerber auf Dauer schwinden. Bezogen auf den Stromhandel würde dies

---

<sup>104</sup> Vgl. Hayek (1945) S. 519-530.

zum einen bedeuten, dass Handelsgewinne eines Unternehmens ohne Wettbewerbsvorteile langfristig nicht möglich sind und auch in der Optimierung betrieblicher Funktionen gegenüber anderen Versorgern komparative Nachteile bestünden. Langfristig würde eine solche Situation unweigerlich zu einem Marktaustritt führen. Dies führt zur Frage, wo die Quellen möglicher Wettbewerbsvorteile für ein Handelsunternehmen liegen, welches keinen gesamtwirtschaftlichen Beitrag in Form produzierter Güter leistet, sondern sich letztlich darauf beschränkt zwischen Produktions- und Absatzmärkten zu vermitteln. Nachfolgend werden Ansatzpunkte aus Sicht der Handelsbetriebslehre analysiert.

#### **1.4.2 Wettbewerbsvorteile und Ansätze der Handelsbetriebslehre**

Um die Existenz und Legitimation des Handels zu erklären, wurden in der traditionellen Handelsbetriebslehre die Handelsfunktionen als wirtschaftswissenschaftlicher Bezugsrahmen verwendet.<sup>106</sup> Eine Übersicht hierzu gibt MÜLLER-HAGEDORN. Danach kann der Handel als Träger folgender Funktionen beschrieben werden:

- Der Handel als Träger von Distributionsfunktionen.
- Der Handel als Träger von Risiko.
- Der Handel als „Transaktionskosten-Rationalisierer“.

Folgt man der Erkenntnis, dass Wettbewerbsvorteile die Voraussetzung für Handelserfolg sind, so kann man schließen, dass komparative Vorteile in der Erfüllung dieser Funktionen die Quelle potenzieller Wettbewerbsvorteile bilden. Im Folgenden sollen daher die Handelsfunktionen detailliert werden, mit dem Ziel potenzielle Wettbewerbsvorteile abzuleiten.

##### **1.4.2.1 Handel als Träger von Distributionsfunktionen**

Die Distributionsfunktion wurde in den frühen Arbeiten herausgestellt, um den Handel „von dem Makel der Gewinnsucht zu reinigen“.<sup>107</sup> Wesentliches Kennzeichen ist die Güterumgruppierung von der produktionsorientierten Güterkombination in eine be-

---

<sup>105</sup> Vgl. Picot/Maier (1993) S. 36.

<sup>106</sup> Vgl. Barth (1993) Sp. 1581.

<sup>107</sup> Müller-Hagedorn (1993) Sp. 1572.



darfsorientierte Ge- und Verbrauchsgüterkombination nach Art und Menge.<sup>108</sup> Die Überbrückung von Raum und Zeit, die Zusammenstellung von Sortimenten, die Quantitätsfunktion und Maßnahmen der Qualitätssicherung sind typische Teilbereiche der Güterumgruppierung.<sup>109</sup> Dies enthält auch solche „...Objekt- und Subjektsicherungsleistungen, die nicht nur der Qualitätssicherung der Produkte dienlich sind, sondern darüber hinaus auch solche Leistungen gegenüber Marktteilnehmern einschließen, die durch Beratungs- und Umtauschleistungen das ökonomische, technische und soziale Risiko des Kaufs reduzieren.“<sup>110</sup>

Ein Händler, der auf Distributionsvorteile fokussiert, muss daher Produkt- und Zusatzleistungen derart kombinieren, dass diese am Markt einen höheren Verbrauchernutzen schaffen, als dies bei vergleichbaren Angeboten des Wettbewerbs der Fall ist. In Zusammenhang mit der Handelsware Strom sind diese Möglichkeiten durch die hohe Standardisierung und die Nicht-Lagerfähigkeit begrenzt. Zu denken wäre beispielsweise auf der Absatzseite an Beratung hinsichtlich Versorgungssicherheit oder Verbrauchseffizienz, an Finanzierungsleistungen oder an Strom aus regenerativen Energien. Diese Maßnahmen richten sich mehrheitlich an den Verbrauchermarkt. Auf einem Großhandelsmarkt mit Absatz an Wiederverkäufer hat Strom „Commodity-Charakter“ mit dem Preis als dominierendes Kaufkriterium. Folglich können im Großhandel lediglich bei der Belieferung von Großverbrauchern Distributionsvorteile geschaffen werden, indem entsprechend eines definierten Lastprofils, ein maßgeschneidertes Produkt zu günstigeren Konditionen als ein offener Liefervertrag erbracht wird. Wesentlicher Wettbewerbsvorteil ist die Umsetzung der Verbraucherbedarfe in strukturierte Handelsprodukte.<sup>111</sup>

#### **1.4.2.2 Handel als Träger von Risiko**

Ein Kennzeichen des Handels liegt darin, dass der Zusammenhang zwischen seinem Leistungsangebot und dem Markterfolg unsicher ist.<sup>112</sup> Insbesondere ist es fraglich, ob eine bereits eingekaufte Ware zum Verkaufspreis wieder abgenommen wird oder ob eine bereits verkaufte Ware zum geplanten Einstandspreis beschafft werden kann.

---

<sup>108</sup> Vgl. Barth (1993) Sp. 1581.

<sup>109</sup> Vgl. Müller-Hagedorn (1993) Sp. 1572.

<sup>110</sup> Vgl. Barth (1993) Sp. 1577.

<sup>111</sup> Vgl. GP 2.2.1.2.3.

<sup>112</sup> Vgl. Müller-Hagedorn (1993) Sp. 1574.

Dieses Risiko ist weitestgehend vom Verhalten der Geschäftspartner abhängig und variiert deshalb zwischen Kunden und Branchen.<sup>113</sup> Eine Funktion des Handels kann darin gesehen werden, dieses Risiko den Erzeugern und Verbraucher abzunehmen, die dem Handel dafür eine Handelsmarge zugestehen.<sup>114</sup> Spekulative orientierte Handelsbetriebe werden das Risiko größtenteils übernehmen, risikoaverse Betriebe werden versuchen, das Risiko durch Steuerungsmaßnahmen zu bewältigen.

Im Handel mit Strom sind Wettbewerbsvorteile durch die Übernahme von Risiken auf zweierlei Arten denkbar.

Zum einen kann der Händler spekulativ Strommengen an- oder verkaufen, ohne eine entsprechende Gegenposition zu halten. In diesem Fall wird er nur dann am Markt Erfolg haben, wenn er besser als andere Marktteilnehmer in der Lage ist, die künftige Entwicklung des Strommarktes zu antizipieren und entsprechende Positionen einzugehen. Ohne komparative Vorteile in der Marktprognose wird seine Markteinschätzung bestenfalls der des Großteils anderer Marktteilnehmer entsprechen, welche sich bereits im aktuellen Marktpreis widerspiegelt. Der Wettbewerbsvorteil liegt hier vor allem in Informationsvorsprüngen, überlegenen Prognosesystemen oder einer schnellen Verarbeitung von Marktinformationen.

Zum anderen kann der Händler versuchen, die übernommenen Risiken durch Risikomanagement zu bewältigen und eine geringere, aber sichere und dauerhafte Handelsmarge zu erwirtschaften.<sup>115</sup> Die Wettbewerbsvorteile liegen hier vor allem in Wissensvorteilen zu Methoden des Risikomanagements und deren effizientere und effektivere Anwendung.

#### **1.4.2.3 Handel als „Transaktionskosten-Rationalisierer“**

GÜMBEL und PICOT erklären auf Basis des von COASE formulierten Transaktionskostenansatzes die Existenz von Handelsbetrieben.<sup>116</sup> Diese entstehen, wenn durch die Handelsfunktion dem Verbraucher die Ware zu geringeren Kosten als bisher zur Verfügung

---

<sup>113</sup> Vgl. Müller-Hagedorn (1993) Sp. 1574.

<sup>114</sup> JUNG/SPREMANN sprechen hier von einem „Spread“, definiert als optimistisch geschätzte Handelsmarge abzüglich Risikokosten. Mit diesem Instrumentarium können sie jeden Handelsbetrieb mit Angabe der Handelsspanne und der Risikokosten klassifizieren; vgl. Jung/Spremann (1989).

<sup>115</sup> Zum Risikomanagement vgl. GP 3.4.

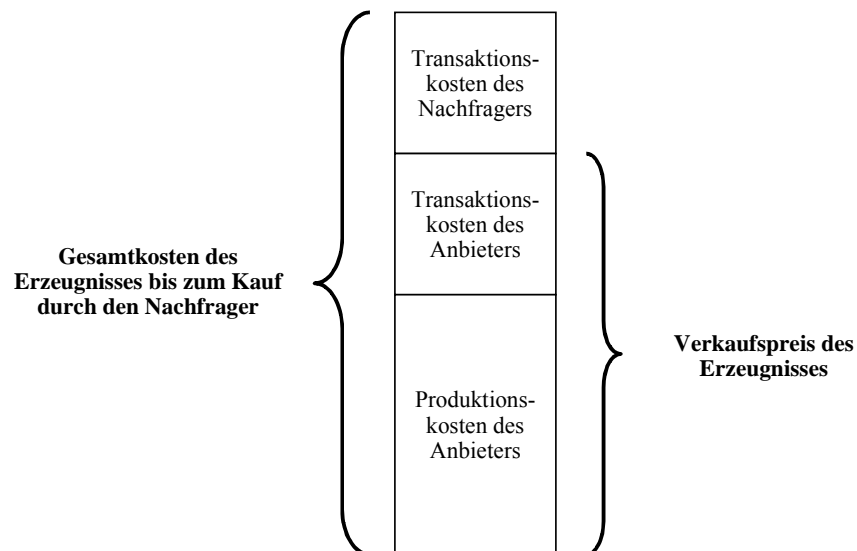
<sup>116</sup> Vgl. Picot (1986), Gümbel (1985) und Coase (1937).

steht. Die relevanten Kostenkomponenten sind dabei je nach Standpunkt unterschiedlich abzugrenzen. Aus Sicht der erzeugenden Unternehmung bestehen die Kosten in den Produktionskosten und ihren Transaktionskosten, aus Sicht des Handelsunternehmens aus seinem Einstandspreis und seinen Transaktionskosten und aus Sicht des Nachfragers aus seinen Transaktionskosten und dem Nettoverkaufspreis.<sup>117</sup> Als Transaktionskosten werden die Kosten für Information und Kommunikation verstanden. Sie setzen sich aus folgenden Kostenarten zusammen:<sup>118</sup>

- *Anbahnungskosten*, z.B. infolge der Informationssuche und -beschaffung über potenzielle Anbieter bzw. Abnehmer und deren Konditionen.
- *Vereinbarungskosten*, z.B. infolge der Intensität und zeitlichen Ausdehnung der Vertragsverhandlungen und -formulierung.
- *Kontrollkosten*, z.B. infolge der Überwachung von Termin-, Mengen-, und Preisvereinbarungen.
- *Anpassungskosten*, z.B. infolge von Termin-, Mengen- oder Preisänderungen.

Im Prinzip ergibt sich für jede Lieferbeziehung ohne Handelsstufen der in Abbildung 8 illustrierte Zusammenhang.

**Abbildung 8: Gesamtkosten der Ware Strom**

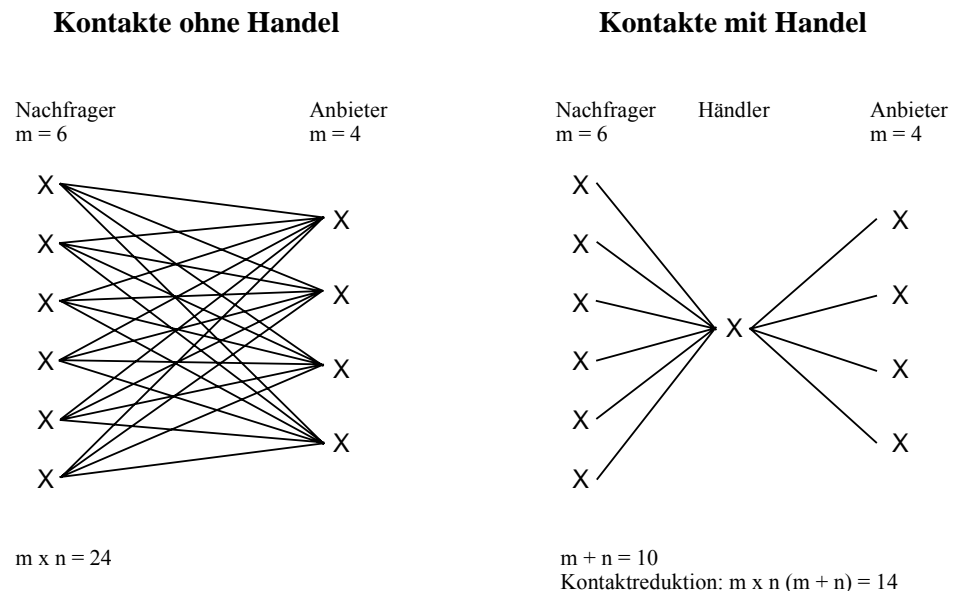


Quelle: Modifiziert nach Picot (1986) S. 3.

<sup>117</sup> Die Transaktionskosten sind zum Teil einer direkten monetären Erfassung zugänglich, dies gilt etwa für Telefon- und Transportkosten für Kontaktaufnahmen, Arbeitskosten zur Erstellung von Marktübersichten, etc. Zum Teil sind sie nur aus Sicht des Betrachters und der alternativen Verwendungsmöglichkeiten seiner Fähigkeiten und seiner Zeit bewertbar; vgl. Picot (1986) S. 3.

Die Gesamtkosten ergeben sich aus den Erzeugungskosten und den Transaktionskosten des Anbieters und den Transaktionskosten des Nachfragers. Die ökonomische Legitimation des Handels liegt darin, diese Gesamtkosten zu senken. Nachdem dies bei den Produktionskosten per se nicht möglich ist, wird der Fokus auf die Transaktionskosten gerichtet. Der Handel wird nur eingeschaltet, wenn die Summe der Transaktionskosten von Erzeugern, Handel und Verbrauchern kleiner ist als ohne Einschaltung des Handels. PICOT bezeichnet in diesem Zusammenhang den Handel als „Transaktionskostenrationalisierer“.<sup>119</sup> Die Einsparung liegt u.a. in reduzierten Kontakt- und Verhandlungskosten (Abbildung 9) auf Seite der Erzeuger und Verbraucher. Als Gegenleistung behält der Handel die so genannte Handelsmarge ein, die ihm maximal in Höhe der eingesparten Transaktionskosten zugebilligt wird.

**Abbildung 9: Kontaktökonomie des Handels**



Quelle Picot (1986) S. 4.

Um eine überlegene Lösung hinsichtlich der Transaktionskostenrationalisierung zu verwirklichen, müssen komparative Vorteile bei der Senkung der eigenen Transaktionskosten sowie der von Erzeugern und Verbrauchern existieren.<sup>120</sup>

<sup>118</sup> Vgl. vgl. Picot (1986) S. 3.

<sup>119</sup> Vgl. Picot (1986) S. 4.

<sup>120</sup> Vgl. Picot (1986) S. 3.

Hier gilt es, die Kosten der Information und Kommunikation auf Stellen- und Bereichsebene sowie auf betriebsübergreifender Ebene zu reduzieren. Wettbewerbsvorteile lassen sich hier zum einen durch überlegene organisatorische oder systemtechnische Lösungen erzielen. Zum anderen wird Größe bzw. Handelsvolumen zu einem entscheidenden Wettbewerbsvorteil, da der Großteil der Transaktionskosten fixe oder zumindest sprungfixe Kosten sind (z.B. Personalkosten, Lizenzkosten für Software, Infrastruktur etc.). Jede zusätzliche Transaktion mit positiver Handelsmarge generiert somit einen positiven Deckungsbeitrag und damit zusätzlichen Gewinn. Dies erklärt auch das in GP 1.3.3.1 dargestellte Streben amerikanischer Händler nach Marktanteilen unter Inkaufnahme kurzfristiger Verluste.

### 1.4.3 Informations- und Transaktionskostenvorteile als Beitrag des Informationseinsatzes

Um die Bedeutung des Informationseinsatzes für den Handelserfolg zu bestimmen, ist nun noch die Frage zu klären, wie er zur Schaffung von Wettbewerbsvorteilen beitragen kann. Tabelle 5 zeigt wesentliche Beiträge des Informationseinsatzes anhand der zuvor erläuterten Funktionen des Stromhandels.

**Tabelle 5:** *Beiträge des Informationseinsatzes für die Schaffung von Wettbewerbsvorteilen im Großhandel mit Strom*

<b>Handelsfunktion</b>	<b>Wesentlicher Wettbewerbsvorteil</b>	<b>Mögliche Beiträge des Informationseinsatzes (Auswahl)</b>
Handel als Träger von Distributionsfunktionen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Individuelle Produkterstellung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kanalisierung der Informationen über Kundenbedarfe als Voraussetzung für individuelle Produkterstellung</li> </ul>
Handel als Träger von Risiken	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Treffsichere Marktprognose</li> <li>▪ Effizientes und effektives Risikomanagement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Informationsvorteile und schnelle Informationsverfügbarkeit als Voraussetzung für eine treffsicheren Marktprognose</li> <li>▪ Marktdaten und Methodikwissen als Voraussetzungen für die Anwendung von Risikomanagementmodellen</li> </ul>
Handel als Transaktionskostenrationalisierer	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Handelsvolumen bzw. Größe</li> <li>▪ Effiziente Organisationsgestaltung und systemtechnische Lösungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Informationsverfügbarkeit, als Voraussetzung für effiziente Aufgabenerfüllung</li> <li>▪ Informationsfluss als Voraussetzung für effiziente stellen-, bereichs- und betriebsübergreifende Aufgabenkoordination</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

Zur Schaffung von Distributionsvorteilen ist die Aufnahme und Kanalisierung von Informationen über externe Kundenbedürfnisse Voraussetzung für die Entwicklung bedarfsgerechter strukturierter Produkte.

Risiken können übernommen werden, wenn Vorteile in der Marktprognose oder im Risikomanagement bestehen. Marktprognosen basieren auf Informationen, z.B. über Erzeugung, Übertragung, Verbrauch von Strom oder Gesamtwirtschaft (Konjunkturelle Situation etc.), die vom Handel verarbeitet werden müssen. Informationsvorteile und schnelle Verfügbarkeit können einen bedeutenden Betrag zu einer überlegenen Marktprognose leisten. Risikomanagement besteht im Prinzip aus der Aufnahme von Marktdaten und deren Verarbeitung in mathematischen Modellen.<sup>121</sup> Die Bereitstellung der Daten und von Wissen über die Modelle determinieren wesentlich die Qualität des Risikomanagements.

Vorteile in der Transaktionskostenrationalisierung entstehen im Wesentlichen durch effiziente Organisation und systemtechnische Unterstützung der arbeitsteiligen Aufgabenerfüllung. Die Verfügbarkeit von Informationen und der Informationsfluss hat wesentliche Bedeutung zur Erfüllung von Aufgaben auf Stellenebene und der Abstimmung zwischen den Organisationsbereichen einer Stromhandelseinheit, des VUs und anderen Marktteilnehmern.

Die bisherigen Ausführungen lassen die Bedeutung von Informationsbedarf und –bereitstellung als Teilaufgaben des Informationseinsatzes erkennen. Informationseinsatz schafft die Voraussetzung für Wettbewerbsvorteile, welche durch entsprechende Informationsverarbeitung und Marktaktivitäten erst noch realisiert werden müssen. Der Informationseinsatz ist somit ein notwendiger, aber nicht hinreichender Faktor für Handelserfolg auf einem liberalisierten Handelsmarkt. Aus obigen Beiträgen lassen sich zwei wesentliche Möglichkeiten zur Schaffung von Wettbewerbsvorteilen durch Informationseinsatz ableiten.

Die erste Möglichkeit liegt in der Schaffung von *Informationsvorteilen* durch exklusive Informationen oder schnellere Verfügbarkeit im Vergleich zum Wettbewerb. Dies bedeutet für den Informationseinsatz konkret, dass die Informationen zu identifizieren und bereitzustellen sind, die einerseits notwendig sind, um Handel zu betreiben und

---

<sup>121</sup> Vgl hierzu die GP 3.1 und 3.4.

andererseits Informationsvorteile zu ermöglichen. Dies gilt insbesondere in Zusammenhang mit der Marktprognose und dem Risikomanagement.

Die zweite Möglichkeit liegt in der Schaffung von *Transaktionskostenvorteilen*, d.h., komparative Vorteile hinsichtlich Informations- und Kommunikationskosten gegenüber anderen Marktteilnehmern. Für den Erfolg eines Händlers auf dem liberalisierten Strommarkt ist es daher unerlässlich, Informationsbedarf und –bereitstellung unter streng ökonomischen Gesichtspunkten, d.h., unter Abwägung von Kosten- und Nutzenaspekten zu planen und zu gestalten. Für den Informationseinsatz bedeutet dies, dass in den verschiedenen Teilprozessen der Bereitstellung die Potenziale zur Einsparung von Transaktionskosten rigoros genutzt werden müssen. Die Ansatzpunkte liegen vor allem in der Beschränkung der Bereitstellungsaktivitäten sowie deren organisatorische Gestaltung und systemtechnische Unterstützung. Durch das Weglassen unnötiger Bereitstellungsaktivitäten werden per Definition Transaktionskosten vermieden. Allerdings ist sicherzustellen, dass durch die Beschränkung die Aufgabenerfüllung nicht leidet oder Informationsvorteile verloren gehen. Weitere Transaktionskosten können eingespart werden, wenn die verbleibenden Bereitstellungsaktivitäten in adäquater Weise organisatorisch gestaltet und systemtechnisch unterstützt werden. In Anlehnung an STOCK stellt sich aus organisatorischer Sicht vor allem die Frage nach dem Outsourcing, der Zentralisierung oder der Dezentralisierung dieser Aktivitäten.<sup>122</sup> Aus technischer Sicht bietet eine Automatisierung bzw. Teilautomatisierung<sup>123</sup> von Bereitstellungsaktivitäten aufgrund der vergleichsweise hohen Personalkosten Ansatzpunkte zur Reduktion von Transaktionskosten.<sup>124</sup> Hier stellt sich vor allem die Frage nach dem richtigen Automatisierungsgrad.<sup>125</sup>

#### **1.4.4 Die besondere “informativische Situation” der Verbundunternehmen**

Als Verbundunternehmen (VU) werden die deutschen Unternehmen bezeichnet, die einen bestimmten Teil des Höchstspannungsnetzes betreiben (Regelzone) und in diesem

---

<sup>122</sup> Vgl. Stock (2000) S. 383.

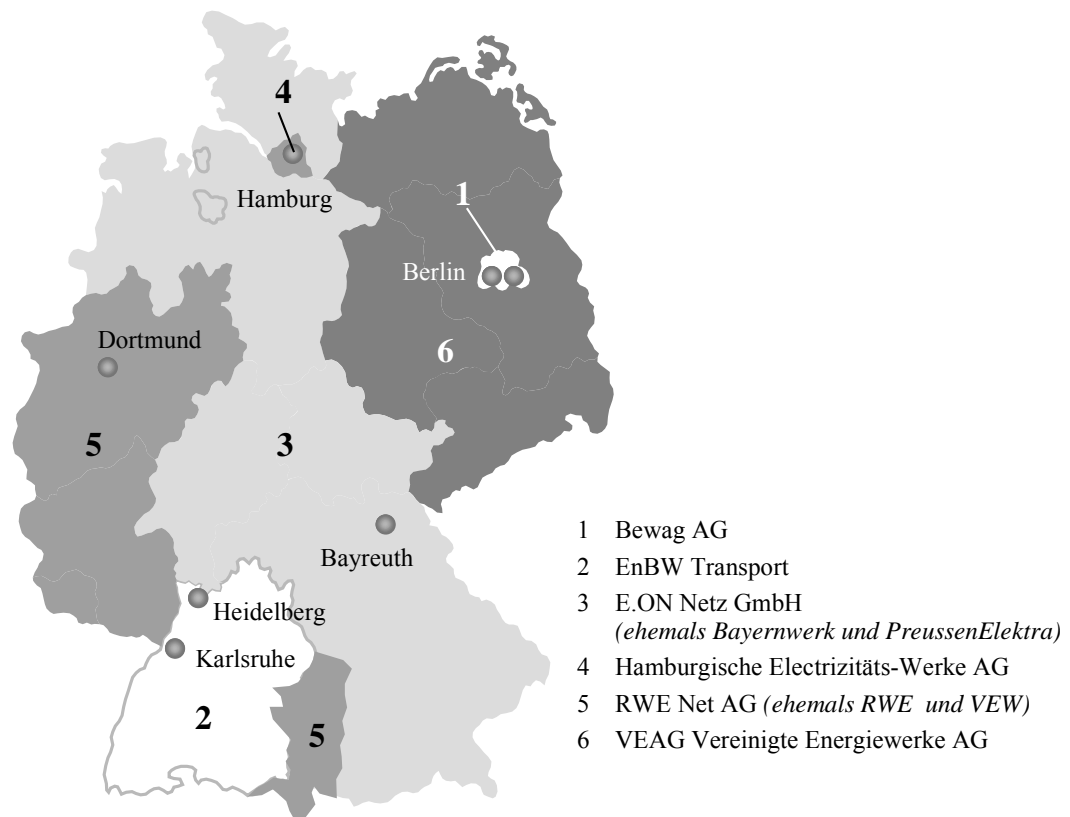
<sup>123</sup> Im Gegensatz zur Vollautomatisierung wirken bei der Teilautomatisierung Mensch und Maschine zusammen, indem ein Mensch eine Aktion startet (Trigger), die letztlich von Maschinen ausgeführt wird; vgl. Mertens/Bodendorf/König (1998) S. 46.

<sup>124</sup> Vgl. Warnecke (1992) S. 262-279.

<sup>125</sup> Vgl. Picot/Reichwald (1991) S. 285-286.

Bereich für die Frequenz-Leistungsregelung verantwortlich sind. Mit der Frequenz-Leistungsregelung verbunden ist der koordinierte Einsatz eigener und fremder Kraftwerke im Regelkreis sowie der immer bedeutsamere Austausch mit benachbarten Regelkreisen im Rahmen des europäischen Netzverbundes UCTE. Abbildung 10 zeigt die Regelzonen der deutschen VU zum derzeitigen Stand.

**Abbildung 10: Regelzonen deutscher Übertragungsnetzbetreiber (Stand 01.10.2001)**



Quelle: <http://www.dvg-heidelberg.de>.

Für jeden Leistungsbereich setzen die VU unterschiedliche Kraftwerksarten ein.<sup>126</sup>

- *Grundlastkraftwerke* sind technisch und hinsichtlich der Kostenstruktur (niedrige variable Kosten) so ausgelegt, dass sie durchgehend eingesetzt werden können. Es handelt sich typischerweise um Anlagen auf Basis von Laufwasser, Braunkohle und Kernenergie.
- *Mittellastkraftwerke* sind Anlagen mit hoher flexibler Leistung, die den wechselnden Strombedarf über den Grundbedarf hinaus decken. Es handelt sich weitestgehend um Steinkohle- und teilweise auch um Gaskraftwerke.<sup>127</sup>

<sup>126</sup> Zum Folgenden vgl. Schiffer (1999) S. 180.

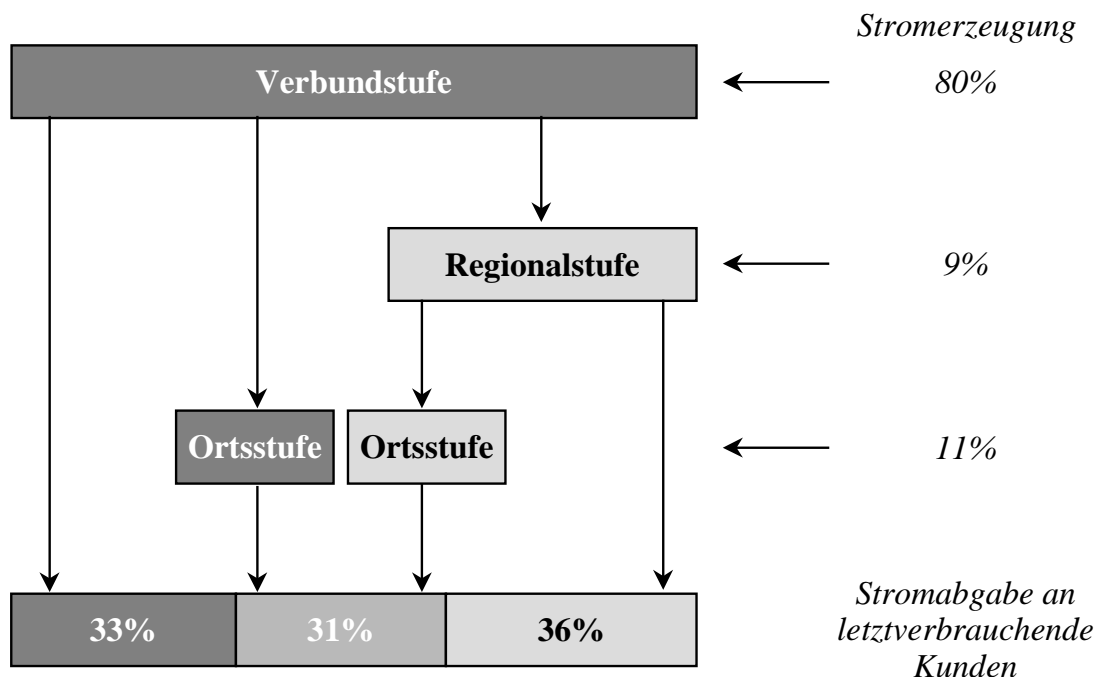
<sup>127</sup> Auf Basis der GuD-Technologie.



- *Spitzenlastkraftwerke* sind technisch so ausgelegt, dass sie in kurzer Zeit und mehrmals täglich angefahren werden können und hohe Leistungsänderungen zulassen. Sie sind von meist geringer Auslastung und hohen variablen Kosten gekennzeichnet. Es handelt sich typischerweise um Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke, mit Abstrichen auch um Ölkraftwerke.

Neben der Frequenz-Leistungsregelung beliefern die VU regionale und lokale Versorgungsunternehmen sowie Endverbraucher<sup>128</sup>. Die ca. 80 regionalen deutschen Stromversorger geben ihrerseits den bezogenen Strom, aber auch eigenen erzeugten Strom an lokale Versorger oder große Endverbraucher ab. Rund 800 lokale Versorgungsunternehmen beliefern Verbraucher eines Gemeindegebietes meist im Querverbund mit Gas, Wasser und Fernwärme. Ihren Bedarf decken diese Unternehmen durch Bezug von den vorgelagerten Stufen und durch eigene Erzeugung.<sup>129</sup> Abbildung 11 stellt die Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung dar.

*Abbildung 11: Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung*



Quelle: Schiffer (1999) S. 160.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass den VU eine tragende Rolle in der Stromversorgung zukommt. Zum einen kontrollieren sie den überwiegenden Teil der Erzeu-

<sup>128</sup> Dies gilt nicht für Eon, und VEAG, die keine Endverbraucher beliefern.

<sup>129</sup> Vgl. Schiffer (1999) S. 160.

gungskapazität, des Weiteren sind sie für die Höchstspannungsnetze und damit für den Kern des gesamten Netzsystems verantwortlich und zuletzt sind sie auch direkt oder indirekt wesentlich am Absatz beteiligt.

Wie später noch gezeigt wird, ist eine wesentliche Aufgabe eines Stromhändlers die Prognose des künftigen Strompreises, um daraus entsprechende Handelstransaktionen abzuleiten. Dies wiederum erfordert eine exakte Analyse vorhandener Informationen zur Angebots – und Nachfragesituation.<sup>130</sup> Wie erläutert sind die VU durch ihre Erzeugungskapazitäten in der Angebotsseite und durch ihre Vertriebsaktivitäten in der Nachfrageseite stark involviert. Durch den Betrieb des Höchstspannungsnetzes sind die VU zudem in die Vermittlung von Angebot und Nachfrage integriert. Es ist daher anzunehmen, dass den VU durch ihre Erzeugungs-, Netz- und Vertriebsaktivitäten Informationen vorliegen, die andere Großhändler nicht zur Verfügung haben. Verstärkt wird dieser Effekt durch die zunehmende Fusionsbereitschaft, durch den Druck zu Kostensenkungen als Folge der Liberalisierung. Im Jahre 1998 waren noch acht unabhängige Verbundunternehmen tätig, von denen insbesondere die Bayernwerke, RWE und PreussenElektra bereits einen tiefen Einblick in die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt gehabt haben sollten. Tabelle 6 zeigt dies für die einzelnen VU.

**Tabelle 6: Kennzahlen zu Vertrieb und Erzeugung deutscher VU im Jahre 1998**

Verbundunternehmen	Länge der Stromkreise über 100 kV (in km)	Stromabgabe (in TWh)	Abnehmerstruktur in % der Abgabe		
			Sondervertragskunden	Tarifkunden	Absatzmittler
Bayernwerke AG	15.000	40,8	8%	0%	92%
Bewag AG	892	13,1	53%	47%	0%
Energie Baden-Württemberg AG	9.680	44,4	22%	20%	58%
Hamburgische Elektrizitätswerke AG	1.391	13,8	62%	27%	11%
Preussen Elektra AG	18.580	66,2	16%	0%	84%
RWE AG	21.000	132,5	35%	12%	53%
VEAG	11.491	47,4	0%	0%	100%
VEW Energie	5.340	34,0	29%	14%	57%
<b>Gesamt</b>	<b>83.374</b>	<b>392,2</b>	<b>24%</b>	<b>10%</b>	<b>66%</b>

Quelle: Schiffer (1999) S. 166.

<sup>130</sup> Vgl. GP 3.2.

Mittlerweile haben die Bayernwerke und PreussenElektra (E.ON-Konzern) sowie RWE und VEW fusioniert. Den vorläufigen Schlussschritt setzte die HEW zusammen mit dem schwedischen Eigentümer Vattenfall, indem sie im Mai 2001 eine 75%-Mehrheit an der VEAG sowie einen 63,5%-Anteil an der Bewag erwarb.<sup>131</sup> Bis Ende 2001 wird eine gemeinsame Vertriebsstrategie vorbereitet, bis August 2002 sollen die verbundwirtschaftlichen Aktivitäten in einer gemeinsamen Netzgesellschaft VEAG/HEW zusammengeführt werden.<sup>132</sup> Die Fusion soll endgültig im Juli 2003 abgeschlossen sein. Somit sinkt de facto die Zahl der VU in Deutschland auf fünf. Offen ist derzeit noch, ob die Bewag ebenfalls in den HEW-Verbund integriert wird. Diese Integration mit HEW/VEAG war bereits beschlossen, bis Streitigkeiten über die operative Führung der neuen Gesellschaft mit dem Bewag-Miteigentümer Mirant das Vorhaben vorerst scheitern ließen. Die Zukunft der Bewag ist daher derzeit noch offen, alle Beteiligte sind sich jedoch einig, dass das Unternehmen alleine zu klein ist, um langfristig zu überleben.<sup>133</sup> Eine weitere Fusion ist daher zu erwarten. Danach sollte eine weitere Konsolidierung innerhalb Deutschlands angesichts kritischer Kartellbehörden schwieriger werden. Insbesondere aber mit Europäischen Verbundpartnern sind weitere Fusionen zu erwarten. Förderlich sind hier die bestehenden Kapitalverflechtungen. Weitere Konsolidierungen sind auf europäischer Ebene mit den Verbundpartnern zu erwarten. Als förderlich sollten sich hier die bestehenden Kapitalverflechtungen erweisen. So ist der neue HEW/VEAG/Bewag-Konzern bereits mehrheitlich in der Hand der schwedischen Vattenfall-Gruppe, der französische Konzern Electricité de France (EDF) ist Großaktionär der EnBW (25%), E.ON u.a. mit Beteiligungen an Sydkraft (SWE) und RWE verfolgt ihrerseits Internationalisierungsstrategien.<sup>134</sup> Blickt man in die Zukunft, so kann man realistisch davon ausgehen, dass die Verbundstufe in Deutschland in Zukunft von maximal vier international agierenden Unternehmen beherrscht werden wird. Die Konsequenz dieser Konsolidierung ist, dass die verbleibenden Unternehmen einen umfassenden Einblick in Angebot und Nachfrage des europäischen Strommarktes haben werden, der ihnen deutliche Informationsvorsprünge im Stromhandel bringen kann.

---

<sup>131</sup> Quelle: Pressemeldung der HEW vom 17.05.2001, abrufbar über <http://www.hew.de> (Pressearchiv).

<sup>132</sup> Quelle: Pressemeldung der HEW vom 06.06.2001, abrufbar über <http://www.hew.de> (Pressearchiv).

<sup>133</sup> Quelle: TAM-online vom 28.09.2001

<sup>134</sup> Pressemeldung der EnBW vom 07.02.2001, abrufbar über <http://www.enbw.com> (Presse).

## **1.5 Zielsetzung und Gang der Arbeit**

### **1.5.1 Zwischenfazit und resultierende Problemstellung**

In Gp 1.3 wurde gezeigt, dass der Stromhandel im Vergleich zum traditionellen Verbundhandel durch die Liberalisierung eine grundlegende Veränderung erfährt. Insbesondere für die etablierten Versorgungsunternehmen wird die Teilnahme am liberalisierten Stromhandel von erheblicher Bedeutung, da dies zur Optimierung von Erzeugungs- und der Vertriebsfunktion beiträgt sowie durch Handelsgewinne Zusatzerträge generiert. Um jedoch auf einem liberalisierten Handelsmarkt langfristig Erfolg zu haben, ist es erforderlich, Wettbewerbsvorteile aufzubauen. Da der Wertschöpfungsbeitrag des Handels in erster Linie aus der Beschaffung, Verarbeitung und Verwertung von Informationen über Beschaffungs- und Absatzmärkten besteht, ist es naheliegend, die Wettbewerbsvorteile im Faktor „Information“ zu suchen. Der Bereitstellung von handelsrelevanten Informationen nach ökonomischen Gesichtspunkten kommt dabei eine wichtige Bedeutung zu. Zum einen können durch die Bereitstellung exklusiver Informationen oder durch eine schnellere Bereitstellung Wettbewerbsvorteile geschaffen werden. Andererseits kann aber die Bereitstellung von zu vielen oder gar falschen Informationen oder ein zu aufwendiger Bereitstellungsprozess unnötig hohe Transaktionskosten verursachen, was diesen Vorteile wieder zunichte macht. Umgekehrt kann eine effizient organisierte und technisch adäquat unterstützte Bereitstellung ihrerseits einen Wettbewerbsvorteil beinhalten, wenn hierdurch geringere Transaktionskosten im Vergleich zu anderen Marktteilnehmern entstehen. Eine effiziente Informationsbereitstellung ist daher Voraussetzung für die Verarbeitung von Informationen und eine entsprechende Verwertung am Handelsmarkt. Wird diese Voraussetzung nicht erfüllt, kann auch eine ausgefeilte Informationsverarbeitung mittels moderner Systemtechnik, aufwendigen mathematischen Modellen und bestens geschultem Personal nicht den gewünschten Handelserfolg bringen. Aus diesem Grunde konzentriert sich diese Arbeit auf den Informationseinsatz als Teilbereich des gesamten Themenkomplexes „Informationsmanagement“. Die Betrachtung aus Sicht der Verbundunternehmen wurde gewählt, da hier infolge der umfangreichen Erzeugungs-, Netz- und Vertriebsaktivitäten umfassende Informationsvorteile zu erwarten sind, die sich durch die zu erwartende Konsolidierung der Stromwirtschaft noch vergrößern werden. Die Fokussierung auf den Großhandel wird gewählt, da sich im Vergleich zum Einzelhandel eine andere Aufgabenstellung ergibt (z.B. Marketing, Energiedienstleistungen) und damit auch andere

Informationsbedarfe. Um den Rahmen dieser Arbeit nicht zu sprengen, wurde hier eine Themeneingrenzung auf den Großhandel vorgenommen.

Akzeptiert man die Bedeutung des Informationseinsatzes für den Stromgroßhandel eines deutschen VU, so steht ein Informationsmanager vor der Problemstellung wie der Informationseinsatz zu gestalten ist, um Informations- und Wettbewerbsvorteile zu erzielen. Hieraus ergeben sich verschiedene Fragestellungen. Die erste grundlegende Frage lautet, welche Informationen ein Stromhändler zur Erfüllung seiner Aufgaben bzw. zur Durchführung von Handelstransaktionen benötigt. Dies erfordert eine ausführliche Analyse des Informationsbedarfs eines Stromhändlers und eine Beschreibung anhand wesentlicher Informationsmerkmale. An dieser Stelle sei ein wesentliches Ergebnis dieser Arbeit vorweggenommen. Der überragende Anteil am gesamten Informationsbedarf kann aus der Aufgabe der Prognose des künftigen Strompreises abgeleitet werden. Unterstellt man, dass sich der Strompreis an den Grenzkosten der Erzeugung orientieren sollte, so ist es für eine Marktpreisprognose erforderlich, die fundamentalen Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten zu analysieren. Dies erfordert die Analyse des Verbraucherverhaltens, des Kraftwerkseinsatzes und der Energiemärkte.

Ist der Informationsbedarf bestimmt, so ist zu klären, wie Informationen bereitgestellt werden können und wo mögliche Informations- und Transaktionskostenvorteile gegenüber dem Wettbewerb liegen. Dies umfasst wiederum verschiedene Teilfragen. Zum einen müssen sich die VU klären, welche Quellen sie zur Bereitstellung der benötigten Informationen verwenden sollten. Wie noch gezeigt wird, existiert gerade am externen Informationsmarkt eine Vielzahl von Quellen, die zudem einer hohen Veränderlichkeit unterliegen. Da es gar nicht möglich ist, permanent potentielle Informationsquellen zu analysieren, liegt ein wesentlicher Aspekt der Fragestellung in der ökonomischen Selektion adäquater Quellen. Daran anschließend stellt sich das Problem, welche Informationen aus den selektierten Quellen verwendet werden. Da einerseits der Informationsbedarf und das potenzielle Informationsangebot insbesondere zu den Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten bzw. der Strompreise sehr vielfältig ist und einzelne Informationen unterschiedliche Bedeutung für die Aufgabenerfüllung haben, andererseits menschliche Informationsverarbeitungskapazität beschränkt ist, ist es erforderlich die Informationen nach Nutzen und Kosten zu bewerten und zu selektieren. Hier müssen sich die VU fragen, welche Verfahren zur Informationsbewertung einzusetzen sind und wie diese Bewertung zu organisieren ist. Auch wenn klar ist, welche Informationen aufgrund ihrer Bedeutung eingesetzt werden sollten, ist nicht gewährleistet, dass diese

Informationen auch tatsächlich zugänglich sind. In einem VU fallen in den verschiedenen Funktionsbereichen wertvolle Informationen zur Angebots- und Nachfragesituation des Strommarktes an. Wie später noch gezeigt wird, sind diese Informationen teilweise in den Köpfen der Mitarbeiter verborgen. Die wesentliche Fragestellung für die VU ist daher, wie diese verborgenen, aber für den Handel wertvollen Informationen freigesetzt werden können. Wenn alle wertvollen Informationen identifiziert sind und zugänglich gemacht wurden, bleibt abschließend zu klären, wie sie den Aufgabenträgern des Handels zur Verfügung gestellt werden sollen. Wesentlicher Gestaltungsparameter ist die systemtechnische Unterstützung des Informationsflusses. Wie später noch gezeigt wird, sind die datentechnische Integration von Quelle und Nutzer sowie der Umfang der Systemfunktionalität zu klären. Da die Integration zum einen Kosten verursacht, zum anderen aber auch Nutzeneffekte insbesondere durch eine konsistente und redundanzfreie Datenbasis mit sich bringt ist, stellt sich aus ökonomischer Sicht die Frage nach dem richtigen Integrationsgrad.

Werden diese Teilfragen geklärt, so ist ein wesentliches Problem des Informationsmanagers gelöst. Die Aufgabenträger des Handels können mit notwendigen Informationen in ökonomisch sinnvoller Weise versorgt werden und somit nach einer entsprechenden Informationsverarbeitung Handelstransaktionen tätigen. Es soll daher von originärer Informationsbereitstellung gesprochen werden. Diese Begriffseinführung ist sinnvoll, da zudem die Möglichkeit besteht die Perspektive des Informationseinsatzes zu erweitern, indem die Ergebnisse der Informationsverarbeitungsaktivitäten betrachtet werden. Im Gegensatz zur originären Informationsbereitstellung gilt es Informationen einzusetzen, die einen Aufgabenträger des Handels oder die Unternehmensleitung in die Lage versetzen, die bisherige Informationsverarbeitung kritisch zu prüfen und zu verbessern, um damit letztlich auch den Handelserfolg zu verbessern. Es soll in diesem Zusammenhang von einer Validierung der Ergebnisse der Informationsverarbeitung im Sinne einer Qualitätssicherung gesprochen werden. Der Aspekt ist vor allem im Stromhandel bedeutend. So hängt generell der Handelserfolg von der Qualität der Information über Beschaffungs- und Absatzmärkte sowie ihrer Verarbeitung ab. Gerade aber auf dem relativ jungen liberalisierten Stromhandelsmarkt sollte der Lernbedarf der Marktteilnehmer und das Verbesserungspotenzial noch ungleich höher sein als auf reifen Kapital- und Warenterminmärkten. Es ist daher zu klären, welche Informationen noch bereitzustellen sind, die sich für eine Validierung eignen. Dies wirft die Frage auf, welche

Gestaltungsmöglichkeiten bestehen, um Informationen zur Validierung zu generieren und welche dieser Möglichkeiten das größte Potenzial für Wettbewerbsvorteile bietet.

### **1.5.2 Lösungsansatz und weitere Vorgehensweise**

Eine Lösung der oben dargestellten Problem- bzw. Fragestellungen ist letztlich eng mit dem Handelserfolg auf einem liberalisierten Strommarkt verknüpft. Diese Arbeit soll zur Lösung einen wesentlichen Beitrag leisten. Zielsetzung ist daher die Ableitung konkreter Hinweise zur ökonomischen Gestaltung des Informationseinsatzes am Beispiel einer Handelseinheit eines typischen deutschen Verbundunternehmens. Dies kann mit folgenden Subzielen konkretisiert werden:

- Konkrete Beschreibung der Merkmale des Informationsbedarfs einer Stromhandelseinheit durch Durchführung einer Aufgabenanalyse.
- Analyse von verschiedenen Teilprozessen der originären Informationsbereitstellung hinsichtlich des vorhandenen Gestaltungsspielraums zur Realisierung von Informations- und Transaktionskostenvorteilen. Dies beinhaltet die Entwicklung und Anwendung eines Entscheidungsrahmens für jeden Teilprozess, der die Selektion von umsetzbaren Gestaltungsalternativen unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten ermöglicht.
- Analyse der Möglichkeiten des Informationseinsatzes zur Qualitätssicherung der Informationsverarbeitung unter Erarbeitung konkreter Gestaltungshinweise.

Nachfolgend sei dargestellt, wie im weiteren Verlauf der Arbeit verfahren wird.

In Kapitel 2 werden die organisatorischen und produktspezifischen Rahmenbedingungen des Stromhandels geklärt, sofern sie Einfluss auf den Informationseinsatz haben. Kern der organisatorischen Rahmenbedingungen (GP 2.2.3.2) ist die Detaillierung der internen Organisationsstruktur und der Kernprozesse einer Handelseinheit sowie die Klärung der Frage, wie die neue Funktion „Stromhandel“ in die bestehende Organisation eines VU eingegliedert werden soll. Schnittstellen zu bestehenden Funktionen im VU werden analysiert und unterschiedliche organisatorische Gestaltungsalternativen geprüft. In den produktspezifischen Rahmenbedingungen des Stromhandels werden konkrete Handelsprodukte soweit detailliert, wie dies Auswirkung auf den Informationsbedarf hat. Auf Basis von Überlegungen zu Transaktionsmotiven einer Handelseinheit werden typische Geschäftsvorfälle definiert und ein Musterportfolio kreiert.

In Kapitel 3 wird der Informationsbedarf einer Stromhandelseinheit unter Berücksichtigung der zuvor abgeleiteten Rahmenbedingungen analysiert. Dies erfordert zunächst

Überlegungen zu geeigneten Methoden der Informationsbedarfserhebung sowie zu sinnvollen Merkmalen mittels derer sich der Informationsbedarf beschreiben lässt. Der dann gemachten Erkenntnis folgend, dass nur eine Bereitstellung von Informationen zur Deckung des objektiven Informationsbedarfs zu einem verbesserten Informationsstand der Aufgabenträger führt, wird der Informationsbedarf durch die Aufgabenanalyse als objektives Erhebungsverfahren ermittelt. Diese erfordert zunächst eine Detaillierung der zu den Kernprozessen des Stromhandels gehörigen Aufgaben. Hierzu wird soweit verfügbar auf die einschlägige Literatur zurückgegriffen.<sup>135</sup> Bestehende Lücken müssen durch dokumentierte Erfahrungen aus bereits länger liberalisierten Ländern, Analogien zur Finanzwirtschaft sowie Experteninterviews mit deutschen und internationalen Marktteilnehmern geschlossen werden.<sup>136</sup> Die Detaillierung ist die Grundlage für die Ableitung des Informationsbedarfs. Ziel ist eine möglichst vollständige Katalogisierung des Informationsbedarfs anhand sinnvoller Merkmale.

Aufgrund des Umfangs der Analyse sei an dieser Stelle auf drei Einschränkungen hingewiesen:

- Die erste Einschränkung erfolgt durch Ausschluss des klassischen Einzelhandels. Der anonyme Massenmarkt wird in der Betrachtung ausgeklammert. Der Absatz erfolgt ausschließlich an Wiederverkäufer und professionelle Großverbraucher.
- Die Ableitung des Informationsbedarfs erfolgt auf Basis des in GP 2.2.3 abzuleitenden Musterportfolio. Dies ist notwendig, da eine Vielzahl möglicher Transaktionen denkbar ist, die einen unterschiedlichen Informationsbedarf bedingen. Ohne diese Einschränkung ist eine Beschreibung des Informationsbedarfes nicht möglich.
- Die dritte Einschränkung erfolgt durch Fokussierung auf operative und administrative Aufgaben des Stromhandels, die zur Durchführung einer konkreten Transaktion erforderlich sind. Aufgaben, die der Unternehmensführung und dem mittleren Management zuzurechnen sind, z.B. Unternehmensplanung und -entwicklung, Kontrolle und Berichtswesen, werden von der Betrachtung ausgeklammert, da aufgrund der geringen Strukturiertheit und Veränderlichkeit dieser Aufgaben eine Ableitung des

---

<sup>135</sup> Fachliteratur wird der Vorzug vor persönlichen Quellen gegeben, da aufgrund der relativen Neuigkeit des Stromhandels zum Zeitpunkt dieser Untersuchung das subjektive Informationsbedürfnis der einzelnen Marktteilnehmer durch Lerneffekte noch starken Veränderungen unterworfen ist. Zudem hat sich gezeigt, dass eine Untersuchung des Informationsbedarfs mittels Befragung einen tiefen Einblick in die Informationsflüsse des Unternehmens bringt, was die Befürchtung bei den Befragten hervorruft, bestehende Know-how Vorsprünge an andere Wettbewerber abzugeben.

<sup>136</sup> In erster Linie wurden Experteninterviews mit Energiehändlern und Beratern geführt



objektiven Bedarfs kaum möglich ist. Dies wird in GP 3.1.2 noch detailliert. Operative und administrative Aufgaben zur Durchführung einer Handelstransaktion haben hohen Wiederholungsgrad sowie Routinecharakter und sind daher einer Aufgabenanalyse zugänglich.

In Kapitel 4 werden die verschiedenen Teilprozesse der originären Informationsbereitstellung zur Durchführung von Handelstransaktionen (GP 4.1) sowie die Bereitstellung von Informationen zur Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung betrachtet und Gestaltungshinweise erarbeitet (GP 4.2).<sup>137</sup> In GP 4.1.1 soll das bestehende interne und externe Informationsangebot analysiert und auf Basis von Kosten- und Nutzen-Aspekten bewertet werden. Ziel ist die Ableitung von konkreten Hinweisen zur transaktionskostenoptimalen Informationsbeschaffung und möglichen Informationsvorteilen. Dies beinhaltet eine Systematik potenzieller Informationsquellen, Hinweise zu deren Eignung sowie die Erarbeitung von Grundlagen der Informationsbewertung und deren konkrete Anwendung auf die Thematik dieser Arbeit. In GP 4.1.2 wird analysiert, inwieweit „wertvolle“ Informationen zugänglich sind bzw. sie zusätzliche Abgabemechanismen benötigen und inwieweit Ansätze des Forschungsgebietes „Wissensmanagement“ für deren Abgabe geeignet sind. In GP 4.1.3 wird auf eine transaktionskostenoptimale Informationsübertragung eingegangen. Ausgehend von der Maxime „Integration ist teuer“ werden Integrationsmöglichkeiten untersucht und Thesen zur Gestaltung einer optimalen Integration bezogen auf Informationsflüsse einer Stromhandelseinheit aufgestellt. Ferner werden Anforderungen an die Funktionalität eines Informationssystems definiert. Abschließend erfolgt in GP 4.1.4 ein Exkurs in die Auswirkungen elektronischer Märkte (eTrade) auf die einzelnen Teilprozesse der Informationsbereitstellung. Ziel ist es aufzuzeigen, inwieweit elektronischer Handel zur Schaffung von Wettbewerbsvorteilen in Form von Informations- und Transaktionskostenvorteilen beitragen kann. Den Abschluss der Arbeit bildet eine Betrachtung von Möglichkeiten zur Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung, insbesondere der Strompreisprognose. Hier gilt es, Gestaltungshinweise für die Bereitstellung von Informationen unter ökonomischen Gesichtspunkten zu erarbeiten, die einen Aufgabenträger des Handels oder die Unternehmensleitung in die Lage versetzen, die Qualität der gemachten Prognosen zu validieren.

## **Kapitel 2 Rahmenbedingungen des Stromhandels in deutschen Verbundunternehmen**

### **2.1 Organisatorische Rahmenbedingungen**

Die organisatorische Gestaltung der Stromhandelseinheit kann Einfluss auf den Informationsbedarf haben, sofern unterschiedliche Gestaltungsvarianten zu einer signifikanten Veränderung der Aufgabenerfüllung führen. Da in dieser Arbeit noch eine ausführliche der Ableitung des Informationsbedarfes erfolgen soll, ist es erforderlich, die organisatorischen Rahmenbedingungen einer Handelseinheit zu definieren und als Grundlage für die weitere Analyse zu verwenden. Innerhalb der Handelseinheit gilt es vor allem die Aufgabenverteilung festzulegen.<sup>138</sup> Im Außenbereich stellt sich die Frage, wie die neue Handelseinheit in das VU einzubinden ist und welche Aufgaben an externe Dienstleister ausgegliedert werden sollten (Outsourcing).

In GP 2.1.1 werden die Grundlagen gelegt, um sich mit organisatorischen Fragestellungen befassen zu können, indem die wesentlichen Kernprozesse zur Durchführung einer Handelstransaktion betrachtet werden.<sup>139</sup>

GP 2.1.2 thematisiert die organisatorischen Gestaltung des Innenbereichs als auch die Auslagerung einzelner Handelsfunktionen, sofern Auswirkungen auf den Informationsbedarf bestehen. Auf liberalisierten Strommärkten sowie auf Finanzmärkten haben sich typische organisatorische Lösungen etabliert, die hier als Grundlage verwendet werden sollen.

GP 2.1.3 soll die Frage aufgreifen, wie eine Handelseinheit in ein typisches deutsches VU einzubinden ist. Vor dieser Fragestellung steht jedes VU, das in den Stromhandel

---

<sup>137</sup> Der Teilprozess Informationsspeicherung wird von der Betrachtung ausgeklammert, da hier das geringste Optimierungspotenzial besteht. Grund sind die rapide gefallen Kosten für Speicherplatz.

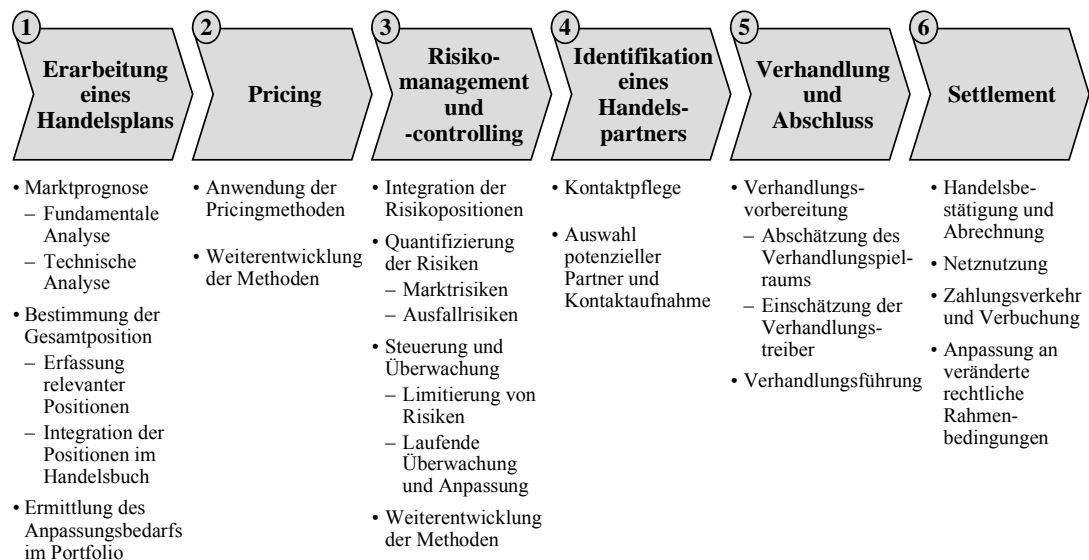
<sup>138</sup> Zu Organisationsvariablen vgl. Picot/Dietl/Frank (1999) S. 216-236. Als weitere Variablen werden die Entscheidungs- und Weisungsrechte sowie „Macht“ und „Programmierung“ genannt.

eintreten möchte, da die umgesetzte Lösung signifikanten Einfluss auf die Effizienz wesentlicher Unternehmensbereiche des VU hat. Daher soll im Gegensatz zu den anderen organisatorischen Gestaltungsbereichen die Effizienz unterschiedlicher Lösungen analysiert werden.

### 2.1.1 Kernprozesse und Aufgaben des Stromhandels

Die Kernprozesse einer Handelseinheit orientieren sich am Ablauf einer Stromhandels- transaktion.<sup>140</sup> Aus der einschlägigen Literatur und in Gesprächen mit Experten konnten die Kernprozesse und ihre Hauptaufgaben definiert werden. Abbildung 12 gibt einen Überblick.

Abbildung 12: Aufgaben- und Prozessmodell für den Stromhandel



Quelle: Befragung von Marktteilnehmern, eigene Recherche<sup>141</sup>

<sup>139</sup> Ein Kernprozess soll in dieser Arbeit als ein Bündel von Aufgaben definiert werden, die hauptsächlich von einer Organisationseinheit ausgeführt werden und mit einem definierten Ergebnis für den Leistungsempfänger enden.

<sup>140</sup> Es werden nur Kernprozesse des operativen Stromhandels berücksichtigt. Vertikale Abläufe, d.h., Aktivitäten der Koordination zwischen der Führungsebene und operativen Mitarbeitern, bleiben ausgegrenzt; vgl. GP 1.5. Darüber hinaus können weitere Prozesse und Aufgaben im Unternehmen existieren, welche aufgrund der spezifischen Eigenheiten der Strukturen und Systeme eines Unternehmens entstehen. Beispielsweise können aufgrund des gewählten Systems bestimmte Eingabe- und Auswertungsprozeduren erforderlich sein. Eine allgemeingültige Betrachtung derartiger Aufgabe für alle VU ist daher nicht möglich.

<sup>141</sup> Vgl. die in Kapitel 3 angegebene Quellen.

### *Erarbeitung eines Handelsplans*

Zunächst ist ein Handelsplan zu erarbeiten, d.h., es sind die zu tätigenen kurz-, mittel- und langfristige Handelstransaktionen festzulegen. Hierfür ist zunächst eine Prognose der Strompreisentwicklung für verschiedene Zeiträume und Erfüllungsorte abzuleiten. Als Prognosemethoden sind vor allem technische und fundamentale Analysen gängig.<sup>142</sup> Auf Basis dieser Markteinschätzung und unter Berücksichtigung des bestehenden Portfolio ermittelt der Händler Anpassungsbedarf in Form durchzuführender Handelstransaktionen.

### *Pricing*

Für jede im Handelsplan ausgewählte Transaktion ist ein Preis zu ermitteln, wofür sich der angelsächsische Begriff „Pricing“ eingebürgert hat. Pricing ist nicht mit der Preisprognose zu verwechseln, welche auf Antizipation künftiger Preisbewegungen abzielt, sondern auf die Ermittlung des Preises, zu dem am Markt Handelsgeschäfte getätigt werden. Wie später noch gezeigt wird, weisen die Methoden in der stromwirtschaftlichen Praxis einige Schwächen auf und ihre Anwendung ist von der bestehenden Datenlage abhängig. Die Weiterentwicklung der Methoden soll daher als eigenständige Aufgabe definiert werden.

### *Risikomanagement und –controlling*

Für jede einzelne Handelstransaktion und für das Portfolio als Ganzes ist das Risiko zu bestimmen und zu bewältigen. Als Funktionen sind das Risikomanagement und das Risikocontrolling zu unterscheiden, wobei beide vergleichbare Aufgaben beinhalten, jedoch unterschiedliche Ziele verfolgen. Wichtigste Aufgabe ist die Integration aller Risikopositionen im Handelsportfolio, um sie zentral zu quantifizieren, zu überwachen und zu steuern. Wie im Pricing, sind die Risikomanagementmodelle permanent weiterzuentwickeln.

### *Identifikation eines Handelspartners*

Wurden die Produkte bepreist, deren Risiko bewertet und hinsichtlich der Risikovorgaben für akzeptabel befunden, sind geeignete Handelspartner zu finden. Wird diese Aufgabe bei börslichen Transaktionen durch die Börse übernommen, sind bei OTC-Transaktionen die Aufgaben der Kontaktpflege und der Partnerauswahl zu erfüllen.

### *Verhandlung und Abschluss*

Ist ein potenzieller Handelspartner gefunden, so ist im Falle von OTC-Transaktionen in die Verhandlung einzutreten. Hier gilt es durch analytische Verhandlungsvorbereitung, die eigene und fremde Verhandlungsposition sowie den Verhandlungsraum einzuschätzen und dies in den Verhandlungen entsprechend umzusetzen.

### *Settlement*

Sofern es in den Verhandlungen zu einer Einigung gekommen ist, wird im Settlement der vereinbarte Leistungs- und Geldaustausch vollzogen. Dies erfordert zunächst die Bestätigung und Abrechnung des Geschäftes, bei physischen Geschäften die Netznutzung sowie weitere Aufgaben in Zusammenhang mit dem Zahlungsverkehr und der Verbuchung der Geschäfte.

Die Prozesse und ihre zugehörigen Aufgaben werden im Rahmen der Aufgabenanalyse in Kapitel 3 so weit detailliert, bis der Informationsbedarf ersichtlich wird.

## **2.1.2 Struktur typischer Stromhandelseinheiten**

Im Folgenden ist zu klären, wie diese Aufgaben üblicherweise verteilt werden. Bevor darauf eingegangen wird, müssen die speziellen aufsichtsrechtlichen Regelungen in Deutschland gewürdigt werden, da sie die organisatorischen Gestaltungsmöglichkeiten beschränken.

Aufgrund ihres hohen Einsatzes an Finanzderivaten werden an Finanzinstitute durch das Bundesaufsichtsamt für das Kreditwesen (BAK) „Mindestanforderungen an das Betreiben von Handelsgeschäften“ (MAH) gestellt.<sup>142</sup> Für Industrieunternehmen hingegen bestanden außer der kaufmännischen Sorgfaltspflicht und den Grundsätzen ordnungsgemäßer Buchführung keine konkreten Anforderungen. Mit der Einführung des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) vom 5. März 1998 wurde dies geändert und explizit ein angemessenes internes Überwachungssystem gefordert. Allerdings unterlässt es das Gesetz, die Anforderungen zu spezifizieren. In

---

<sup>142</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer. Diese Techniken der fundamentalen und technischen Analyse werden in GP 3.2.1.3 detailliert dargestellt.

<sup>143</sup> Vgl. die „Verlautbarungen über Mindestanforderungen an das Betreiben von Handelsgeschäften der Kreditinstitute“ (MAH) vom Oktober 1995 des Bundesaufsichtsamts für Kreditwesen, z.B. in Scharpf/Lutz (1996) S. 655-675.

der Praxis wird daher unterstellt, dass die Bestimmungen der MAH im Stromhandel einzuhalten sind.<sup>144</sup> Heraus resultieren Anforderungen, die sich auf die Organisation einer Stromhandelseinheit auswirken:

- Funktionstrennung von Handel, Abwicklung, Kontrolle, Rechnungswesen und Überwachung, d.h., die jeweiligen Funktionen sind von unterschiedlichen Personen auszuführen.
- Eine funktionale und organisatorische Abtrennung des Handels von anderen Einheiten, ist bis zur Ebene der Geschäftsleitung zu gewährleisten. Handelsfunktionen sind in einer separaten Einheit mit eigener Geschäftsleitung zu bündeln.
- Risikocontrolling ist vom Risikomanagement personell und räumlich zu trennen, d.h., es handelt sich um unterschiedliche Personen in getrennten Räumlichkeiten.<sup>145</sup> Risikocontroller und -manager sind unterschiedlichen Geschäftsleitungen unterstellt. Modelle und Parameter unterliegen nur dem Zugriff des Risikocontrollers.<sup>146</sup>
- Bedingungen, zu denen ein Geschäft abgeschlossen wurde, müssen marktgerecht sein. Damit soll Manipulation vorgebeugt werden. Neben der Überwachung von Risikopositionen ist daher auch die Marktgerechtigkeit der getätigten Geschäfte zu kontrollieren.

In der Praxis haben sich typische organisatorische Strukturen herauskristallisiert, die in den meisten Handelseinheiten zu finden sind. So besteht eine Handelseinheit üblicherweise aus den Bereichen Front-, Middle- und Back-Office.<sup>147</sup> Für die Ermittlung des Informationsbedarfs ist vor allem die Verteilung von Aufgaben an Aufgabenträger relevant. Hier besteht in der vorliegenden Fachliteratur und unter den Marktteilnehmern weitestgehend Einigkeit über eine typische Lösung für die Stellenaufteilung einer Stromhandelseinheit.<sup>148</sup>

1. Der *Marktanalyst* analysiert die fundamentalen Bestimmungsfaktoren von Angebot und Nachfrage, um Preisprognosen abzuleiten.

---

<sup>144</sup> Vgl. Burger (1998) S. 233. Neben dieser noch freiwilligen Einhaltung der MAH kann es für die Unternehmen auch zu einer Pflicht kommen. Sollte die Stromhandelseinheit Derivate für fremde Rechnung handeln, so gilt es gemäß § 1 Absatz 1a Kreditwirtschaftsgesetz (KWG) als Kreditinstitut, mit der entsprechenden Verpflichtung die MAH einzuhalten.

<sup>145</sup> Zur Unterscheidung von Risikomanagement und Risikocontrolling vgl. GP 3.4.1.1.

<sup>146</sup> Beispielsweise legt der Risikocontroller fest, welche Modelle und welche Forwardkurven das Risikomanagement verwenden soll.

<sup>147</sup> Vgl. Nelson (1999) S. 19 oder Clermont/Hannes/Maier (1999) S. 3.

<sup>148</sup> Quelle: Auskünfte der Marktteilnehmer sowie Clermont/Hannes/Maier (1999), Nelson (1999) S. 20-26 und Dudenhausen/Ellwanger (1998).

2. Der *technische Analyst* ergänzt den Marktanalysten und führt kurzfristige Strompreisprognosen auf Basis der Charttechnik durch.
3. Der *Portfoliomanager* führt Risiko- und Wertanalysen durch und erarbeitet auf Basis der kurz- und langfristigen Preisprognosen sowie der Risikovorgaben Handelsstrategien. Ferner ist er für die Strukturierung von Handelsprodukte zuständig.
4. Der *Händler* ist verantwortlich für die operative Durchführung und Erfassung der Geschäfte. Häufig wird zwischen Händlern zur Durchführung der physischen Geschäfte und Händlern zur Durchführung der derivativen Geschäfte differenziert. Grundlage für das Handeln ist die Vorgabe des Portfoliomanagers.
5. Der *Bilanzkreisverantwortliche* (BKV) ist verantwortlich für die Planung eines ausgeglichenen Saldo aus Einspeisungen und Entnahmen im Bilanzkreis sowie der ordnungsgemäßen Anmeldung der Netznutzung bei den zuständigen Netzbetreibern.
6. Der *Risikocontroller* prüft die einzelnen Kontrakte und das gesamte Portfolio in Hinblick auf das Risiko und gibt Richtlinien für das Portfoliomanagement vor.<sup>149</sup> Der Risikocontroller muss gemäß MAH einem anderen Bereich als der Händler und der Portfoliomanager zugeordnet sein.
7. Der *Kreditanalyst* prüft laufend die Bonität der Transaktionspartner durch und muss wiederum vom Handel getrennt sein.
8. Der *Abwickler* ist zuständig für Abwicklung und Kontrolle der abgeschlossenen Geschäfte. Dies beinhaltet vor allem die Erstellung und Kontrolle der Geschäftsbestätigungen und Abrechnungen. Auch der Abwickler ist vom Handelsbereich zu trennen.
9. *Zahlungsverkehr und Buchhaltung* sind zuständig für die Anweisung und Kontrolle der Zahlungen, der Liquiditätsplanung und der ordnungsgemäßen Verbuchung.

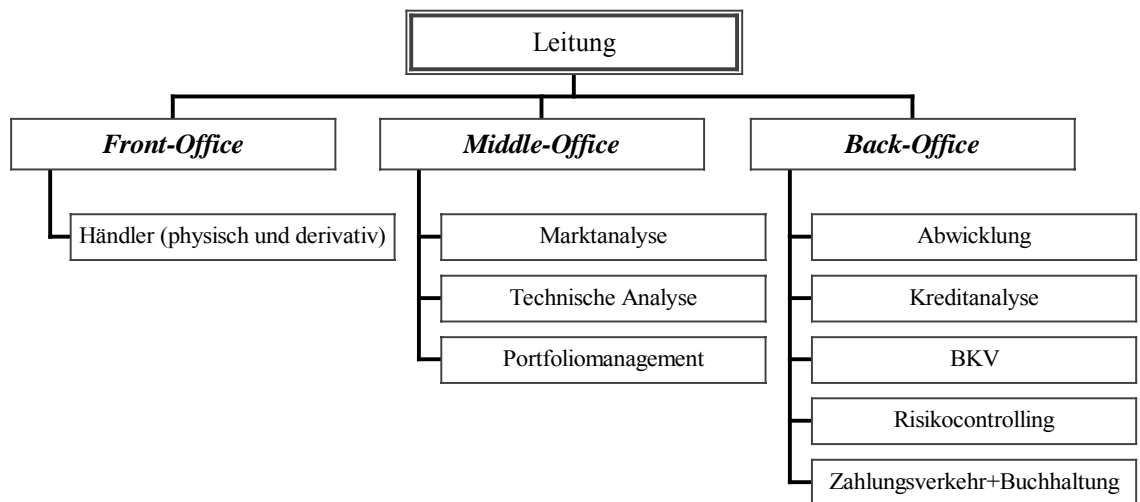
Zu diesen Stellen sei angemerkt, dass sie in Abhängigkeit des Handelsvolumens von mehreren Personen besetzt werden können. Diese Stellen bzw. Aufgabenträger können den Bereichen Front-, Middle- und Back-Office gemäß Abbildung 13 zugeordnet werden.<sup>150</sup> Die Einhaltung der MAH ist in dieser Zuordnung gewährleistet.

---

<sup>149</sup> Diese Richtlinien umfassen beispielsweise Quantifizierungsmethoden oder Limits.

<sup>150</sup> Vgl. Nelson (1999) S. 19. Hier gibt es Varianten, die den Kreditanalysten und den Risikocontroller im Middle-Office ansiedeln. Diese Unterschiede sind für die weitere Analyse nicht relevant, da sie an den grundsätzlichen Aufgaben nichts ändern.

Abbildung 13: Typisches Organigramm einer Stromhandelseinheit



Quelle: Auskünfte der Marktteilnehmer sowie Clermont/Hannes/Maier (1999), Nelson (1999) S. 20-26 und Dudenhausen/Ellwanger (1998).

Dieses Organigramm bzw. die organisatorische Lösung für den Innenbereich ist die Grundlage für die spätere Analyse des Informationsbedarfs.<sup>151</sup>

### 2.1.3 Einbindung einer Handelseinheit in ein Verbundunternehmen

In dieser Arbeit wird der Stromhandel aus Sicht eines VU analysiert. Wesentliches Kennzeichen eines VUs sind neben dem Betreiben eines Höchstspannungsnetzes die meist hohe eigene Erzeugungskapazität sowie die umfangreich bestehende Vertriebsaktivität mit resultierenden Lieferverpflichtungen.<sup>152</sup> Ein VU, das durch eigene Erzeugungs- und Netzkapazitäten sowie einen eigenen Vertrieb gekennzeichnet ist, muss bestrebt sein, die neue Funktion „Stromhandel“ möglichst effizient in das bestehende Unternehmen zu integrieren. Die Schnittstellen zu den internen Bereichen werden in der Praxis als kritisch angesehen und ihrer Ausgestaltung wesentliche Bedeutung in der

<sup>151</sup> In dieser Organisationsstruktur wird davon ausgegangen, dass für die in GP 2.1.2 beschriebenen Aufgaben keine Outsourcing-Optionen genutzt werden. In den existierenden Handelseinheiten finden sich vereinzelt Lösungen, die Teile des Kreditrisikomanagements oder der Buchhaltung auslagern. Nach Angaben der Marktteilnehmer handelt es sich hier um vorübergehende Lösungen, die für eine Aufbauphase implementiert wurden und mittelfristig wieder abgeschafft werden sollen. Betrachtet man die bereits weit entwickelten Warenterminmärkte oder Kapitalmärkte so werden die dargestellten Funktionen üblicherweise nicht ausgelagert. In dieser Arbeit wird unterstellt, dass die Lösungen der bereits sehr professionellen Warentermin- und Kapitalmärkte die effizienteste Lösung darstellt.

<sup>152</sup> Vgl. GP 1.4.4.



Erlangung von Wettbewerbsvorteilen beigemessen.<sup>153</sup> Die Integration erfordert, dass der Stromhandel einige Aufgaben der bestehenden Organisationseinheiten übernimmt oder zumindest in Koordination mit anderen Einheiten zur Aufgabenerfüllung beiträgt. Die organisatorische Lösung der Einbindung des Handels hat erhebliche Auswirkungen auf den Informationsbedarf. Da sich in dieser Frage bisher keine einheitlichen Lösungsansätze herauskristallisiert haben, ist zunächst eine sinnvolle Lösung zu erarbeiten, die dann als Grundlage für die weitere Arbeit gelten soll. Deshalb sollen zunächst die traditionellen Funktionsbereiche eines VU, wie sie bereits vor Aufkommen des Stromhandels existierten, analysiert werden. Ziel ist es, Schnittstellen zu den Funktionen der Stromhandelseinheit zu erkennen. Danach sollen grundsätzliche Integrationsmöglichkeiten für die Handelsfunktion erörtert werden, um abschließend die Effizienz dieser Alternativen zu beurteilen.

### **2.1.3.1 Traditionelle Funktionsbereiche eines Verbundunternehmens**

Als traditionelle Funktionen können in einem VU die Bereiche Erzeugung, Vertrieb, Systemoptimierung und Netzbetrieb gesehen werden.<sup>154</sup> Die Funktionen werden oft in einer eigenen Einheit organisiert, können aber auch auf unterschiedliche organisatorische Bereiche verteilt werden.<sup>155</sup> Nachfolgend seien diese Funktionsbereiche detailliert.

#### **2.1.3.1.1 Erzeugung**

In einem VU wird der Einsatz der eigenen Kraftwerke zentral gesteuert. Die Steuerung obliegt einem zentralen Lastverteiler, der dem Netzbereich zugeordnet wird.<sup>156</sup> Aus diesem Grunde reduzieren sich die Aufgaben des Funktionsbereichs Erzeugung auf die Sicherung der Einsatzbereitschaft des jeweils eigenen Kraftwerkes sowie in der Umsetzung zentraler Vorgaben. Es sollen drei wesentliche Aufgaben betrachtet werden:

*Instandhaltung:* Die Instandhaltungsaktivitäten der Kraftwerke beschränken sich auf die Durchführung von kleinen Reparatur- und Wartungsarbeiten sowie die Koordination von Wartungsarbeiten mit externen Dienstleistern gemäß zentraler Vorgaben.

---

<sup>153</sup> Vgl. Clermont/Hannes/Maier (1999) S. 4.

<sup>154</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>155</sup> Beispielsweise ist die Energie Baden-Württemberg (EnBW) in die Bereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vermarktung organisiert; vgl. Stamer/Berthold (1999) S. 143.

<sup>156</sup> Vgl. ebenda.

*Betriebsführung:* Hauptaufgaben sind Brennstoffbevorratung, Kraftwerkseinsatz gemäß zentraler Vorgaben, Erfassung der Betriebsdaten sowie alle Aufgaben in Zusammenhang mit der Kraftwerksadministration, z.B. Personalverwaltung und Buchhaltung.

*Lokale Optimierung:* Durch kleine Änderungen vor Ort können marginale Verbesserungen des Wirkungsgrades der Anlage erzielt werden, die eine erhebliche Reduktion der Durchschnittskosten mit sich bringen. Meist erfolgt dies durch einen „Trial-and-Error“-Prozess und erfordert die Kenntnis spezifischer Eigenschaften der Anlage seitens des örtlichen Personals. In der Vergangenheit gab es zudem einen regen Austausch über Optimierungsmöglichkeiten zwischen der Kraftwerksbetreibern sowie diverse Benchmarkingaktivitäten, die jedoch infolge der Liberalisierung und dem damit verbundenen Wettbewerb stark abgenommen haben.<sup>157</sup>

#### **2.1.3.1.2 Vertrieb**

Der Vertriebsfunktion umfasst alle Tätigkeiten, die dazu dienen, eine eigene Betriebsleistung, in diesem Fall eine Energieleistung, an Endverbraucher zu vermarkten.<sup>158</sup> Nachfolgend seien die wesentlichen Aufgaben dieses Funktionsbereichs umschrieben. Aufgrund der Komplexität der einzelnen Themenbereiche kann eine Darstellung im Rahmen dieser Arbeit nur stark vereinfacht erfolgen.

*Produktentwicklung für den Verbrauchermarkt:* Die Aufgabe umfasst die Konstruktion von Stromprodukten und Dienstleistungen für den Verbrauchermarkt, mit dem Ziel, ein bestmögliches Verhältnis aus Kundennutzen und Kosten zu schaffen. Waren zu Zeiten der Gebietsmonopole wenige Produkte für Massenmärkte die Regel, so ist der Erfolg auf liberalisierten Märkten wesentlich von der Fähigkeit abhängig, für kleinere Marktsegmente abgestimmte und innovative Produkte anzubieten.<sup>159</sup>

*Marktauftritt:* Hierunter soll der gesamte Bereich der klassischen Werbung, Verkaufsförderung und Public Relations verstanden werden.<sup>160</sup>

---

<sup>157</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>158</sup> Vgl. Engelhardt (1993) S. 15.

<sup>159</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>160</sup> Dieser Aufgabenbereich wird oftmals in einer eigenen Marketingabteilung organisiert; zur Kommunikation und Werbung vgl. Tietz (1982) S. 269-478.

*Kundenansprache:* Hierunter fallen alle interaktiven Kommunikationsmaßnahmen, die einen individuellen Kontakt zum Kunden beinhalten. Diese kann auf Initiative des Vertriebsmitarbeiters oder aufgrund der Anfrage eines Kunden erfolgen.

*Angebotserstellung:* Diese umfasst alle Aktivitäten, die zu einer verbindlichen Zusage einer Stromlieferung unter definierten Bedingungen führen. Hierunter fallen v.a. Beratung, Bestimmung des Kundenbedarfs, Preisermittlung sowie Prüfung von Lieferfähigkeit und Lieferterminen. Zu den wichtigsten Ergebnissen dieser Aufgabe zählt die Bestimmung des Lastprofils, welches die bereitzustellende Leistung für den Kunden im 1/4h-Raster beschreibt sowie ein Angebotspreis.<sup>161</sup>

*Auftragsabwicklung:* Hierunter soll die Auftragsannahme, Bestätigung und Verbuchung und laufende Abrechnung verstanden werden.

*Lieferplanung:* Die Lieferverträge sind gemäß der aggregierten Lastprofile in die Kraftwerkseinsatzplanung einzubringen.

### **2.1.3.1.3 Systemoptimierung („Stromwirtschaft“)**

Die Systemoptimierung, in vielen VU auch „Stromwirtschaft“ genannt, ist für die Gesamtoptimierung des Erzeugungs-, Netz- und Vertriebssystems zuständig.<sup>162</sup> Der Bereich besteht aus einer Vielzahl von Einzelaufgaben, deren wesentliche Bestandteile nachfolgend skizziert werden:<sup>163</sup>

*Lastprognose:*<sup>164</sup> Um die ständige Wahrung des momentanen Gleichgewichts zwischen Gesamterzeugung und Verbrauch sicherzustellen, sind Schwankungen der Leistungsnachfrage zu planen.<sup>165</sup> Hierzu werden so genannte Lastprognosen erstellt, welche die voraussichtliche Leistungsnachfrage je Zeiteinheit abbildet. Zu den wichtigsten Inputgrößen gehören Lieferplanung mit aggregierten Lastprofilen und historische Ver-

---

<sup>161</sup> Wobei bei Kleinverbrauchern auf ein Standardlastprofil zurückgegriffen wird; vgl. GP 3.2.2.2.

<sup>162</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>163</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer und die nachfolgend angegebene Literatur.

<sup>164</sup> Vgl. Schaefer (1994) S. 791 Stichwort „Lastverhalten“.

<sup>165</sup> Kleinere Schwankungen der Leistungsnachfrage („Last“) können mit der Kapazitätsreserve bereits produzierender Erzeugungseinheiten ausgeglichen werden. Moderne Erzeugungseinheiten verfügen über eine Regelautomatik, die für Frequenz- und Spannungshaltung sorgt. Größere Schwankungen, welche die Kapazitätsreserve der Kraftwerke am Netz überschreiten, müssen durch Einsatz zusätzlicher Kraftwerke aktiv geplant und gesteuert werden.

brauchsdaten.<sup>166</sup> Es werden kurzfristige (stündlich/täglich), mittelfristige (wöchentlich) und langfristige Prognosen (monatlich bis jährlich) durch die Systemoptimierung erstellt.

*Kraftwerkseinsatzplanung.*<sup>167</sup> Die verschiedenen Kraftwerke weisen unterschiedliche Kostenstrukturen auf, weshalb durch eine Einsatzplanung die Gesamtkosten der Erzeugung geringer sind als vergleichbare Kosten bei unkoordiniertem Einsatz.<sup>168</sup> Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, anstelle der Eigenerzeugung Strommengen am Handelsmarkt einzukaufen. Zu unterscheiden sind die Planungsaufgaben hinsichtlich ihres zeitlichen Horizontes. Bei der langfristigen Optimierung mit Zeithorizont von über einem Jahr geht es um Planung des Aus- oder Rückbaus des bestehenden Kraftwerksparks unter ökonomischen Gesichtspunkten. Die mittelfristige Planung betrifft einen Zeitraum von einem Jahr und dient der Brennstoffdisposition, der Planung des Verbund austauschs und der Abstimmung der anfallenden Wartungsarbeiten an den Anlagen untereinander. Die kurzfristige Planung erfolgt auf Tagesbasis für die nächsten 24 Stunden. Entscheidend für die Einsatzplanung ist die Kostenstruktur.<sup>169</sup> Der Kraftwerkseinsatzplan hat Reserven in Absprache mit dem Netzbetreiber zur Frequenzhaltung im Regelkreis vorzusehen.<sup>170</sup>

*Lieferung:* Sie umfasst die Planung der Nutzung der erforderlichen Übertragungs- und Verteilungsnetze an den entsprechenden Lieferterminen. Hierzu sind die entsprechenden Netzzugangsregeln der Netzbetreiber einzuhalten.<sup>171</sup>

*Planung der Brennstoffbeschaffung:* Aus geplantem Kraftwerkseinsatz und Brennstoffverbrauch je Kraftwerk ergibt sich der geplante Brennstoffverbrauch. Die benötigten Mengen sind bei externen und internen Anbietern zu disponieren.

*Planung von Instandhaltungsarbeiten:* Jede Erzeugungseinheit muss zu bestimmten Zeiten einer Wartung bzw. Revision unterzogen werden und steht für die Produktion nicht zur Verfügung. Dies geschieht insbesondere in den Schwachlastperioden im

---

<sup>166</sup> Vgl. zur Lastprognose GP 3.2.2.1.1.4.

<sup>167</sup> Vgl. Schaefer (1994) S. 752-753, Stichwort „Kraftwerkseinsatzoptimierung“.

<sup>168</sup> Vgl. Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 111-138.

<sup>169</sup> Vgl. hierzu auch GP 3.2.1.2.1.

<sup>170</sup> Vgl. GP 2.1.3.1.4

<sup>171</sup> Vgl. zur Netznutzung GP 3.7.2.2.

Sommer. Zur Vermeidung von Versorgungsengpässen ist eine detaillierte Abstimmung mit anderen Einheiten innerhalb des Versorgungssystems erforderlich.

*Langfristige Kapazitätsplanung:* Aufgrund der langfristig erwarteten Erzeugungskosten und der erwarteten Marktpreise für Strom, sind Kapazitätsanpassungen in Form von Investitionen in Kraftwerke oder Stilllegungen bzw. Verkauf von Kraftwerken zu planen.<sup>172</sup>

#### **2.1.3.1.4 Netzbetrieb**

Die DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT (DVG) sieht die Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers darin, „... die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit des Verbundsystems sowie die technische Qualität der Stromversorgung sicherzustellen und für einen diskriminierungsfreien Zugang zu ihren Übertragungsnetzen zu sorgen.“<sup>173</sup> Im Detail lassen sich die folgenden Kernaufgaben definieren:<sup>174</sup>

*Netzüberwachung und –steuerung:* Hierunter sollen mit Ausnahme der Kraftwerkseinsatzsteuerung alle Aufgaben subsummiert werden, die zur momentanen Funktionstüchtigkeit des Systems notwendig sind. Hierunter fallen Überwachung von Frequenz und Spannung sowie die Versorgungswiederaufnahme und Betriebsführung.<sup>175</sup>

*Kraftwerkseinsatzsteuerung:* In großen VU mit vielen dezentralen Kraftwerken erfolgt die Einsatzsteuerung durch eine zentrale Lastverteilung,<sup>176</sup> die als Schnittstelle zwischen Erzeugung und Netzbetrieb agiert. Sie überwacht als zentrale Stelle die Last im Netz und verteilt diese gemäß Kraftwerkseinsatzplan auf die verschiedenen dezentralen Kraftwerke. Treten Ungleichgewichte zwischen Einspeise- und Entnahmevorgängen auf, so werden diese in Echtzeit durch entsprechenden Kraftwerkseinsatz ausgeglichen. Gründe für Ungleichgewichte liegen in unvorhersehbaren Nachfrageschwankungen oder technischen Problemen, z.B. Ausfällen bei Erzeugungs- und Netzanlagen.

---

<sup>172</sup> Die Entscheidung in ein neues Kraftwerk zu investieren, wird getroffen, wenn die erwarteten Erlöse die erwarteten Kosten übersteigen und der Betreiber eine angemessene Rendite erwirtschaften kann. Analog wird er ein Kraftwerk schließen bzw. verkaufen, wenn die erwarteten Erträge nicht mehr die erwarteten beeinflussbaren Kosten decken; vgl hierzu GP 3.2.2.1.1.3.

<sup>173</sup> DVG (1999) S. 6.

<sup>174</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer und die angegebene Literatur.

<sup>175</sup> Vgl. DVG (1999) S. 17.

<sup>176</sup> Vgl. Schaefer (1994) S. 792, Stichwort „Lastverteiler“.

*Übertragungsdienstleistungen:* Als Übertragungsdienstleistung wird die Abwicklung des technisch-physikalischen Vorgangs der Einspeisung von Energie an einer oder mehreren Übergabestellen durch einen Lieferanten und der damit verbundenen zeitgleichen Entnahme durch einen Empfänger verstanden. Diese Dienstleistung kann durch das VU oder durch Dritte unter gleichen Konditionen in Anspruch genommen werden.<sup>177</sup> Wesentlich ist neben der technischen Steuerung des Übertragungsvorganges in diesem Zusammenhang die Erfassung der Zählerwerte sowie die Abrechnung der durch die Nutzung verursachten Kosten.

*Verbundaustausch und –steuerung:* Hierunter fällt der Austausch von physischen Strommengen mit anderen Versorgern in Rahmen des europäischen Netzverbundes.

*Instandhaltung:* Durch Planung und Durchführung und Instandhaltungsaktivitäten, sind die vorhandenen Betriebsmittel einsatzbereit zu halten.

*Netzplanung und Netzbau* soll sicherstellen, dass die Netzkapazitäten entsprechend dimensioniert sind, um die Verbraucher im Netz jederzeit mit Energie versorgen zu können.<sup>178</sup>

*Betriebsführung:* Hierunter sollen alle administrativen Aufgaben subsummiert werden, z.B. die Erfassung von Betriebsdaten sowie Kostenplanung und –kontrolle.

### **2.1.3.2 Schnittstellen zwischen traditionellen Funktionsbereichen und dem Handel**

Der Begriff „Schnittstelle“ soll allgemein kennzeichnen, ob Abläufe eines organisatorischen Bereiches von anderen Bereichen abhängig sind. Nachfolgend sollen die Schnittstellen zwischen den oben dargestellten Aufgaben der traditionellen Funktionsbereiche und dem Handel untersucht werden.

#### **2.1.3.2.1 Handel und Erzeugung**

Keine wesentlichen Schnittstellen zum Handel lassen sich in den Aufgabenbereichen Instandhaltung, Betriebsführung und Optimierung erkennen. Handel und Erzeugung

---

<sup>177</sup> Vgl. DVG (1999) S. 8-12.

<sup>178</sup> Vgl. im Detail DVG (1999) S. 18-21.

können ihre Aufgaben weitestgehend unabhängig ausführen.<sup>179</sup> Lediglich eine informatorische Verbindung besteht, da der Bereich Erzeugung über Informationen zum deutschen und ggf. europäischen Kraftwerkspark verfügt. Er kann damit eine nützliche Informationsquelle für die Marktprognose sein, was in GP 3.2.2.1 noch ausführlich untersucht wird.

#### **2.1.3.2.2 Handel und Vertrieb**

Zwischen Handel und Kernaufgaben des Vertriebs liegen die Schnittstellen zum Handel in der Produktentwicklung sowie in Marktauftritt und Kundenansprache.

Die Schnittstelle der *Produktentwicklung* besteht darin, dass innovative Vertriebsprodukte mit neuen Ausgestaltungsmerkmalen, z.B. Optionsrechte, oftmals Risiken beinhalten, die vom Vertrieb nicht gesteuert werden können und aus diesem Grunde von vielen Versorgern gemieden werden. Das Risikomanagement ist eine typische Kernkompetenz des Handels und kann daher Unterstützung leisten, so dass eine enge Interdependenz zur Produktentwicklung vorliegt.

Durch den Stromhandel entsteht neben dem klassischen Vertrieb ein zusätzlicher Absatzkanal. Die Schnittstelle in *Marktauftritt und Kundenansprache* entsteht, da es nicht möglich ist, Produkt- und Kundenverantwortlichkeiten überschneidungsfrei an die beiden Bereiche zu verteilen. Der Vertrieb eines typischen VU hat bisher seine Kunden in den Segmenten Haushalte, Industrie, Weiterverteiler sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) bearbeitet. Durch die Liberalisierung des Strommarktes kommen neue Kundensegmente hinzu. Zu nennen wären v.a. Händler, Broker, Aggregatoren und neue Handelseinheiten in traditionellen VU. Die Zuständigkeit für diese Kunden könnte man in Handel oder Vertrieb legen und hätte damit eine vermeintlich klare Trennung. Nachfolgend seien einige Beispiele genannt, warum eine solche Trennung auf einem liberalisierten Strommarkt nicht sinnvoll sein kann, da diese Segmente nicht überschneidungsfrei sind.

---

<sup>179</sup> Allerdings bestehen zwischen Handel und Erzeugung indirekte Abhängigkeit in der Kraftwerkseinsatzplanung. Diese Aufgabe ist im VU der Systemoptimierung zugeordnet und wird daher in GP 2.1.3.2.3 behandelt.

- Weiterverteiler, wie Stadtwerke und Regionalverteiler als klassische Vertriebskunden bauen ebenfalls Handelsabteilungen auf.<sup>180</sup>
- Aggregatoren bündeln die Bedarfe von Haushalten und kleinen Unternehmen. Beschränken sie sich darauf, ihre Einkaufsmacht zur Erlangung verbesserter Konditionen in langfristigen Lieferverträgen einzusetzen, so lägen Aggregatoren typischerweise in der Zuständigkeit des Vertriebs. Aggregatoren, die jedoch die Möglichkeit kurzfristigerer Handelstransaktionen nutzen, um ihre Beschaffung zu optimieren, fallen in die Zuständigkeit des Handels.
- Großkunden der Industrie können sehr komplexe Anforderungen an Stromprodukte haben. Die Bereitstellung über Handelstransaktionen erfordert spezielles Know-how in der Strukturierung von Produkten und kann in der Regel nicht durch den Vertrieb erbracht werden.<sup>181</sup>

**Tabelle 7: Kundensegmente nach Verantwortungsbereichen**

<b>Vertriebsverantwortlichkeit</b>	<b>Potenzielle Überschneidung</b>	<b>Handelsverantwortlichkeit</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Haushalte</li> <li>▪ Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aggregatoren</li> <li>▪ Großkunden der Industrie</li> <li>▪ Stadtwerke/Regionalverteiler</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Broker, Makler</li> <li>▪ Verbundunternehmen</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

Werden die Überschneidungsbereiche nicht koordiniert, können Probleme auftreten. Als Beispiele seien genannt:

- Der Kunde hat mehrere Ansprechpartner und wird im Unternehmen „herumgereicht“.
- Im Rahmen der Kundenpflege wird er von zwei Einheiten im Unternehmen unabhängig voneinander angesprochen.
- Der Kunde kann sich im selben Unternehmen je ein Angebot von Vertrieb und Handel einholen. Werden beide Angebote nicht abgestimmt, können beide Einheiten gegeneinander „ausgespielt“ werden.

<sup>180</sup> Als Beispiele seien die Stadtwerke Düsseldorf, Mainz und Wiesbaden genannt, vgl. Thoma (2000) S. 326.

<sup>181</sup> Bereits vor der Liberalisierung konnten Industriekunden nach vordefinierten Lastprofile beliefert werden, um eine Preisreduktion gegenüber der klassischen tariflichen Bereitstellung zu erlangen. Dies ist im Ergebnis auch die Idee eines strukturierten Produktes. Im liberalisierten Markt werden Teile des individuellen Lastprofils über den Zukauf am Handelsmarkt Produkt abgedeckt, so dass verschiedene Vertragskombinationen zu erstellen und zu bepreisen sind. Hierauf wird in dieser Arbeit noch eingegangen; vgl. GP 2.2.1.2.3 und 3.3.1.3.3.



- Klassische Vertriebskunden, z.B. Stadtwerke, können infolge der Liberalisierung Produkte nachfragen, welche handelsspezifisches Know-how erfordern. Aufgrund der in den Unternehmen vorherrschenden Profit-Center-Struktur,<sup>182</sup> wird der Kunde nicht an den Handel weitergeleitet oder es kommt zu Zwistigkeiten bezüglich der Margenaufteilung zwischen beiden Einheiten.

Analog zu den Überschneidungen bei der Kundensegmentverantwortlichkeit, existieren diese auch bei der Produktverantwortlichkeit. Tabelle 8 zeigt, wie typische Vertriebsprodukte auch durch den Handel erbracht werden können.

**Tabelle 8:** *Typische Vertriebsprodukte deutscher Verbundunternehmen und korrespondierende Handelsprodukte*

<b>Vertriebsprodukte</b> (übliche Vermarktungs- begriffe)	<b>Ausgestaltungsmerkmale</b>	<b>Korrespondierende Handels- produkte (aus VU-Sicht)</b>
<i>Allgemeiner Tarif</i>	Festpreis mit beliebiger Abnahmemenge	Serie von Short-Calls (Swing Options)
<i>Zeitzonentarif</i>	Differenzierter zeit- und/oder saisonabhängiger Preis mit beliebiger Abnahmemenge	Serie von Short-Calls mit zeitabhängigen Strikepreisen
<i>Marktpreisstrom</i>	Marktabhängiger Preis in fester Menge	Short-Forward mit Preisindexbindung oder alternativ: Laufende Spotmarktgeschäfte
<i>Fahrplanlieferung</i>	Fest definierte Arbeitsmenge und Leistung	Serie von Short-Forwards
<i>Leistungsbandlieferung</i>	Variable Arbeitsmenge mit definierter Leistungsobergrenze	Serie von Short-Calls
<i>Kontingentlieferung</i>	Fest definierte Arbeit/variable Leistung zu festen Preisen	Serie von Short-Calls
<i>Reservestrom für Kunden mit eigener Erzeugung</i>	Variable Leistung und Arbeit zu festen Preisen	Serie von Short-Calls
<i>Ökostrom</i>	Regenerative Energieträger	Short-Forward oder Short-Call auf Strom von Kraftwerksbetreibern mit Erzeugungskapazitäten auf Basis regenerativer Energieträger (z.B. Windkraftparks)

*Quelle: Zusammenstellung aus Produktprogrammen deutscher Verbundunternehmen.*

Auf die einzelnen Handelsprodukte wird in GP 2.2.1 noch eingegangen. An dieser Stelle reicht es festzuhalten, dass sich die Vertriebsprodukte in der Ausgestaltung der Parameter Preis, Leistung und Arbeit unterscheiden und durch Kombinationen von OTC- Forwards und Optionen mit physischer Erfüllung darstellbar sind. Es macht daher

<sup>182</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

für den Endverbraucher wenig Unterschied, ob das Produkt über die Handels- oder die Vertriebseinheit bezogen wird. Somit sind Überschneidungen bei der Produktverantwortung möglich.

### **2.1.3.2.3 Handel und Systemoptimierung**

Schnittstellen zwischen Handel und Systemoptimierung bestehen in der Erstellung von Lastprognosen, der Kraftwerkseinsatzplanung, Kapazitätsplanung und der Lieferung.

*Lastprognosen* haben für den Handel eine hohe Bedeutung, da Verbrauchsveränderungen handelsrelevante Preisänderungen auslösen können. Während die Systemoptimierung in erster Linie den eigenen Regelkreis betrachtet, ist für den Handel der Verbrauch im gesamten Handelsmarkt relevant. Beide Funktionen können sich unterstützen, wenn sie die jeweilige Einschätzung zur Verbrauchsentwicklung austauschen.

Die *Kraftwerkseinsatzplanung* kann durch den Zukauf am Handelsmarkt optimiert werden, wenn die Grenzkosten der eigenen Erzeugung unter den Marktpreisen liegen. Diese Aufgabe hat damit einen engen Bezug zu den Aktivitäten des Handels. Ferner können Kraftwerke ausfallen und unvorhersehbare Verbrauchsschwankungen die Einsatzplanung obsolet machen. Diese Risiken können mit der Risikomanagementfunktion des Handels besser beherrscht werden.

Die *langfristige Kapazitätsplanung* hat eine Schnittstelle zum Handel, da die Planungen neben erwarteten Kraftwerkskosten auf erwarteten Marktpreisen für Strom basieren. Die Prognose des künftigen Strompreises ist Kernaufgabe des Handels, ebenso ermöglichen Pricingtechniken des Handels eine marktgerechte Bewertung von Kraftwerken.<sup>183</sup>

Eine weitere Schnittstelle ergibt sich in der *Lieferung* des Stroms. Da physische Handelsgeschäfte ebenfalls eine Lieferung beinhalten, fallen insbesondere im Bereich der Netznutzung (z.B. Fahrplanerstellung) identische Aufgaben an,<sup>184</sup> so dass Synergiepotenzial besteht.

---

<sup>183</sup> Vgl. GP 3.3.1.3.5.

<sup>184</sup> Keine Einsparungen sind bei Netznutzungsentgelten infolge einer Modifikation der VV 2 möglich. Bei der alten transaktionsabhängigen Punkt-zu-Punkt-Bemessung - damals wurde noch von Durchleitung anstelle von Netznutzung gesprochen - konnten sich Betriebe den Saldierungseffekt zu Nutzen machen. Dieser Effekt stellte sich ein, wenn mehrere gegenläufige Einspeise- und Entnahmepunkte saldiert und damit die Menge der einzelnen Durchleitungen (Brutto) höher ist, als die faktisch durchgeleiteten und berechneten Nettomengen. Durch die Bündelung der Durchleitungen, die sich aus

#### 2.1.3.2.4 Handel und Netzbetrieb

Schnittstellen zum Funktionsbereich Netzbetrieb sind im Bereich der Kraftwerkeinsatzsteuerung und der Netznutzung denkbar.

In Zusammenhang mit der *Kraftwerkseinsatzsteuerung* wäre es theoretisch möglich, dass der Handel mit sehr kurzfristig zugekauften Mengen zur Einsatzoptimierung beiträgt. Dies ist jedoch derzeit aufgrund der im GridCode festgelegten Rahmenbedingungen nicht möglich, da die Anmeldung einer Netznutzung mittels Fahrplan bis 14.30h des vorausgehenden Tages beim Netzbetreiber vorliegen muss.<sup>185</sup>

Im Bereich der *Netznutzung bzw. Übertragungsdienstleistungen* besteht Synergiepotenzial, da teilweise die gleichen Aufgaben wie im Handel durchgeführt werden. So ist der Netzbereich im permanenten Kontakt mit den anderen Netzbetreibern, um die Übertragungen im Verbund zu koordinieren. Der Handel führt ähnliche Aufgaben aus, um seine Netznutzung resultierend aus physischen Handelspositionen anzumelden.

Darüber hinaus kann der Funktionsbereich Netzbetrieb, wie auch die Erzeugung, eine bedeutende Informationsquelle für den Handel sein.

#### 2.1.3.3 Grundsätzliche Alternativen zur Gestaltung von Schnittstellen

Zur Frage, wie die neue Handelsfunktion in die traditionellen Funktionsbereiche eines VU eingebettet wird, existiert eine Fülle von Gestaltungsalternativen. Nachfolgend werden drei Alternativen vorgestellt, welche die Bandbreite der möglichen Gestaltung abdecken.

Die Modelle der Bündelung und Koordination interdependenter Aufgabenbereiche stehen für zwei Möglichkeiten der Integration des Handels in das VU, das Modell „Trennung“ für die Herauslösung des Handels aus dem Unternehmen.

---

Handelstransaktionen mit physischer Erfüllung ergeben, mit den Durchleitungen, die sich aus Vertriebsgeschäften und der kurz- und mittelfristigen Beschaffungsoptimierung ergeben, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass sich gegenläufige Lastflüsse saldieren. Der Saldierungseffekt erhöht sich also automatisch durch die Volumenerhöhung. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, den Effekt durch Handelsgeschäfte zu verstärken, beispielsweise durch den Abschluss von Handelsgeschäften, die nicht auf Erzielung von Marge ausgerichtet werden, sondern bewusst gegenläufig zu den bestehenden Durchleitungen getätigt werden („Counter trade“), um Durchleitungsgebühren einzusparen.

<sup>185</sup> Quelle: DVG (2000) Paragraf 3.2.1.

#### **2.1.3.3.1 Modell „Bündelung“**

Das Modell kann als extreme Ausprägung der Integration des Handels in ein VU verstanden werden. Die Handelsfunktion sowie interdependente Aufgaben aus anderen Funktionsbereichen werden gebündelt, d.h., organisatorisch und ggf. räumlich zusammengelegt. Das Modell führt dazu, dass die traditionellen Bereiche Kompetenzen an den Handel abgeben müssen und ist daher als massiver Eingriff in die bisherige Organisationsstruktur zu sehen.<sup>186</sup>

#### **2.1.3.3.2 Modell „Koordination“**

Die Handelsfunktion bleibt organisatorisch von interdependenten Aufgabenbereichen getrennt. Traditionelle Bereiche des VU arbeiten jedoch eng auf Basis definierter Koordinationsmechanismen mit dem Handel zusammen. Die Vorteile der Integration in das VU können genutzt werden, ohne Kompetenzen an den Handel abgeben zu müssen.<sup>187</sup>

#### **2.1.3.3.3 Modell „Trennung“**

Das Modell „Trennung“ soll als extreme Ausprägung externer Lösungen verstanden werden und beinhaltet die komplette Trennung des Handels von allen Bereichen des VU. In diesem Modell agiert der Handel als rechtlich selbständige Einheit unabhängig am Markt, ohne dass Koordinationsaktivitäten existieren. Dementsprechend kommen Beziehungen zum VU nur über Marktmechanismen zustande, d.h., beide Einheiten werden nur dann Leistungen austauschen, wenn sich dies im Vergleich mit anderen Anbietern am Markt als überlegen erweisen sollte. Es entsteht somit ein vollkommen unabhängiger Großhändler, der ggf. auch in Konkurrenzbeziehung zum eigenen Mutterhaus stehen kann.

#### **2.1.3.3.4 Einschränkung organisatorischer Gestaltungsfreiheit durch das Energierecht**

Durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 29.04.1998 haben sich die Rahmenbedingungen für den Funktionsbereich Netzbetrieb verändert. Nach §4 Abs. 4

---

<sup>186</sup> Diese Alternative dürfte daher im VU auf den größten politischen Widerstand stoßen.

<sup>187</sup> Dieses Modell kann daher als Kompromiss zwischen Handel und den etablierten Einheiten verstanden werden.

ist „... das Übertragungsnetz als eigene Betriebsabteilung getrennt von Erzeugung und Verteilung sowie von übrigen Tätigkeiten, die nicht mit ihm zusammenhängen, zu führen.“

Somit ist das Modell der Bündelung für den Funktionsbereich Netzbetrieb aus rechtlichen Gründen keine gangbare Gestaltungsmöglichkeit.

#### **2.1.3.4 Effizienzbeurteilung unterschiedlicher Gestaltungsalternativen**

##### **2.1.3.4.1 Koordinationsaufwand versus Integrationsvorteile als Analyserahmen**

Um die Effizienz einer Gestaltungsalternative zu beurteilen, müssen die Vorteile analysiert werden, die sich durch Integration des Handels in das VU ergeben. Diese Vorteile sind dann mit dem aus der Integration resultierenden Koordinationsaufwand abzuwägen. Als Grundprinzip sollte gelten, dass die Koordination von Schnittstellen kein Selbstzweck ist. Wenn sich durch die Integration im Sinne des Modells „Bündelung“ oder „Koordination“ keine oder nur sehr geringe Effizienzvorteile gegenüber einem Modell „Trennung“ ergeben und diese den Koordinationsaufwand nicht übersteigen, so sollte man gar nicht koordinieren und das Modell „Trennung“ vorziehen. Dies erfordert keinen Koordinationsaufwand an den Schnittstellen zum VU, da diese ignoriert werden. Darüber hinaus ergeben sich noch weitere Vorteile durch die rechtliche Selbständigkeit sowie eine höhere Flexibilität, Anpassungsfähigkeit und Motivation der Mitarbeiter<sup>188</sup>. Wenn Vorteile durch die Integration in das VU die Vorteile der Trennung des Handels vom VÜ übersteigen, sind die Modelle „Koordination“ oder „Bündelung“ in Betracht zu ziehen. In diesen Fällen orientiert sich die Wahl der richtigen internen Organisationsform an den Eigenschaften der zu erfüllenden interdependenten Aufgaben. PICOT/DIETL/FRANK sehen die Strukturiertheit und Veränderlichkeit der Austauschbeziehung als Bestimmungsfaktor.<sup>189</sup> In Fällen hoher Strukturiertheit und geringer Veränderlichkeit sind die Informations- und Kommunikationsflüsse hinsichtlich Input und Output genau bekannt und bleiben im Zeitablauf stabil. Schnittstellen zwischen interdependenten Bereichen, deren Aufgaben klar definiert und strukturiert sind, können mit wenigen standardisierten Mechanismen, z.B. Arbeitsanweisungen, koordiniert

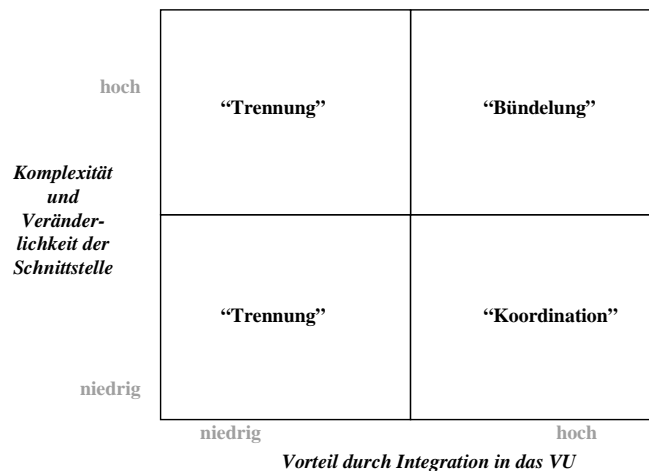
---

<sup>188</sup> Vgl. GP 2.1.3.4.3.3.

<sup>189</sup> Vgl. Picot/Dietl/Frank (1999) S. 213.

werden. In diesen Fällen ist es nicht notwendig, Aufgaben aus den etablierten Bereichen herauszulösen und mit dem Handel zu verschmelzen. Erfahrungsgemäß auftretende Widerstände etablierter Bereiche infolge befürchteter Machtverluste oder kultureller Unterschiede zum Handel können so vermieden werden.<sup>190</sup> Komplexe und veränderliche Aufgaben hingegen erfordern mehr Abstimmungsaktivitäten und laufende Kommunikation durch Rückfragen zwischen den Aufgabenträgern. Tendenziell sollten sich komplexe und veränderliche Aufgaben im Modell „Bündelung“ effizienter ausführen lassen, da sich durch Bündelung interdependenter Aufgaben in einer gemeinsamen Einheit die Kommunikation ohne organisatorische Bereichsgrenzen direkter und schneller gestalten lässt. Auch lassen sich Veränderungen meist schneller durchführen, da Koordinationsmaßnahmen auf der Führungsebene nicht zwischen den unterschiedlichen Bereichsführungen langwierig abgestimmt werden müssen. Ergeben sich Vorteile durch die Integration in das VU, so ist im Falle einer komplexen und veränderlichen Schnittstelle das Modell der Bündelung gegenüber der Trennung vorzuziehen.

**Abbildung 14: Analyserahmen zur Beurteilung organisatorischer Gestaltungsmöglichkeiten**



*Quelle: Eigene Darstellung*

<sup>190</sup> Aufgrund des speziellen Aufgabenprofils der Händlerstelle zieht der Handel vor allem Mitarbeiter mit sehr spezifischen Persönlichkeitsmerkmalen an: (Vgl. zu Merkmalen Dülfer (1992) Sp. 1205-1207). Demnach sind Händler mehrheitlich individualistisch, extrovertiert, dynamisch und pragmatisch. Ein Vertriebsmitarbeiter hingegen, dessen Geschäft der Abschluss von langfristigen Verträgen in einem eher anonymen Massenmarkt ist, dürfte obige Persönlichkeitsmerkmale in geringerer Ausprägung vorweisen. Es ist daher zu vermuten, dass es gelegentlich zu atmosphärischen Störungen kommen kann. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass dies sehr stark von den einzelnen Personen abhängt und damit auf keinen Fall verallgemeinert werden kann.

Obige Abbildung zeigt den Analyserahmen zur Wahl der Gestaltungsalternative. Bestimmungsfaktoren sind wie oben analysiert die Charakteristik der Schnittstelle und die Vorteile durch die Integration in das VU. Sie sollen nachfolgend weiter untersucht werden.

#### **2.1.3.4.2 Charakteristik von Schnittstellen und Koordinationsaufwand**

Nachfolgend sollen die Schnittstellen zwischen den traditionellen Funktionsbereichen und dem Handel untersucht werden, um eine Beurteilung von Komplexität und Veränderlichkeit der Schnittstelle, als auch eine Einschätzung des Koordinationsaufwandes zu ermöglichen.

##### 2.1.3.4.2.1 Erzeugung und Netzbetrieb

Bei den Funktionsbereichen Erzeugung und Netzbetrieb beschränken sich die Schnittstellen weitestgehend auf den Austausch von Informationen, die für den Handelsbereich zur Aufgabenerfüllung hilfreich sein können. Die Ausprägung von Komplexität und Veränderlichkeit der Schnittstelle hängt daher davon ab, inwieweit die zu koordinierenden Informationsflüsse komplex und veränderlich sind. Um die Charakteristik der Schnittstelle zu beurteilen, ist eine Konkretisierung des Informationsangebotes der beiden Funktionsbereiche mit Hilfe der Informationsbedarfsanalyse erforderlich. Dies ist ein wesentliches Ergebnis der Analyse im Bereich der Informationsbereitstellung und erfolgt in GP 4.1.1.2.2. Zum jetzigen Zeitpunkt kann daher noch keine Aussage hinsichtlich der Charakteristik von Schnittstellen beider Bereiche getroffen werden.

##### 2.1.3.4.2.2 Vertrieb

Der Aufwand zur Koordination von Handel und Vertrieb resultiert vor allem aus der mangelnden Abgrenzbarkeit von Produkt- und Kundenverantwortlichkeit bei der Kundenansprache, aber auch aus Abhängigkeiten bei der Neuproduktentwicklung.

Grundsätzlich kann die *Kundenansprache* in den überschneidungsfreien Segmenten in die entsprechende Verantwortlichkeit von Handel und Vertrieb gelegt werden. In ihren Segmenten arbeiten Handel und Vertrieb eigenverantwortlich. Koordinationsmechanismen betreffen daher die überschneidenden Kundensegmente. Da es unmöglich ist, objektive Kriterien zur Zuordnung dieser Segmente zu definieren, könnte ein Koordinationsmechanismus die fallweise Abstimmung sein. Danach erfolgen eine Kundenansprache in gemeinsamer Verantwortung und anschließend eine Zuordnung der Verantwortlichkeit durch fallweise Absprache zwischen beiden Bereichen. Durch den

damit verbundenen häufigen Abstimmungsbedarf bei gleichzeitig divergierenden Bereichsinteressen sollte sich dieser Koordinationsmechanismus daher als ungeeignet erweisen. Eine sinnvollere Koordination bestünde darin, die Verantwortung für die überschneidenden Segmente pauschal dem Vertrieb zuzuordnen, der als „Gatekeeper“ immer für den Kundenkontakt zuständig ist.<sup>191</sup> Je nach Komplexität der Kundenanforderung wird er den Handel zur Strukturierung individueller Produkte hinzuziehen. Die benötigten Liefermengen werden durch den Handel bereitgestellt. Die Lieferkonditionen sind durch interne Verrechnungspreise bestimmt. Um sicherzustellen, dass der Vertrieb durch Einbeziehung des eigenen Handels nicht schlechter gestellt ist als durch Einschaltung eines externen Händlers, muss sich der Verrechnungspreis an den aktuellen Marktpreisen orientieren.<sup>192</sup> Setzt man voraus, dass es möglich ist, sinnvolle Verrechnungspreise zu finden und beide Einheiten für ihr eigenes Ergebnis verantwortlich sind, so reduzieren sich die Koordinationsaufgaben an der Schnittstelle deutlich.<sup>193</sup>

Die Schnittstelle zur *Neuproduktentwicklung* kann durch ein Mitsprache- und Genehmigungsrecht des Risikomanagements einfach koordiniert werden. Diese Rechte können durch formale Arbeitsanweisungen über auszutauschende Informationen zwischen Handel und Vertrieb organisatorisch verankert werden.

Insgesamt kann die Schnittstelle zum Vertrieb als stabil und strukturiert bezeichnet und über formalisierte Koordinationsmechanismen koordiniert werden. In Abhängigkeit der Verbundvorteile empfiehlt sich daher das Modell „Trennung“ oder „Koordination“.

---

<sup>191</sup> Dies erfordert, dass der Vertrieb ausreichendes Handels-Know-how aufbaut, um als kompetenter Ansprechpartner in den Überschneidungsbereichen zu agieren.

<sup>192</sup> Auf Grundlage der aktuellen Forward-Kurve; vgl. Abbildung 25 als Beispiel.

<sup>193</sup> An dieser Stelle kann man die Frage stellen, ob der Handel immer die Strommengen für den Vertrieb bereitstellt, d.h. ob Kontrahierungszwang bestehen sollte oder ob der Vertrieb die Möglichkeit haben sollte, eigene Quellen zu nutzen, wenn deren Preise unterhalb des Verrechnungspreises liegen. Für den Kontrahierungszwang spricht, dass die Bündelung der gesamten Nachfrage vorteilhaft für die Beschaffungskonditionen ist; vgl. GP 2.1.3.4.3.1. Als Gegenargument kann gelten, dass der Vertrieb in Fällen, in denen der Kunde alternative Angebote nennt, die Flexibilität haben sollte, diese Quellen ebenfalls zu nutzen. Letztlich wird bei Verrechnungspreisen zu marktgerechten Konditionen gemäß Forwardkurve, der Vertrieb in der Regel keine günstigere Quelle finden wird. Eine Kontrahierungszwang ist daher ebenso wenig erforderlich, wie die Nutzung alternativer Quellen durch den Vertrieb.



#### 2.1.3.4.2.3 Systemoptimierung

Die Schnittstellen zur Systemoptimierung liegen in der Erstellung der Lastprognose, der Kraftwerkseinsatzplanung der langfristigen Kapazitätsplanung und der Lieferung.

Die Kompetenz der Systemoptimierung ist die Erstellung einer *Lastprognose* für den eigenen Regelkreis. Es wäre aus Sicht des Handels nicht ökonomisch, eine eigene Prognose zu erstellen. Vielmehr macht es Sinn, auf der Lastprognose des eigenen Regelkreises aufzubauen und diese auf den relevanten Handelsmarkt außerhalb des eigenen Regelkreises zu erweitern. Dazu ist es erforderlich, dass der Handel fortlaufend die gemachten Annahmen der Prognose hinterfragt, ggf. seine eigene Einschätzung an die Systemoptimierung zurückspielt und prüft, inwieweit diese Annahmen auf Märkte außerhalb des Regelkreises übertragbar sind. Insbesondere sind unterschiedliche Sondereinflüsse auf die Last in den Regelkreisen zu berücksichtigen.

Auf einem liberalisierten Markt kann die *Kraftwerkseinsatzplanung* ab einem Planungshorizont von mehr als 9 1/2 Stunden durch die Beschaffungsfunktion des Handels optimiert werden.<sup>194</sup> Die Einsatzplanung ist dann das Resultat eines Optimierungsmodells basierend auf den Parametern Kraftwerkskosten, Lastprognose und Marktpreise.<sup>195</sup> Das Know-how im Umgang mit Kostenstrukturen und Bestimmung der Einsatzfolge wird typischerweise bei der Systemoptimierung liegen. Hingegen ist es die Kompetenz des Handels, Strommengen über den Handelsmarkt zu beziehen. Geht man davon aus, dass die Einsatzplanung weiterhin zum Aufgabenbereich der Systemoptimierung zu zählen ist, muss der Handel verlässliche Marktpreise zur Verfügung stellen und im Auftrag der Systemoptimierung entsprechende Mengen einkaufen. Aufgrund der Volatilität der Marktpreise sind oftmals kurzfristige Absprachen zwischen beiden Bereichen erforderlich, um die Einsatzplanung laufend zu aktualisieren und zu optimieren. Eng verknüpft mit der Einsatzoptimierung ist die *Optimierung des Handelsplans* durch eigene Erzeugung. Umgekehrt zur Kraftwerkseinsatzplanung kann auch der Handel die eigenen Erzeugungskapazitäten anstelle des Einkaufs über den Großhan-

---

<sup>194</sup> Da der GridCode vorschreibt, dass Fahrpläne bis 14.30 Uhr beim Netzbetreiber eingereicht werden müssen, sind physische Handelstransaktionen für den nächsten Tag nur bis zu diesem Zeitpunkt möglich. 9 1/2 Stunden ist daher die kürzeste mögliche Reaktionszeit für eine Lieferung um 0 Uhr des Folgetages.

<sup>195</sup> Notwendiges Kriterium für den Zukauf ist, dass die Großhandelspreise unter den geplanten Grenzkosten der Erzeugung liegen; vgl. GP 3.2.1.2.1.

delsmarkt nutzen, wenn die Grenzkosten der eigenen Erzeugung unterhalb des Marktpreises für eine entsprechende physische Long-Position liegen. Die Systemoptimierung hat hierzu dem Stromhandel freie Kapazitäten und Erzeugungskosten mitzuteilen, zu denen der Handel Strom aus eigenen Kraftwerken beziehen kann. Bei Kraftwerksstörungen sind wiederum kurzfristige Absprachen zu treffen.<sup>196</sup> Ferner ist die Kraftwerkeinsatzplanung mit dem Risikomanagement laufend abzustimmen.

Die Schnittstelle in der *langfristigen Kapazitätsplanung* kann koordiniert werden, indem der Handel der Systemoptimierung informatorisch „zuarbeitet“. Dies bedeutet, dass er seine Einschätzung zur Entwicklung der Marktpreise mit der Systemoptimierung teilt und ein Pricing, d.h., eine Ermittlung des fairen Marktwertes der Kraftwerke vornimmt.<sup>197</sup> Die Stilllegungs- bzw. Verkaufsentscheidung sowie die Investitionsentscheidung trifft die Systemoptimierung durch Vergleich mit den vorliegenden Kostenparametern des Kraftwerkes. Die Schnittstelle ist als wenig komplex, aber mit höherer Veränderlichkeit einzuschätzen. Die auszutauschenden Informationen sind gut definierbar und daher formalisierten Koordinationsmechanismen zugänglich. Allerdings sind Marktpreise stark veränderlich, so dass häufige Neubewertungen erforderlich sind und es damit zu erhöhtem Austauschbedarf zwischen beiden Bereichen kommt.

Unproblematisch kann die Schnittstelle zur *Lieferung* koordiniert werden. Da es sich um identische Aufgaben handelt, können diese von einer zentralen Stelle wahrgenommen werden, die definierte Informationen über Lieferungen des Handels und des Vertriebs erhält.

Als Zwischenfazit kann daher festgehalten werden, dass die Schnittstelle zwischen Systemoptimierung und Handel in der Einsatzplanung, insbesondere aufgrund der Volatilität der Märkte und der kurzfristig möglichen Störungen, veränderlicher und weniger strukturiert ist als die Schnittstelle zwischen Handel und Vertrieb. Tendenziell wird Handel und Systemoptimierung daher in Abhängigkeit der später noch zu analysie-

---

<sup>196</sup> Der Handel erhält die Verantwortung für das Risikomanagement. Dies umfasst den informatorischen Zugang zu allen Vertriebstransaktionen und ein Genehmigungsrecht für alle neuen Produktentwicklungen des Vertriebs, mit einer Vetomöglichkeit, wenn er das Risiko für nicht mehr steuerbar hält.

<sup>197</sup> Vgl. hierzu GP3.3.

renden Verbundvorteile, entweder nach dem Modell der Bündelung oder der Trennung organisiert.

#### **2.1.3.4.3 Vor- und Nachteile der Integration des Handels in das Verbundunternehmen**

Bisher wurden Komplexität und Veränderlichkeit der Schnittstelle zwischen Handel und den traditionellen Funktionsbereichen sowie die erforderlichen Koordinationsmaßnahmen und der resultierende Koordinationsaufwand untersucht. Daneben sind die Vorteile resultierend aus der Integration des Handels in das VU gegenüber den Vorteilen der Abtrennung ein zweiter Bestimmungsfaktor für die organisatorische Gestaltung.

Die wesentlichen Vorteile der beiden internen Organisationsalternativen „Koordination“ und „Bündelung“ gegenüber der externen Alternative „Trennung“ sind zum einen die gemeinsame Nutzung von Ressourcen und zum anderen verschiedenen Optimierungsmöglichkeiten bei verschiedenen Funktionen des VUs. Beide Bereiche werden nachfolgend ebenso detailliert wie die Nachteile der Integration.

##### **2.1.3.4.3.1 Vorteile durch gemeinsame Ressourcennutzung**

Die gemeinsame Nutzung von Ressourcen zielt auf die höhere Auslastung der vorhandenen personellen und sachlichen Kapazitäten und damit eine höhere Kosteneffizienz. Nachfolgend seien Beispiele bedeutender Möglichkeiten genannt:

###### *Gemeinsame Nutzung externer Schnittstellen*

Hierunter fallen vor allem Informationsdienste, Börsenzugang, Zahlungssysteme sowie sämtliche Rahmenverträge mit externen Anbietern.<sup>198</sup> Die Schnittstellen können sowohl vom Handel als auch von den internen Funktionsbereichen genutzt werden

###### *Gemeinsame Nutzung interner Infrastrukturen*

Die traditionellen Funktionsbereiche erfüllen in Teilen ähnliche Aufgaben wie die Handelsfunktion. Zu nennen sind z.B. im Bereich der Systemoptimierung die Erstellung von Lastprognosen und die Fahrplanadministration oder im Netzbereich die Koordination mit anderen Netzbetreibern. Ferner können Ressourcen für Querschnittsfunktionen wie Zahlungsverkehr und Buchhaltung gemeinsam genutzt werden. Bei einer internen

organisatorischen Lösung könnten somit durch Zentralisierung ähnlicher Aufgaben Doppelarbeiten vermieden werden

#### *Austausch von Know-how*

Auch bei dezentraler Aufgabenerfüllung können in bestimmten Bereichen, z.B. in der Preis- und Lastprognose oder Produktentwicklung, Vorteile erzielt werden, indem die Erfahrungen und die erzielten Ergebnisse ausgetauscht werden.

#### *Nutzung des etablierten Markennamens*

Das VU ist aufgrund der langjährigen Präsenz am Markt etabliert. Der Aufwand für die Markteinführung einer selbständigen Einheit, u.a. für Werbemaßnahmen, Roadshows bei potenziellen Handelspartnern, dürfte signifikant höher sein, als eine bestehende Marke für den Großhandelsmarkt anzupassen.

Die Vorteile aus der gemeinsamen Nutzung von Ressourcen sind abhängig von der spezifischen Kostenstruktur eines Unternehmens und daher einer Analyse im Rahmen dieser Arbeit schwer zugänglich. Als Anhaltspunkt können die Synergiegewinne gelten, die sich typischerweise im Rahmen von Unternehmensfusionen erzielen lassen. Erfahrungswerte liegen zwischen 5-15% bezogen auf das Kostenvolumen beider Fusionspartner.<sup>199</sup>

#### 2.1.3.4.3.2 Vorteile durch Optimierung betrieblicher Funktionen

Darüber hinaus existieren spezifische Optimierungsmöglichkeiten, die sich aus dem Zusammenspiel von Handel und VU ergeben. Nachfolgend seien wesentliche Vorteile genannt.

Als ein Hauptvorteil kann die *Kraftwerkseinsatzoptimierung durch verbesserten Zukauf* am Handelsmarkt anstelle Eigenerzeugung genannt werden. Die Liberalisierung des Marktes eröffnet neue Möglichkeiten für den Zukauf von Strommengen, die über den zuvor üblichen Verbundhandel hinausgehen:

---

<sup>198</sup> Rahmenverträge weisen in der Regel volumenabhängige Konditionen auf. Beispielsweise kosten die Erstlizenzen bei den Nachrichtendiensten deutlich mehr als die Zusatzlizenzen. Wird der Rahmenvertrag von beiden Einheiten benutzt, erhöht sich das Volumen und führt damit zu reduzierten Kosten.

<sup>199</sup> Quelle: Erfahrungen der Beratungspraxis bei Projekten im Bereich „Post-Merger-Integration“.

- Börsen bieten bei ausreichender Liquidität stets einen marktgerechten und transparenten Preis, auf dessen Basis die kurzfristige Beschaffungsoptimierung erfolgen kann.
- Neue Handelspartner, v.a. Stromhändler und Broker, helfen Informationsasymmetrien abzubauen und den momentan günstigsten Erzeuger zu finden.
- Neue Produkte, insbesondere Terminkontrakte, erlauben es, die kurzfristige Beschaffungsoptimierung durch mittelfristige Planung zu ergänzen. Informationen über Terminpreise ermöglichen bereits in der mittelfristigen Planung, Erzeugungskosten und Beschaffungskosten abzugleichen und somit eine präzisere Planung von Kraftwerkseinsatz und Stromzukauf über einen längeren Zeitraum. So können z.B. temporäre Marktpreise unterhalb der Erzeugungskosten genutzt werden, indem der Preis auf Termin mit Hilfe eines Forward-Kontraktes gesichert wird.

Durch eine spezialisierte Handelsfunktion kann das Potenzial dieser Funktion besser ausgeschöpft werden als durch eigene Handelsaktivitäten der Systemoptimierung. Insbesondere wird das Börsen-Know-how an einer Stelle im Unternehmen aufgebaut und gebündelt. Neben der reinen Beschaffung kann der Handel helfen, die Risiken der Kraftwerkseinsatzplanung zu steuern, da Kraftwerke kurzfristig ausfallen oder die Leistungsnachfrage von Kunden mit offenen Lieferverträgen von den Planungen abweichen kann. Durch seine Risikomanagementkompetenz ist der Handel in der Lage, diese Risiken zu steuern und zu bewältigen.<sup>200</sup> Allerdings sei angemerkt, dass die Möglichkeit der Optimierung durch Zukauf am Handelsmarkt auch im Modell „Trennung“ besteht. Im Falle einer selbstständig Verselbständigung des Handels könnten für komplexere Termingeschäfte externe Portfoliomanager beauftragt werden, die Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf und Risikosteuerung als Dienstleistung für das VU durchführen. Da dieser externe Anbieter Zugriff auf interne Daten zu Erzeugung und Vertrieb bekommen muss, kann man sich schwer vorstellen, dass diese Dienstleistung durch die abgetrennte Handelseinheit erfolgen kann, die ihrerseits als Konkurrent am Handelsmarkt auftritt, z.B. als alternativer Anbieter um den Kunden in den überschneidenden Segmenten.<sup>201</sup> Vielmehr ist davon auszugehen, dass hier ein unabhängiger Anbieter zu finden ist, dem für seine Dienstleistung ein Entgelt zu überlassen ist, das

---

<sup>200</sup> Vgl. hierzu das Management sogenannter Volumenrisiken in GP 3.4.1.3.

<sup>201</sup> So wäre denkbar, dass ein Händler in einer Konkurrenzsituation zum VU gezielt die Kunden anspricht oder sein Wissen über die Erzeugungssituation des VU in den Verhandlungen über den Ankauf von Strommengen nutzt.

damit dem VU verloren geht. Erfahrungen aus liberalisierten Märkten zeigen, dass diese Entgelte ebenso wie die Handelsmargen in den ersten Jahren nach der Liberalisierung fallen.<sup>202</sup> Allerdings kann bei dem hohen Erzeugungs- und Vertriebsvolumen eines VU ein signifikanter Betrag anfallen.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil der Integration des Handels in das VU ist ein *optimiertes Risikomanagement*. Durch zentrale Verwaltung aller Risiken aus Erzeugungs-, Handels- und Vertriebspositionen in einem Portfolio kann das Risiko optimiert werden, da das Gesamtrisiko des Portfolio geringer ist als die Summe der Einzelrisiken.<sup>203</sup> Die Vorteile des optimierten Risikomanagement durch die interne Handelsfunktion lassen sich nur schwer quantifizieren; sie sind nach Aussage von Marktteilnehmern jedoch signifikant.<sup>204</sup>

Die *Optimierung des Handelsplans* durch Einsatz eigener Kraftwerke anstelle physischer Long-Positionen wird von den Händlern oft angeführt, ist aber aus der Gesamtsicht eines VU vernachlässigbar. Der Handel hat zwar einen Vorteil in Höhe einer positiven Differenz zwischen Grenzkosten der eigenen Erzeugung und dem Großhandelspreis. Die gleiche Differenz geht jedoch den anderen Funktionsbereichen verloren, wenn es den Handel unter Marktpreisen beliefert.

Die *Beschaffungsoptimierung durch Volumenbündelung* ergibt sich zum einen durch die Bündelung von Handels- und Vertriebsvolumen und der damit verbundenen höheren Einkaufsmacht. Insbesondere, wenn Handelsmenge und Vertriebsmenge zeitlich und örtlich zusammenfallen, sollte ein Händler in der Lage sein, einen Kontrakt über das höhere Volumen zu niedrigeren Konditionen abzuschließen. Für das zusätzliche Volumen kann ein Erzeuger zu Kostenreduktion im Extremfall in Höhe der fixen Kosten bereit sein, da er so lange einen positiven Deckungsbeitrag erzielt.<sup>205</sup>

---

<sup>202</sup> Vgl. GP 1.3.3.1.

<sup>203</sup> Vgl. Dudenhausen/Döhner/Gravert-Jenny (1999) S. 110.

<sup>204</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer. Allerdings ist die spezifische Situation eines Unternehmens zu betrachten, so dass keine allgemeingültige Aussage möglich ist, sondern vom bereits vorhandenen Know-how im Großhandel abhängt. Ist dies bereits in großem Umfang vorhanden, so dürfte der Vorteil der Integration einer Handelseinheit in die Kraftwerkseinsatzplanung zu einer geringeren Verbesserung führen.

<sup>205</sup> Dies entspricht den Erfahrungen der Beratungspraxis in Einkaufsprojekten.

Ein weiterer Vorteil lässt sich über die *Preisoptimierung* durch koordinierte Angebotserstellung zwischen Handel und Vertrieb erzielen. Besteht diese Koordination nicht oder herrscht gar Konkurrenzverhalten zwischen den beiden Einheiten, kann der Kunde sowohl Handel als auch Vertrieb zur Angebotsabgabe auffordern. Ein geschickter Einkäufer wird diese Situation nutzen und beide Einheiten zu Lasten des Gesamtoptimums des VU gegeneinander ausspielen. Der Vorteil der Preisoptimierung mag in der Anfangsphase des liberalisierten Marktes durchaus relevant sein, wobei keine Quantifizierung möglich ist. Mit zunehmender Preistransparenz wird dieser Vorteil jedoch schwinden.

Darüber hinaus bestehen weitere Vorteile durch Integration des Handels, da er damit *Zugang auf Informationsquellen* erhält, die zu einer besseren Aufgabenerfüllung genutzt werden können. Um diese Vorteile abzuschätzen, ist wiederum eine detaillierte Analyse des potenziellen Informationsangebotes der traditionellen Funktionsbereiche erforderlich. Dies ist Gegenstand der Analysen zur Informationsbereitstellung, so dass an dieser Stelle keine Beurteilung möglich ist.

#### 2.1.3.4.3.3 Nachteile der Integration

Den geschilderten Vorteilen der Integration, sind die Vorteile des Modells „Trennung“ gegenüberzustellen. Diese Vorteile sind gleichzeitig die Nachteile der Integration.

Ein wesentlicher Vorteil ergibt sich in der *höheren Flexibilität und Anpassungsfähigkeit* einer kleineren eigenständigen Einheit. Im Gegensatz zu großen „Einheitsunternehmen“ herrscht ein geringeres Maß an Bürokratisierung und Formalisierung. Dies fördert offene Kommunikationsstrukturen sowie kurze Instanzwege und ermöglicht damit den Mitarbeitern, eigene Initiativen besser umzusetzen.<sup>206</sup>

Als weiterer Vorteil wird die *Motivation der Mitarbeiter* genannt. Als Gründe werden von BÜHNER beispielhaft angeführt.<sup>207</sup>

- Die ranghöhere Stelle ist prestigeträchtiger (z.B. Vorstand statt Abteilungsleiter) und motiviert die leitenden Angestellten zu höherer Leistung.
- Die Überschaubarkeit des Unternehmens und ein eigener Firmenname erhöht die Identifikation des Arbeitnehmers mit dem Unternehmen.

---

<sup>206</sup> Vgl. Bühner (1999) S. 416.

<sup>207</sup> Vgl. Bühner (1999) S. 416-417.

- Führungskräfte der Obergesellschaft werden gerne in den Tochtergesellschaften rekrutiert, wenn sie sich dort bewährt haben.
- Im Gegensatz zu großen Unternehmen ist im Modell „Trennung“ der Handelserfolg weitestgehend auch der Unternehmenserfolg.

Ferner können Vorteile infolge der *rechtlichen Selbständigkeit* angeführt werden. Durch die eigene Rechtspersönlichkeit bestehen mehr Möglichkeiten, mit anderen Marktteilnehmer zu kooperieren oder zu fusionieren, z.B. um zusammen eine Leistung mit höherem Kundennutzen anzubieten oder um Risiken und Kosten des Einstiegs in den neuen Markt auf mehreren Schultern zu verteilen. Diese Kooperationen können durch Kapitalverflechtungen mit anderen Unternehmen untermauert werden. Ebenfalls ist ein Börsengang alleine dem Modell der Trennung vorbehalten und damit die Möglichkeit große Kapitalmengen aufzunehmen, die beispielsweise für die nationale und internationale Expansion genutzt werden können.

Eine Quantifizierung dieser Argumente ist generell schwer und muss im Zusammenhang mit einem konkreten Einzelfall gesehen werden

#### **2.1.3.5 Fazit: Die effiziente Integration der Handelseinheit**

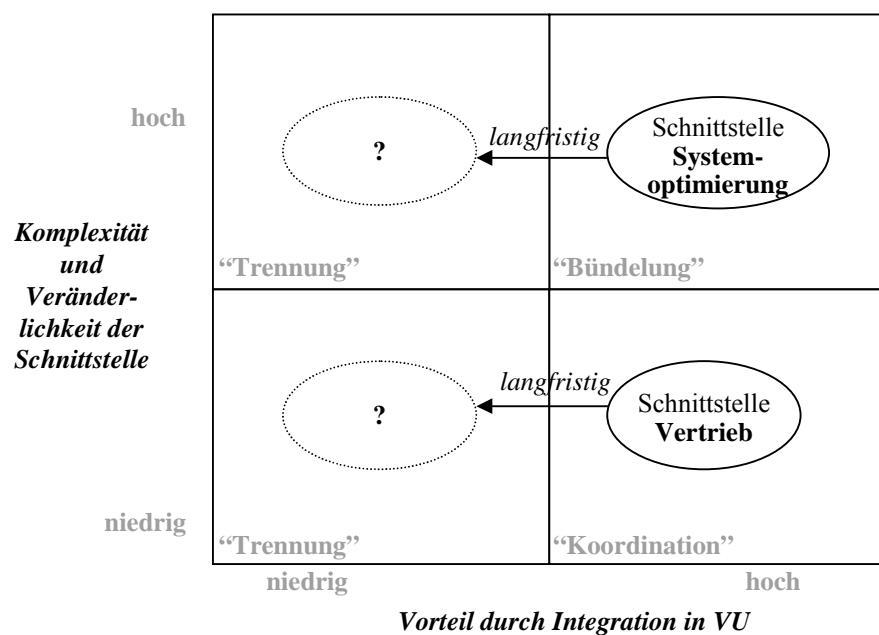
Um ein Urteil hinsichtlich der Frage der Organisation zu fällen, müssten die Effizienzvor- und -nachteile der Integration miteinander abgewogen werden. Aus obigen Ausführungen wurde deutlich, dass dies pauschal nicht möglich und ein generell schwieriges Unterfangen ist. Allerdings müssen sich gerade die großen VU fragen, ob angesichts ihrer hohen Erzeugungskapazitäten die Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf am Handelsmarkt nicht eine Kernkompetenz sein muss, die sie zu einem Wettbewerbsvorteil im liberalisierten Marktumfeld ausbauen sollten. Auch wird gerade im VU die Risikominderung durch die zentrale Verwaltung von Erzeugungs-, Vertriebs- und Handelspositionen in einem zentralen Portfolio stärker ausfallen, da infolge der Größe sich gegensätzliche Positionen stärker durchmischen bzw. zu einer stärkeren Diversifikation führen. Zumindest für die großen VU soll daher davon ausgegangen werden, dass im Verhältnis zu den Bereichen Vertrieb und Systemoptimierung die Integrations-



vorteile die Nachteile und den Koordinationsaufwand tendenziell übersteigen sollten.<sup>208</sup> Somit sollten interne Gestaltungsalternativen Effizienzvorteile gegenüber dem Modell „Trennung“ aufweisen. Auch wurde deutlich, dass manche Vorteile mit zunehmender Reife des Marktes geringer ausfallen werden, so dass das Modell „Trennung“ langfristig an Bedeutung gewinnen könnte.

Offen ist noch, inwiefern das Modell der Bündelung oder der Koordination vorzuziehen ist. Vergleicht man die beiden internen Organisationsvarianten, so ist zunächst festzuhalten, dass sämtliche Verbundvorteile sowohl durch das Modell der Bündelung als auch der Koordination interdependenter Aufgabenbereiche realisierbar sind. Diese sind mit unterschiedlichem Koordinationsaufwand verbunden. Die Schnittstelle zur Systemoptimierung erfordert umfangreiche Koordinationsaktivitäten, insbesondere durch die permanente Kommunikation im Zuge der Kraftwerkseinsatzoptimierung. Abbildung 15 zeigt die Einstufung in den Analyserahmen.

Abbildung 15: Effizienz unterschiedlicher organisatorischer Gestaltungsalternativen



Quelle: Eigene Darstellung

<sup>208</sup> Eine Beurteilung ist nur für die Bereiche Systemoptimierung und Vertrieb möglich. Die wesentlichen Integrationsvorteile und Anforderungen an die Schnittstelle der Bereiche Erzeugung und Netz können erst nach einer Analyse des Informationsangebots erfolgen, was Bestandteil von GP 4.1.1.2.2 ist. Es ist jedoch davon auszugehen, daß das Modell „Koordination“ für beide Bereich eine adäquate Organisationsform darstellt.

Durch die Schaffung einer gemeinsamen Einheit „Stromwirtschaft und Handel“ (S&H) gemäß dem Modell der Bündelung sollte sich die Kommunikation ohne organisatorische Bereichsgrenzen direkter und schneller gestalten lassen, was sich Koordinationskosten dämpfend auswirken sollte. Die effiziente Form der Einbindung des Handels ist daher die Bündelung interdependenter Aufgaben im Bereich der Systemoptimierung. Die Schnittstelle zum Vertrieb kann hingegen mit wenigen standardisierten Koordinationsmaßnahmen gesteuert werden, so dass gemäß Analyserahmen keine Bündelung von interdependenten Aufgabenbereichen notwendig ist.

Abbildung 16 zeigt dieses Organisationskonzept. Der Vertrieb bearbeitet die überschneidungsfreien Kundensegmente im Bereich Haushalte und GHD sowie die potenziellen Überschneidungsbereiche. Die Abteilung „Stromwirtschaft und Handel“ (S & H) macht Vorgaben zu erlaubten Produktkomponenten, die den Risikomanagementvorgaben entsprechen. Durch die Bereitstellung der Absatzmengen an den Vertrieb und die Einbeziehung der eigenen Kraftwerke entstehen Unsicherheiten über erzeugte und abgesetzte Mengen. Diese sind im Prozess „Risikomanagement und –controlling“ zu berücksichtigen.<sup>209</sup> Die Vertriebsmengen werden über S & H zu marktpreisnahen Verrechnungspreisen auf Basis vorgegebener Lastprofile bereitgestellt. S & H ist absatzseitig für die überschneidungsfreien Handelssegmente zuständig. Die aggregierten Absatzmengen sind durch S & H zu planen und inklusive etwaiger Ausgleichsmengen zu beschaffen, wobei die Option des Einsatzes eigener Kraftwerke oder des Zukaufs am Handelsmarkt besteht. Folgerichtig sind diese Entscheidungen auch bei der Ermittlung des Handelsplans zu berücksichtigen.<sup>210</sup> Die Kraftwerkseinsatzsteuerung erfolgt unter Berücksichtigung der Planungsvorgaben von S&H weiterhin durch den Funktionsbereich Netzbetrieb.

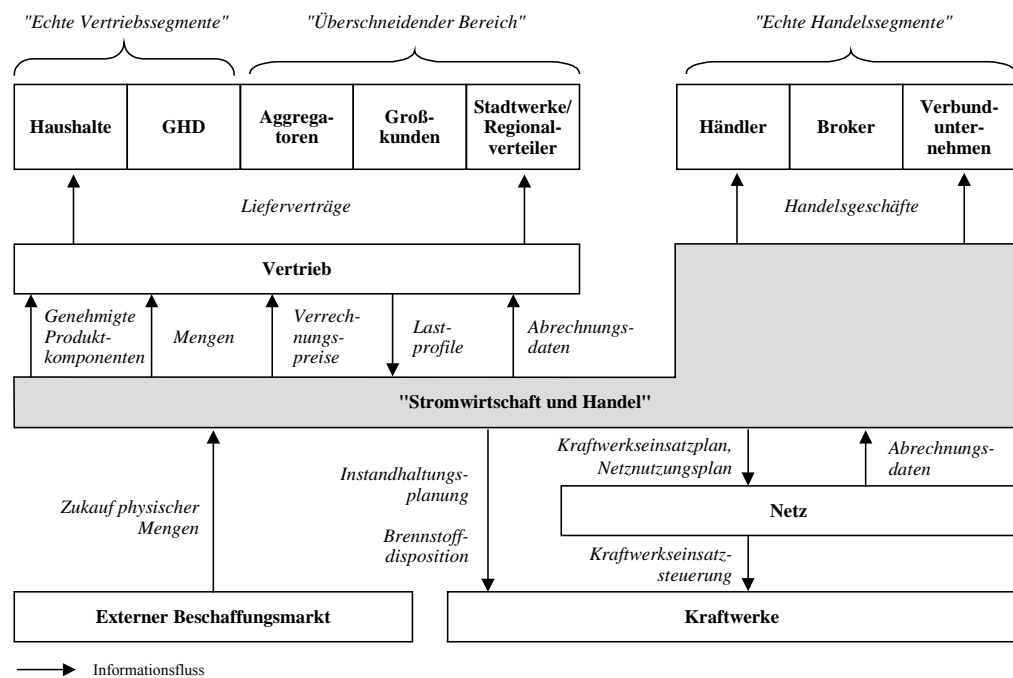
Abschließend sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass das vorgestellte Modell zwar unter den Versorgern weit verbreitet ist, keinesfalls aber als effizienteste Lösung verallgemeinert werden sollte. Vielmehr sind die oben vorgestellten Argumente für Integration und Trennung vor dem Hintergrund der Spezifika (Größe, Kostenstrukturen, Unternehmenskulturen, vorhandenes Know-how, etc.) eines einzelnen Unternehmens zu bewerten.

---

<sup>209</sup> Vgl. GP 3.3.

<sup>210</sup> Vgl. GP 3.1.

Abbildung 16: Geschäftsmodell eines VU mit integriertem Handel



Quelle: Eigene Darstellung

## 2.2 Produktspezifische Rahmenbedingungen

Die in GP 2.2.1 dargestellten Produkte können in einer Vielzahl konkreter Geschäftsvorfälle mit unterschiedlichen Gestaltungsvarianten umgesetzt werden. Die konkrete Ausgestaltung hat wiederum in Teilbereichen, insbesondere im Pricing und Settlement, Einfluss auf die Aufgabenerfüllung und damit auf den Informationsbedarf. Beispielsweise sind für physische Handelsprodukte im Gegensatz zu finanziellen Produkten Aktivitäten zur Netznutzung erforderlich, die wiederum in Abhängigkeit des Erfüllungsortes variieren können. Um ein Ziel dieser Arbeit, der konkreten Beschreibung des Informationsbedarfs, zu erreichen, wäre es daher notwendig, die künftig gehandelten Produkte zu definieren und der Aufgabenanalyse zugrunde zu legen. Dies würde allerdings aufgrund der Vielzahl konkreter Gestaltungsvarianten den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Deshalb soll sich die Aufgabenanalyse auf eine handhabbare Anzahl möglichst repräsentativer Geschäftsvorfälle beziehen. Um die gesamte Bandbreite abzudecken, soll von den Transaktionsmotiven einer Handelseinheit ausgegangen werden, welche gemäß des zuvor definierten organisatorischen Rahmens in ein VU eingebunden ist. Mögliche Transaktionsmotive werden aus Sicht eines solchen VU-Händlers in GP 2.2.2 detailliert. Für jedes Transaktionsmotiv soll in GP 2.2.3 minde-

stens ein konkreter Geschäftsvorfall, wie er auf einem liberalisierten Handelsmarkt üblich ist, definiert werden. Mit weiteren Annahmen über Erzeugungskapazitäten und Lieferverpflichtungen soll dann ein typisches Musterportfolio einer Handelseinheit in einem VU gebildet werden, welches als Grundlage für die Ableitung des Informationsbedarfs dienen soll. Vorab soll in GP 2.2.1 ein Überblick über die Produktarten gegeben werden.

### 2.2.1 Handelsprodukte im Überblick

Stromhandelsprodukte können in verschiedene Kategorien eingeteilt werden. In dieser Arbeit soll zwischen Basisprodukten des Stromhandels, kombinierten und sonstigen Produkten unterschieden werden.<sup>211</sup> Abbildung 17 liefert eine Übersicht.

Abbildung 17: Klassifikation von Stromhandelsprodukten

Kategorie	Basisprodukte				Kombinierte Produkte			Sonstige Produkte
Produkt	Spotmarktlieferung	Forward	Future	Option	Swap	Cap/Floor/Collar	Strukturierte Produkte	Wetterderivate
<b>Definition</b>	Stundenlieferung oder kurzfristige Lieferung zu Festpreisen	Vertrag über Lieferung zu einem bestimmten zukünftigen Termin	Standardisierter Verkauf einer Energielieferung zu einem bestimmten Termin	Kauf oder Verkauf einer Energielieferung zu einem bestimmten Termin mit Recht der Nicht-Wahrnehmung	Tausch von Vertragsverpflichtungen	Absicherung des Preises einer bestimmten Energiemenge nach oben, unten bzw. oben und unten während fester Zeiträume	Maßgeschneidertes Produkt für Endverbraucher, bestehend aus Kombinationen verschiedener Standardprodukte	Verknüpfungen mit Derivaten zu weiteren Indizes, die das Geschäft des Kunden bestimmen
<b>Kriterien:</b>								
<b>Erfüllung</b>	physisch	finanziell/ physisch	finanziell	finanziell	finanziell	finanziell	finanziell/ physisch	finanziell
<b>Fristigkeit</b>	Spot	Termin	Termin	Termin	Termin	Termin	Termin	Termin
<b>Handelsplatz</b>	OTC/ Börse	OTC	Börse	OTC/ Börse	OTC	OTC	OTC	OTC/ Börse
<b>Standardisierung</b>	möglich	nein	ja	möglich	nein	nein	nein	möglich
<b>Verpflichtung</b>	unbedingt	unbedingt	unbedingt	bedingt	unbedingt	bedingt	unbedingt	bedingt/ unbedingt
<b>Basisindex</b>	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom	Wetter, z.B. Temperatur

Quelle: in Anlehnung an Hannes/Jereb-Kramer/Maier (1999) S. 6.

Die gehandelten Produkte werden im Handelsjargon als „Positionen“ bezeichnet. Die *Short-Position* kennzeichnet die Position des Verkäufers, die *Long-Position* die des Käufers. Diese vertragliche Position ist von der physischen Position zu unterscheiden.

<sup>211</sup> Vgl. auch Hannes/Jereb-Kramer (1999) S. 6. Die Autoren unterscheiden physische Produkte, bedingte und unbedingte Termingeschäfte sowie strukturierte Produkte.

Ein Energieversorger, der freie Kraftwerkskapazität hat, ist in einer physischen Long-Position. Ein Verbraucher, z.B. ein Industrieunternehmen, das Strom zur Aufrechterhaltung seiner Produktion benötigt, ist typischerweise in einer Short-Position.<sup>212</sup>

### **2.2.1.1 Basisprodukte**

#### **2.2.1.1.1 Spotmarktlieferungen**

*Kurzfristige Spotmarktgeschäfte* stehen für das direkte unmittelbare Geschäft „Ware gegen Geld“. Sie werden üblicherweise als Stunden-, Tages- und Wochenkontrakte an Börsen oder bilateral abgewickelt. Sie ermöglichen den Versorgern eine kurzfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf am Markt anstelle eigener Erzeugung und den Händlern den kurzfristigen Ausgleich der Bedarfsschwankungen ihrer Kunden.<sup>213</sup> Derartige Geschäfte wurden bereits vor der Liberalisierung auf der Höchstspannungsebene im Rahmen des UCTE-Verbundes rege getätigt.

#### **2.2.1.1.2 Forwards und Futures**

Handelstransaktionen auf Basis von *Forwards* stellen in der Regel den Einstieg in den Terminhandel für VUs dar.<sup>214</sup> Ein Forward auf Strom ist eine nicht oder wenig standardisierte Vereinbarung über den Kauf (Long-Forward) oder Verkauf (Short-Forward) einer bestimmten Menge Strom in einem bestimmten künftigen Zeitraum zu einem vereinbarten, aber später zu entrichtenden Preis.<sup>215</sup> Forwards werden nicht über die Börse gehandelt, d.h., es handelt sich um OTC-Verträge, die für beide Partner ein Risiko durch die potenzielle Zahlungsunfähigkeit der Kontrahenten beinhalten. In proportionaler Abhängigkeit des Spotmarktpreises entwickelt sich der Wert eines Forward.

---

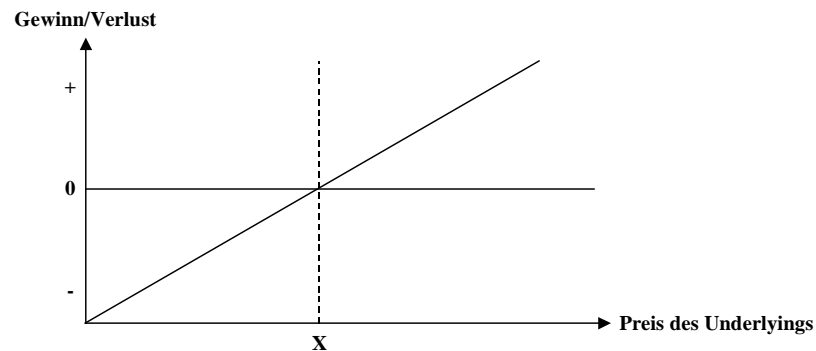
<sup>212</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 86.

<sup>213</sup> Eine Sonderform der Spotmarktlieferungen ist die Ausgleichslieferung. Diese wird von den Netzbetreibern initiiert, um eine ungleiche Lastverteilung innerhalb eines Verbundnetzes zu beheben. Sie gelten als Handelsprodukte, wenn es zu einer marktlichen Regelung für Ausgleichsenergie kommt, wie dies zur Zeit in Norwegen praktiziert wird. Da in Deutschland noch an dem Monopol der Netzbetreiber für Ausgleichsenergie festgehalten wird, besitzen Ausgleichslieferungen als Handelsprodukt derzeit keine Relevanz. Allerdings stellen die hohen Kosten der Ausgleichsenergie einen Risikofaktor dar, der vom Handel zu berücksichtigen ist; vgl. GP 3.4 zum Risikomanagement und GP 1.3.2.3 zur Handhabung der Ausgleichsenergie.

<sup>214</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 74-75.

<sup>215</sup> Vgl. ebenda.

Abbildung 18: Gewinn- und Verlustdiagramm eines Long Forward



Ein *Future* ist das börslich gehandelte und standardisierte Pendant zum Forward. Er ist nach Menge, Lieferort, Liefertermin und Lieferstruktur standardisiert. Die einzige Variable ist der Preis. Bei einem Future steht die Börse zwischen den Vertragsparteien und verpflichtet diese zum Stellen einer Sicherheit (Margin), welche die Erfüllung des Vertrages garantiert und das Risiko des Ausfalls eines Geschäftspartners abdeckt<sup>216</sup>. Hierzu findet eine tägliche Marktbewertung statt, wobei die Gewinne und Verluste täglich realisiert werden.<sup>217</sup>

### 2.2.1.1.3 Optionen

Optionen können nach Standardoptionen und exotischen Optionen unterschieden werden. Prinzipiell berechtigen Optionen zum Kauf oder Verkauf bestimmter Strommengen zu bestimmten Basispreisen (Strike) und Erfüllungsterminen.<sup>218</sup> Die Gegenseite, der Stillhalter, erhält dafür i.d.R. eine Optionsprämie, die unabhängig von der Ausübung bezahlt wird. Die Erfüllung kann physisch oder finanziell erfolgen. So genannte Amerikanische Optionen können zu jedem Zeitpunkt bis Verfallsdatum ausgeübt werden, Europäische Optionen jedoch nur am Verfallsdatum der Option. Eine Option wird am Strommarkt meist auf einen Future oder Forward abgeschlossen, d.h., bei

<sup>216</sup> Die Höhe des erforderlichen Margin wird von der jeweiligen Börse nach klaren Regeln festgelegt und richtet sich nach den möglichen bzw. tatsächlichen Schwankungen, die mit dem Future verbunden sind.

<sup>217</sup> Börsenteilnehmer müssen hierfür ein Konto bei der Börse führen und Marginzahlungen leisten. Am Ende eines jeden Tages werden die Preisveränderungen des Future-Vertrages an diesem Tag und die daraus resultierenden Gewinne oder Verluste angepasst. Wenn z.B. der Future-Preis steigt, wird das Konto eines Teilnehmers mit einer Short-Position entsprechend reduziert, das Konto einer Partei mit einer Long-Position wird dagegen erhöht; vgl. Hannes/Jereb-Kramer/Maier (1999) S. 8-9.

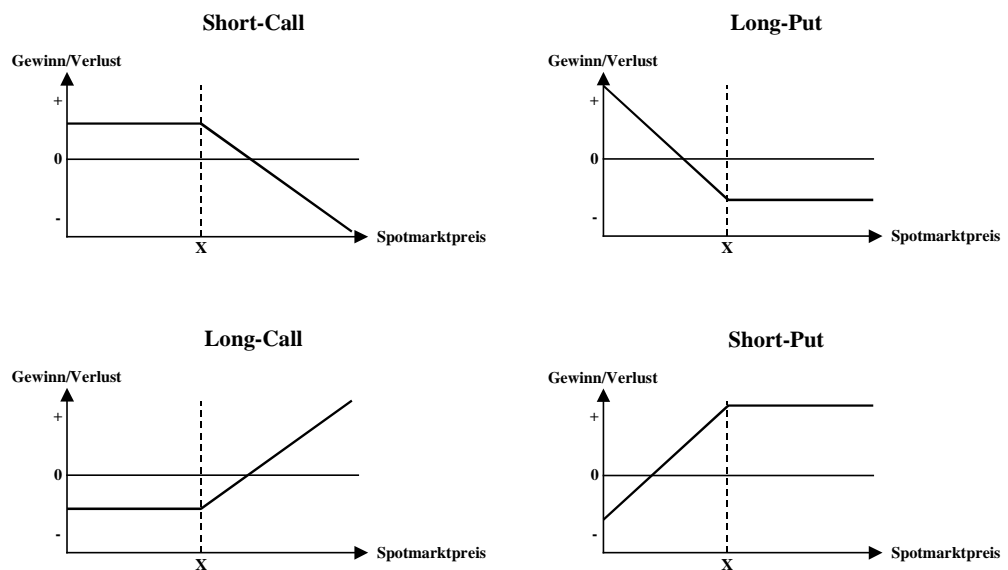
<sup>218</sup> Vgl. zu Optionen Scharpf (1996) S. 307-335.

Ausübung überträgt der Stillhalter dem Käufer der Option den zugrundeliegenden Future bzw. Forward-Vertrag. Optionen werden in Deutschland ausschließlich OTC gehandelt, jedoch ist mit zunehmender Marktreife auch börslicher Handel zu erwarten.

Die Wertentwicklung einer Option ist abhängig von der Preisentwicklung des Underlying, d.h. dem Strompreis an Spotmärkten. Unterschreitet (im Falle eines Put) bzw. überschreitet (im Falle eines Call) der Spotmarktpreis den Strikepreis, so ist die Option im Geld („in-the-money“).

Wie in Abbildung 19 dargestellt, können vier Grundformen mit unterschiedlicher Wertentwicklung in Abhängigkeit des Spotmarktpreises unterschieden werden. Generell ist für den Stillhalter der Gewinn auf die Optionsprämie beschränkt, der mögliche Verlust unbegrenzt. Für die Gegenseite hingegen ist der Verlust auf die Optionsprämie beschränkt, das Gewinnpotenzial unbegrenzt.

**Abbildung 19: Gewinn- und Verlustdiagramme der Optionsgrundpositionen**



Quelle Scharpf/Lutz (1996) S. 308-316.

Die *exotischen Optionen* weisen gegenüber den Standardoptionen Besonderheiten hinsichtlich der Ausgestaltungsmerkmale Strike, Underlying oder Menge auf.<sup>219</sup> Sie werden ausschließlich OTC gehandelt. Tabelle 9 gibt einen Überblick.

<sup>219</sup> Zu Exotischen Optionen vgl. Kaminski/Gibner/Pinnamaneni (1999) S. 57-94.

**Tabelle 9: Klassifikation exotischer Optionen**

<b>Basispreis (Strike)</b>	<b>Underlying</b>	<b>Menge</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Asian-Options</li> <li>▪ Look-back-Options</li> <li>▪ Barrier-Options</li> <li>▪ Digital-Options</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Spread-Options</li> <li>▪ Basket-Options</li> <li>▪ Compound-Options</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Swing-Options</li> </ul>

Quelle: Auf Basis von Kaminski/Gibner/Pinnamaneni (1999) S. 57-94.

Swing-Options stellen die bedeutendste Form der exotischen Optionen dar, da sie häufig in take-or-pay-Lieferverträge eingebettet sind.<sup>220</sup> Der Käufer der Option erhält das Recht, Strom zu einem festgelegten Preis zu kaufen (Call) oder zu verkaufen (Put). Die Menge ist in einer festgelegten Bandbreite frei wählbar. Zur Detaillierung der anderen exotischen Optionsarten sei auf die angegebene Literatur verwiesen.

### **2.2.1.2 Kombinierte Produkte**

Durch Kombination obiger Standardprodukte können neue Produkte kreiert und gehandelt werden. Die gängigsten kombinierten Produkte sind Swaps, Caps, Floors und Collars sowie strukturierte Produkte.

#### **2.2.1.2.1 Swaps**

Swaps sind in ihrer Grundform der Austausch von Zahlungen und können als Aneinanderreihung von Forwards mit finanzieller Erfüllung verstanden werden. Der Handel erfolgt OTC. Da Swaps frei ausgehandelt werden, sind sie äußerst flexibel und können an die Anforderungen des Kontrahenten angepasst werden. Marktübliche Swapformen seien nachfolgend beschrieben.

##### *Plain-Vanilla-Swap oder Fixed-for-Floating-Swap<sup>221</sup>*

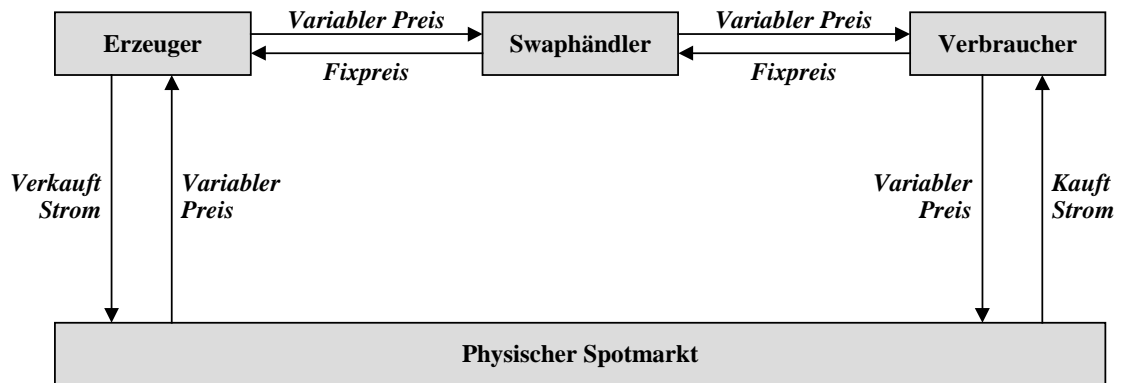
Hierbei handelt es sich um eine Vereinbarung, bei der ein variierender Strompreis gegen einen vereinbarten Festpreis getauscht wird. Das Prinzip sei nachfolgend dargestellt.

<sup>220</sup> Zu Swing-Options vgl. Schroeder/Spilcke-Liss (2000) S. 48 und Philipovic/Wengler (1998) S. 22-23.

<sup>221</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 119.



Abbildung 20: Grundprinzip des Plain-Vanilla-Swaps



Quelle: Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 122.

Diese Form kann als Kombination eines Long- und Short-Forward verstanden werden, bei der ein Forward einen variablen Ausübungspreis aufweist. Beide Parteien erfüllen ihre vertraglichen Verpflichtungen mittels Finanztransaktionen. In einem vereinbarten Zeitraum erhält die variable Seite im Falle sinkender Preise, die Differenz zwischen fixem und variablem Preis ausbezahlt. In Falle steigender Preise erfolgen die Zahlungen analog in umgekehrter Richtung. Üblicherweise übernehmen Banken oder Tradinggesellschaften die Funktion des Zwischenhändlers.

#### *Participation-Swap*<sup>222</sup>

Diese Art entspricht dem Plain-Vanilla-Swap, jedoch wird der Empfänger des fixen Preises teilweise an den Preisschwankungen partizipieren. Die Höhe der Partizipation wird prozentual festgelegt.

#### *Pre-Paid-Swap*<sup>223</sup>

Diese Art stellt letztlich ein Plain-Vanilla-Swap dar, wobei der Empfänger des fixen Preises sämtliche Zahlungen während der Vertragslaufzeit abdiskontiert, d.h. zum Barwert, erhält. Diese Art wird häufig als Finanzierungsinstrument und gleichzeitige Absicherung gegen sinkende Preise eingesetzt.

#### *Differentiation-Swap*<sup>224</sup>

Anstelle des Preises kann der Zahlungsaustausch auch auf Basis von Differenzen (Spreads) basieren. Typische Spreads können auf unterschiedlichen Lieferorten (Cross-

<sup>222</sup> Vgl. Hampton (1999) S. 22.

<sup>223</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 132- 134.

<sup>224</sup> Vgl. Hampton (1999) S. 23.

Location-Swap)<sup>225</sup>, Erfüllungsterminen (Time-Spread-Swap)<sup>226</sup> oder Commodities (v.a. Spark-Spread-Swap)<sup>227</sup>beruhen.

#### **2.2.1.2.2 Caps, Floors, Collars**

Verschiedene Kombinationen von Optionen ermöglichen die Festlegung einer Preisobergrenze (Cap), einer Preisuntergrenze (Floor) oder eines Preiskorridors (Collar).<sup>228</sup> Ein Floor - genauer: ein Long-Floor - ermöglicht einem Marktteilnehmer, sich für einen längeren, vorab definierten Zeitraum gegen Preisverfall abzusichern. Es handelt sich hierbei um ein OTC-Instrument, bei dem i.d.R. eine Bank gegen Bezahlung der Optionsprämie die Rolle des Stillhalters übernimmt. Im Prinzip ist ein Floor eine Serie von normalen Long-Puts, die auf die Bedürfnisse der Vertragspartner zugeschnitten sind. Der Cap ist analog als Serie von Long-Calls zu verstehen. Der Collar entspricht dem Kauf eines Floors bei gleichzeitigem Verkauf eines Caps und umgekehrt. Collars sind ein typischer Versuch, die Kosten der Preisabsicherung zu senken, da sich die zu zahlenden Optionsprämien auf beiden Seiten kompensieren.

#### **2.2.1.2.3 Strukturierte Produkte**

Als strukturierte Produkte werden individuelle Lösungen für Endverbraucher verstanden, die durch Kombination verschiedener Standardprodukte entstehen.<sup>229</sup> Es handelt sich beispielsweise um langfristige Lieferverträge, deren Ausgestaltung Optionscharakter haben, jedoch nicht als Optionen bezeichnet werden.<sup>230</sup> Da die Händler am Großhan-

---

<sup>225</sup> Bei einem Cross-Location-Swap schreiben die Swappartner einen Spread der Preise zwischen zwei Entnahmeorten fest. Steigt oder fällt der Spread, werden entsprechende Ausgleichszahlungen fällig. Typischerweise wird diese Form eingesetzt, wenn ein Swappartner zwar eine geschlossene Position hält, d.h., gleichzeitig long und short in gleicher Menge ist, aber die Erfüllung an unterschiedlichen Orten zu erbringen ist. Auf diese Weise kann das Risiko unterschiedlicher Preisentwicklung an zwei Erfüllungsorten eliminiert werden. Vgl. hierzu auch GP 2.2.3.1.3.

<sup>226</sup> Analog zum Cross-Location-Swap basieren die Zahlungen auf Schwankungen um einen festgelegten Spread zwischen den Preisen zweier Forwards/Futures mit unterschiedlichen Erfüllungsterminen.

<sup>227</sup> Mit einem Spark-Spread-Swap können Energieerzeuger ihre Marge aus Preisen der Brennstoffe und des gewonnenen Stroms fixieren. Diese Marge wird als „Spark-Spread“ bezeichnet. Beispielsweise kann so die Profitabilität eines Kraftwerks auf Jahre festgelegt werden.

<sup>228</sup> Zu Caps, Floors und Collars vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 180-183.

<sup>229</sup> Vgl. Eichholz/Otten (2000) S. 44.

<sup>230</sup> Sie werden daher häufig als „Embedded Options“ bezeichnet; vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 193-195.

delsmarkt Standardprodukte einkaufen, diese kombinieren und als individuelles Produkt an einen Endverbraucher verkaufen, können meist höhere Margen erzielt werden.<sup>231</sup>

### 2.2.1.3 Sonstige Produkte

Unter sonstigen Produkten sollen alle Arten fallen, die nicht in die obige Klassifikation eingeordnet werden können. Wichtigster Vertreter dieser Klasse sind die Wetterderivate. Während sich obige Produkte auf Strom beziehen, ist das Underlying eines Wetterderivats ein Index, der in Zusammenhang mit dem Wetter, typischerweise Temperatur, Wind, Bewölkung oder Niederschläge, steht.

Wetterschwankungen führen zu Verbrauchsschwankungen und stellen somit ein Absatzrisiko für Energieversorger dar.<sup>232</sup> Den Umsatzrückgängen stehen durch die geringere Auslastung der Kraftwerke und dem hohen Fixkostenanteil höhere Durchschnittskosten gegenüber. Verstärkt wird dieser Effekt durch unverbrauchte Brennstofflager. Wetterderivate sind ein Instrument zur Steuerung von wetterbedingter Absatzrisiken. Typischerweise werden Wetterderivate auf Temperaturindizes als Optionen, basierend auf der Anzahl von Heizgrad- (HDD) oder Kühlgradtagen (CDD) abgeschlossen. Will sich ein VU gegen einen milden Winter absichern, kann es einen Put auf Basis von Heizgradtagen abschließen, wobei folgende Ausgestaltungsmerkmale zu definieren sind:

- *HDD-Grenze*, d.h., die Temperatur, ab der ein Heizgradtag (HDD) anfällt. Beispielsweise fallen bei einer Grenze von 20°C und einer tatsächlichen Temperatur von 15°C fünf Heizgradtage an.
- *Basiswert (Strike)*, definiert als Anzahl der HDDs pro Zeiteinheit, bei deren Über- oder Unterschreiten Zahlungen ausgelöst werden.
- *Zahlung pro HDD* über oder unter dem Basiswert und ein Maximalbetrag.
- *Optionsprämie*.

Im Falle eines milden Winters wird die Anzahl der Heiztage unter dem Basiswert liegen und damit die Umsatzrückgänge des VU durch den geringeren Verbrauch mildern. Im Falle eines kalten Winters werden die Heizgradtage über dem Basiswert liegen und

---

<sup>231</sup> Strukturierte Produkte können auch als Arbitragegeschäfte zwischen Großhandels- und Endverbrauchermarkt verstanden werden.

somit keine Zahlungen aus der Option erfolgen. Somit hat das VU als Risiko, trotz unbeschränkten Gewinnpotenzials, lediglich den Verlust der Optionsprämie zu tragen.

Wetterderivate eignen sich zum Schutz vor den skizzierten Mengenrisiken, nicht jedoch vor Preisrisiken. Die nachgefragte Menge hat zwar auch Einfluss auf den Preis, jedoch kann dieser auch durch andere Faktoren, z.B. Netz- oder Kraftwerksausfälle, beeinflusst werden.<sup>233</sup>

Der Einsatz von Wetterderivaten hat in den USA zuletzt stark zugenommen. Man geht davon aus, dass Wetterderivate künftig zu den meistgehandelten Produkten des Energiebereichs zählen werden.<sup>234</sup> Unterstützt wird das Marktwachstum auch vom Bedarf anderer wetterabhängiger Branchen außerhalb des Energiebereichs, z.B. Wintersportausrüster, Touristikbranche, usw. Derzeit findet der Handel noch hauptsächlich auf dem OTC-Markt zur Absicherung saisonaler Risiken statt. Mit der zunehmenden Liquidität des Marktes und der Verfügbarkeit von Wetterdaten ist zu erwarten, dass künftig auch längerfristige, standardisierte Kontrakte über die Börse gehandelt werden.<sup>235</sup>

### 2.2.2 Mögliche Transaktionsmotive eines Verbundunternehmens

Als klassische Transaktionsmotive werden in der Literatur Spekulation, Hedging, und Arbitrage gesehen.<sup>236</sup> Diese müssen durch die Einbindung des Handels in das VU adaptiert werden. Hinzu kommen mit der Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf und der Befriedigung individueller Verbraucherbedarfe zusätzliche Motive.

---

<sup>232</sup> Ginge man von amerikanischen Verhältnissen aus, reduzieren kalte Sommer die Umsätze durch geringeren Verbrauch für Raumkühlung und sorgen damit für eine geringere Auslastung der vorhandenen Erzeugungskapazitäten. Gleiches gilt für warme Winter aufgrund des geringeren Verbrauchs für Raumwärme.

<sup>233</sup> Der Auszahlungsbetrag pro Gradtag sollte so gewählt werden, dass er die tatsächlichen Absatzschwankungen des VU berücksichtigt. Nach Expertenschätzungen sorgt ein Temperaturunterschied von einem Grad für eine Veränderung der Leistungsnachfrage von 0,5-1,5%, Quelle: Eurprog (1999).

<sup>234</sup> Nach Aufnahme des Handels im Sommer 1997 in den USA betrug das Volumen im Folgejahr bereits 500 Mio. US\$; der Durchbruch des Marktes wird nach der Entwicklung eines allgemein akzeptierten Bewertungssystems erwartet; vgl. Clemmons (1998) S. 6 und zur Bewertung GP 3.3.1.3.4.

<sup>235</sup> Vgl. Gottschall (1999) S. 38. Als Hemmschuh für ein ähnliches Wachstum in Europa werden die im Gegensatz zu USA noch hohen Kosten der staatlichen Wetterämter für Wetterdaten genannt.

<sup>236</sup> Vgl. Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 55 und Blase (1994) S. 68-85.

### 2.2.2.1.1 Spekulation

Spekulativen Geschäften stehen keine Gegengeschäfte gegenüber, welche eventuelle Verluste durch Preisveränderungen wieder kompensieren, so dass man auch von offenen Positionen spricht.<sup>237</sup> Ziel der Spekulation ist es, Risiken bewusst einzugehen und aus antizipierten Kursentwicklungen Gewinne zu erzielen.<sup>238</sup> Als Sonderform der Spekulation kann das Spreading verstanden werden. Im Gegensatz zur klassischen Spekulation beinhaltet das Spreading die Einnahme von zwei entgegengesetzten Positionen in verschiedenen Terminkontrakten. Demzufolge ist das Gewinnpotenzial auf die Differenz der Preisentwicklungen in den eingenommenen Positionen begrenzt.<sup>239,240</sup>

Eine Stromhandelseinheit eines VU hat im Gegensatz zu unabhängigen Großhändlern die Möglichkeit, spekulative offene Positionen durch bewusstes Halten freier künftiger Kraftwerkskapazitäten einzugehen. Ziel ist es, diese zu einem späteren Zeitpunkt zu besseren Konditionen zu verkaufen.

### 2.2.2.1.2 Arbitrage

Diese Transaktionsart ist risikolos, da der Händler bereits bei Einnahme einer Position einen sicheren Gewinn erzielt („free-lunch“), da er preisliche Disparitäten zwischen den Märkten nutzt.

---

<sup>237</sup> Vgl. Blase (1994) S. 81.

<sup>238</sup> Vgl. Schiffer (1999) S. 199.

<sup>239</sup> Vgl. Blase (1994) S. 82-83.

<sup>240</sup> Im Stromhandel sind drei Spreading-Varianten denkbar:

*Intracommodity Spreads* basieren auf zwei Positionen in Strom mit allerdings unterschiedlichen Fälligkeitsterminen. Bewertet ein Händler beispielsweise die Preisdifferenz zwischen den Kontrakten als zu groß, kauft er den Kontrakt mit der kürzeren Restlaufzeit bei gleichzeitigem Verkauf des späteren Terms. Bei Strom ist zu erwarten, dass die Spreads zwischen den Jahreszeiten, z.B. Winter und Sommer, besondere Aufmerksamkeit seitens der Spreader erhalten werden.

*Cross-Commodity Spreads* basieren auf Positionen in Strom und typischerweise einem anderen Primärenergieträger. Wenn der Händler beispielsweise der Meinung ist, dass Strom zu teuer im Vergleich zum Gas ist, so wird er Positionen in Strom verkaufen und Gas kaufen. Anschließend wartet er, bis beide Positionen wieder einen seiner Meinung nach normalen Wert erreicht haben, um dann mit der simultanen Glattstellung beider Positionen einen Gewinn in Höhe der Differenz der Preisentwicklung zu erzielen.

*Intermarket Spreads* basieren auf Positionen in Strom mit unterschiedlichen Erfüllungsorten. Ist z.B. der Händler der Meinung, dass der Preis einer Region gegenüber einer anderen Region zu niedrig ist, so wird er analog zu oben eine Region kaufen und eine zu verkaufen.

*Zeitliche Arbitrage* liegt vor, wenn der Marktteilnehmer Preisunterschiede in Terminkontrakten mit unterschiedlicher Fälligkeit nutzt. Auf Warenterminmärkten setzt zeitliche Arbitrage immer dann ein, wenn der Preis des später fälligen Kontraktes größer ist, als die Summe des Preises des früheren Kontraktes, der „carrying costs“ und der Transaktionskosten. Die Idee ist es, den früheren Kontrakt zu kaufen, gleichzeitig den späteren Kontrakt zu verkaufen und die Ware bis Fälligkeit zu lagern oder alternativ die Positionen vor Fälligkeit glatt zu stellen, wenn die Differenz wieder den „carrying costs“ entspricht. Da Strom nicht lagerbar ist, sind zeitliche Arbitragegeschäfte nur über den Umweg einer Lagerung des Energieträgers möglich.<sup>241</sup>

Von *räumlicher Arbitrage* spricht man, wenn man den Strom, der an mindestens zwei Märkten gehandelt wird, an einem Markt kauft und simultan mit Gewinn am anderen Markt wieder verkauft.

Auf wenig entwickelten Märkten sind aufgrund der Informationsasymmetrien i.d.R. höhere Arbitragegewinne möglich, die mit zunehmender Reife und Markttransparenz aber abnehmen.

### **2.2.2.1.3 Hedging**

Transaktionen zum Zwecke des Hedging werden zur Reduktion bzw. Ausschaltung der Marktrisiken einer bestehenden oder einer in Zukunft entstehenden Spotmarktposition getätigt. Dies wird durch Einnahme einer konträren Position auf dem Terminmarkt erreicht.<sup>242</sup> Das Marktverhalten eines Hedgers kann nach WORKING in selektives Hedging und routinemäßigem Hedging unterschieden werden.<sup>243</sup> Der routinemäßige Hedger sichert alle offenen Positionen durch ein entsprechendes Gegengeschäft ab. Der selektive Hedger sichert Positionen nur in dem Maße ab, wie es seiner Risikoeinstellung entspricht.

---

<sup>241</sup> Vgl. auch Fußnote 468.

<sup>242</sup> Vgl. Blase (1994) S. 72.

<sup>243</sup> Der Short-Hedge sichert das Risiko des Wertverlustes infolge sinkender Marktpreise von Long-Position am Handelsmarkt bzw. freier Kraftwerkskapazitäten ab. Der Long-Hedge ist analog zum Short-Hedge eine Absicherung bei offenen Short-Positionen am Handelsmarkt bzw. seitens bereits verkaufter Mengen an Kunden des VU, ohne entsprechende Erzeugungskapazitäten vorzuhalten.

Die Handelseinheit eines VU hat, im Gegensatz zu unabhängigen Großhändlern, die Möglichkeit, Kraftwerkskapazitäten zum Zwecke des Hedging als Gegenposition zu eigenen Short-Positionen verwenden zu können.<sup>244</sup>

#### **2.2.2.1.4 Befriedigung individueller Verbraucherbedarfe**

Der bedarfsdeckende „offene“ Liefervertrag wird auf einem liberalisierten Strommarkt nicht mehr die einzige Beschaffungsmöglichkeit für Endverbraucher sein. Vielmehr ist es möglich, die individuellen Leistungsanforderungen von Großverbrauchern, Stadtwerken oder Regionalverteilern anhand deren Lastprofile zu bedienen.<sup>245</sup> Der Handel hat die Möglichkeit, durch Kombination mehrerer zeitlich als auch mengenmäßig getrennter Verträge individuelle Handelsprodukte zu strukturieren und die Beschaffungskosten für diese Kunden zu senken. Durch die individuelle Belieferung der Lastprofile erreichen die Versorger eine stärkere Kundenbindung und können in der Regel eine höhere Handelsmarge als mit Standardprodukten erzielen.

#### **2.2.2.1.5 Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf**

Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf am Handelsmarkt ist ein Handelsmotiv, welches aus der Einbindung des Handels in ein VU und der damit verbundenen Verfügbarkeit eigener Kraftwerke resultiert.<sup>246</sup> Transaktionen zum Zwecke der Kraftwerkseinsatzoptimierung werden durchgeführt, wenn die Marktpreise unterhalb der Grenzkosten der eigenen Erzeugung fallen. In diesen Fällen ist kostengünstiger Strom über den Handelsmarkt zu beschaffen, anstelle ihn selbst zu erzeugen. Diese Transaktionen werden typischerweise als kurzfristige Handelsgeschäfte zwischen einem Erzeuger und einem Handelspartner getätigt.

### **2.2.3 Typisches Portfolio eines Verbundunternehmens**

Für jedes dieser Transaktionsmotive sollen in GP 2.2.3.1 konkrete aber fiktive Geschäftsvorfälle definiert werden, welche als Grundlage für die Ermittlung des Informa-

---

<sup>244</sup> Für eine ausführliche Darstellung von Hedgingstrategien sei auf die Literatur verwiesen; vgl. z.B. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 85-198.

<sup>245</sup> Vgl. Ellwanger/König/Neumann (2000) S. 300.

<sup>246</sup> Vgl. GP 2.1.3.4.3.2.

tionsbedarfs dienen. Darüber hinaus bestehen natürliche Positionen, resultierend aus Erzeugung und Vertrieb, die in GP 2.2.3.2 behandelt werden.

### **2.2.3.1 Definition von Geschäftsvorfällen je Transaktionsmotiv**

Wie in GP 1.3.3.2 dargestellt, sind zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit die Handelsgeschäfte als trivial einzustufen. Andererseits lassen Erfahrungen bereits liberalisierter Märkte darauf schließen, dass komplexere Termingeschäfte deutlich an Bedeutung gewinnen werden.<sup>247</sup> Von daher erscheint es sinnvoll, Geschäftsvorfälle so zu wählen, wie sie künftig für den Strommarkt typisch sind. Hierzu sollen vor allem die Erfahrungen der liberalisierten Strommärkte Norwegens und der USA berücksichtigt werden.

#### **2.2.3.1.1 Befriedigung individueller Bedarfe**

Individuelle Bedarfe werden üblicherweise durch strukturierte Produkte abgedeckt. Es sollen zwei strukturierte Produkte in das Portfolio aufgenommen werden. Der erste Geschäftsvorfall (GV 1a) basiert auf einer Transaktion, wie sie in den USA von Händlern für Großkunden maßgeschneidert wurde, um deren Energiebudget zu entsprechen.<sup>248</sup> Der zweite Geschäftsvorfall (GV 1b) ist das klassische Beispiel des Strombezugs mit variablen Mengen, wie er bereits aus innovativen kontinental-europäischen Strom- und Gaslieferverträgen bekannt ist.<sup>249</sup>

##### *Geschäftsvorfall 1a: „Budget Forward“*

Eine Papierfabrik mit Sitz in Hannover bezieht üblicherweise Strom zu Marktpreisen über ihren Händler. Gemäß der Planung benötigt die Firma zwischen 01.08. und 31.01.01 50 MW Strom zu jeder Stunde eines Tages. Der Marktpreis für Strom schwankt zzgl. Netznutzung und fiskalischer Abgaben für den benötigten Zeitraum um 35 DM/MWh, was deutlich höher ist als der budgetierte Preis des Werkes, der bei 25 DM/MWh liegt. Folgendes Produkt entspricht den Bedarfen des Papierwerkes. Zwischen 01.08-31.01.01 werden 50 MW zu jeder Stunde an den Übergabepunkt im Mittelspannungsnetz der Avacon geliefert. Der Kunde erhält den Strom zum gewünschten Preis, der unterhalb der Marktkonditionen liegt. Der niedrige Marktpreis wird möglich,

---

<sup>247</sup> Vgl. GP 1.3.3.1.

<sup>248</sup> Vgl. Hickey (1999) S. 51.

<sup>249</sup> Vgl. Karasz/Schumacher (1999) S. 194f.



da sich das Werk auf Wunsch des VU verpflichtet, die doppelte Strommenge abzunehmen, wobei 50 MW physisch geliefert und 50 MW finanziell ausgeglichen werden. Wenn zum 01.08. der Marktpreis über 25 DM/MWh liegt, wird das Werk die Menge abnehmen und damit entsprechende Einsparungen erzielen. Wenn der Preis unter 25 DM/MWh fällt, wird das VU 50 MW an das Werk liefern und den finanziellen Ausgleich für zusätzliche 50 MW berechnen. Schlechter als in der Ausgangslage stellt sich das Unternehmen erst, wenn der Preis unter 15 DM/MWh fällt.

*Geschäftsvorfall 1b: Flexibles Leistungsband*

An einen Kunden im Raum München wird vom 01.08.00 bis 31.07.01 eine Leistung von 42 MW zu jeder Stunde eines Tages zum Preis von 60 DM/MWh zzgl. Netznutzungsgebühren und fiskalischer Abgaben geliefert. Erfüllungsort ist die Niederspannungsebene im Netz der Isar-Amperwerke AG. Die Liefermenge ist über den Tag gleich verteilt, der Kunde verpflichtet sich zur Abnahme von 50% der Menge bzw. diese bei Nichtabnahme zu bezahlen. Darüber hinaus erhält der Kunde das Recht, eine tägliche Lieferung von 50 MW zu beziehen, wobei er jeweils am Vortag die exakte Menge nominieren wird. Insgesamt kann er daher 438 GWh beziehen. Der Händler hat daher nur die Sicherheit, dass 183,96 GWh ausgeübt werden, unsicher ist hingegen wie viel und wann.

**Tabelle 10: Geschäftsvorfall 1a und 1b, Strukturierte Produkte**

<i>Geschäftsvorfall</i>	1a) Strukturierte Emission „Budget Forward“	1b) Strukturierte Emission „Flexibles Leistungsband“
<i>Preis</i>	25 DM/MWh zzgl. Netznutzung und fiskalischer Abgaben	60 DM/MWh zzgl. Netznutzung und fiskalischer Abgaben
<i>Menge</i>	50 MW	42 MW
<i>Lieferdatum</i>	01.08.00-31.01.01 0-24h	01.08.00-31.07.01 0-24h (367,92 GWh)
<i>Besondere Ausgestaltungsmerkmale</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Andienungsrecht für zusätzliche 50 MW zum vereinbarten Preis seitens des VU (finanzielles Settlement, Ausübung 30.07.00)</li> <li>▪ Lieferung über den Tag gleich verteilt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Abnahmeverpflichtung nur bis 50% (183,96 GWh)</li> <li>▪ Abnahmerecht bis zu 50 MW zu obigem Preis (438 GWh)</li> <li>▪ Lieferung über den Tag gleich verteilt</li> </ul>
<i>Settlement</i>	Physische Lieferung Mittelspannungsebene der Avacon	Physische Lieferung Niederspannungsebene der Isar-Amper-Werke

*Quelle: Eigene Darstellung*

### 2.2.3.1.2 Spekulation

Das Transaktionsmotiv „Spekulation“ generiert nicht unbedingt neue Geschäftsvorfälle. Meistens wird eine Position nicht vollständig abgesichert und dadurch eine offene Position in Kauf genommen. Wie Tabelle 54 zeigt, entstehen durch obige Transaktionen offene Positionen, so dass auf einen weiteren Geschäftsvorfall zu Spekulationszwecken, z.B. einen Long-Future, verzichtet werden kann.

### 2.2.3.1.3 Hedging

Hedgingaktivitäten sind mit einer Vielzahl derivativer Produkte möglich. Wetterderivaten wird künftig eine starke Bedeutung zugetraut, so dass eine entsprechende Position in das Portfolio Eingang finden soll.<sup>250</sup> Die klassische Hedgingform ist der börsengehandelte Future und soll daher ebenfalls in Kombination mit einem Swap aufgenommen werden.

#### *Geschäftsvorfall 2a: Wetterderivat*

Um den Risiken temperaturbedingter Nachfrageausfälle aus den Lieferverträgen mit den Endkunden vorzubeugen, gleichzeitig aber die Chancen einer stärker als erwarteten temperaturbedingten Nachfrage zu nutzen, wird mit einem Kontrahenten ein Put für den Zeitraum 01.08.00 bis 31.01.01 abgeschlossen. Der Put ist an die gemessene Temperatur durch die Wetterstation München um 14.00h mittags gebunden. Für jedes Grad unter 18° wird ein Heizgradtag (HDD) hinzu addiert, für jedes Grad darunter eine entsprechende Reduktion vorgenommen. Als Strike werden 1825 Gradtage festgelegt, für jeden Gradtag darunter wird eine Zahlung in Höhe von 3.000 DM an das VU geleistet.<sup>251</sup> Im Gegenzug erhält der Stillhalter eine noch festzulegende Optionsprämie. Nachfolgend sei die Ausgestaltung des Geschäftsvorfalles dargelegt:

**Tabelle 11: Geschäftsvorfall 2a, Wetterderivat**

<i>HDD-Grenze</i>	18°C
<i>Strike</i>	1.825 Heizgradtage
<i>Settlement</i>	3.000 DM pro Gradtag unter Strike
<i>Temperaturindex</i>	Messung der Wetterstation München
<i>Laufzeit</i>	01.08.00-31.01.01
<i>Optionsprämie</i>	xxx DM

*Quelle: Eigene Darstellung*

<sup>250</sup> Vgl. GP 2.2.1.3.

### *Geschäftsvorfall 2b: Long Future*

In Zeiten hoher Nachfrage werden sich VU am Markt mit Strom eindecken, um im Falle eines Kapazitätsengpasses nicht am Spotmarkt zu hohen Preisen einkaufen zu müssen. Die mit Abstand liquideste Terminbörse ist derzeit die Börse NordPool. In das Musterportfolio wird daher eine Long-Position an NordPool aufgenommen. Die Position umfasst den Kauf von 60 MW auf Termin zu jeder Stunde des Tages im Zeitraum 01.02-31.07.01. An NordPool werden Kontrakte über 20 MW in einzelnen Monatsbändern gehandelt. Der Geschäftsvorfall besteht daher aus 18 verschiedenen Futures, von denen jeweils 3 Verträge zu jedem Monat geschlossen werden.

**Tabelle 12:** *Geschäftsvorfall 2b, Long-Position NordPool*

<i>Kontrakt</i>	Future 0201	Future 0301	Future 0401	Future 0501	Future 0601	Future 0701
<i>Kontraktvolumen</i>	3 Verträge zu 20 MW =14.400 MWh	3 Verträge zu 20 MW =14.400 MWh	3 Verträge zu 20 MW =14.400 MWh	3 Verträge zu 20 MW =14.400 MWh	3 Verträge zu 20 MW =14.400 MWh	3 Verträge zu 20 MW =14.400 MWh
<i>Strike-Preis (in NOK)</i>	72	84	90	95	99	99
<i>Settlement</i>	Finanziell gegen Spotmarkt	Finanziell gegen Spotmarkt	Finanziell gegen Spotmarkt	Finanziell gegen Spotmarkt	Finanziell gegen Spotmarkt	Finanziell gegen Spotmarkt
<i>Erfüllungstermin</i>	01.02.2001-28.02.2001	01.03.2001-31.03.2001	01.04.2001-30.04.2001	01.05.2001-31.05.2001	01.06.2001-30.06.2001	01.07.2001-31.07.2001

*Quelle: Eigene Darstellung*

### *Geschäftsvorfall 2b: Cross-Location-Swap*

Da es typischerweise wenige liquide Hedginginstrumente gibt, korrespondieren diese nicht 1:1 mit der abzusichernden Position. Dies führt zu Basisrisiken, da sich Long-Positionen mit Erfüllungsort Norwegen und Short-Positionen mit Erfüllungsort Deutschland unterschiedlich entwickeln können.<sup>252</sup> Dieses Risiko wird durch einen Location-Swap eliminiert, welcher ebenfalls in das Portfolio aufgenommen wird.

Als Basis wird die Differenz zwischen Preis der NordPool-Kontrakte und dem CEPI-Index gelegt. Notiert der CEPI eine Woche vor der Erfüllung weniger als 1,5 DM/kWh

<sup>251</sup> Dies entspricht dem Mittelwert der Abweichung vom historischen Durchschnitt (ca. 13°).

<sup>252</sup> Zu Basisrisiken vgl. GP 3.4.1.2.

über dem Preis des Future, so bezahlt das VU die Differenz, ansonsten bezahlt der Kontrahent. Tabelle 13 zeigt die Ausgestaltung des Swap im Detail.

**Tabelle 13:** *Geschäftsvorfall 2c, Location-Swap*

Strike	Differenzpreis 1,5 DM/MWh (Nulllinie)
Differenz	Aktueller Nordpool Wochenkontrakt –CEPI (week ahead)
Laufzeit	01.02-31.07.2001
Kontraktvolumen	14.400 MWh
Settlement	Jeweils letzter Handelstag eines Monats durch finanziellen Ausgleich

Quelle: Eigene Darstellung

#### 2.2.3.1.4 Arbitrage

Das folgende Beispiel basiert auf der zeitlichen Arbitrage und gewinnt in den USA unter dem Begriff „Tolling“ zunehmend an Bedeutung.<sup>253</sup> Die Konstruktion soll an einem fiktiven Beispiel verdeutlicht werden. Die Handelseinheit des VU erhält eine Anfrage zur Lieferung von 50 MW für April 2001. Der Käufer ist bereit 30 DM/MWh zu bezahlen, was dem Händler hoch erscheint. Allerdings ist am Markt keine Gegenposition unter 30 DM/MWh für den Termin zu bekommen, so dass hier keine räumliche Arbitrage möglich ist. Nach weiteren Analysen erkennt der Händler, dass der momentane Terminpreis für Gas zzgl. Transport und Erzeugungskosten für April 2001 niedriger ist als der Terminpreis für Strom. Um diese zeitliche Arbitragegelegenheit zu nutzen, verkauft er 36.000 MWh Strom zu 30 DM/MWh an seinen Kunden (*GV 3a*) und kauft eine entsprechende Menge Gas zu 20 DM/MWh auf Termin (*GV 3b*). Zusätzlich schließt er eine Tolling-Vereinbarung mit dem Betreiber eines Gaskraftwerkes ab. Die Handelseinheit zahlt dem Betreiber eines Gaskraftwerkes eine Gebühr von 9 DM/MWh für die Erzeugung von 36.000 MWh im April 2001 aus der auf Termin eingekauften Menge Gas (*GV 3c*). Die gesamte Arbitragekonstruktion sei nachfolgend dargestellt:

**Tabelle 14:** *Geschäftsvorfall 3, Intertemporäre Arbitrage in einer Tolling-Konstruktion*

Kontrakt	Short-Forward auf Strom (GV 3a)	Long-Forward auf Gas (GV 3b)	Tolling-Vereinbarung-Gaskraftwerk (GV 3c)
Kontrahent	Händler	Händler	Erzeuger
Kontraktvolumen:	50 MW vom 01.04.-30.04.2001 0-24h (36.000 MW)	36.000 MWh	50 MW vom 01.04.-30.04.2001 0-24h (36.000 MW), Leistung und Wirkungsgrad garantiert

<sup>253</sup> Vgl. v. Kistowski (1998) S. 5.

<i>Kontrakt</i>	<b>Short-Forward auf Strom (GV 3a)</b>	<b>Long-Forward auf Gas (GV 3b)</b>	<b>Tolling-Vereinbarung-Gaskraftwerk (GV 3c)</b>
<i>Strike-Preis</i>	30 DM/MWh zzgl. Netznutzung und fiskalische Abgabe	20 DM/MWh inkl. Transport	9 DM /MWh
<i>Settlement</i>	Regelkreis (RWE-Höchstspannungsstufe)	Gaskraftwerk, Region Düsseldorf	Regelkreis (RWE-Höchstspannungsstufe)
<i>Erfüllungs-termin</i>	15.-21.04.2001 0-24h	14.04.2001	15.-21.04.2001 0-24h

*Quelle: Eigene Darstellung*

Durch den Verkauf von Strom bei gleichzeitigem Ankauf des Brennstoffes und Kraftwerkskapazität zur Produktion von Strom in gleicher Menge entsteht ein risikoloser Arbitragegewinn von 1 DM/MWh, d.h., ohne Entstehen neuer offener Positionen.

### **2.2.3.1.5 Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Zukauf**

Zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes können Strommengen am Markt eingekauft werden, wenn Marktpreise unter den eigenen Grenzkosten der Erzeugung liegen. Nach Einschätzung der Marktteilnehmer werden vor allem Grund (0-24h)- und Spitzenlastblöcke (8-18h) am Spot- und Terminmarkt eingekauft und durch Stundenkontrakte am Spotmarkt ergänzt.<sup>254</sup> Der Handel prüft daher täglich, ob ein entsprechendes Handelsgeschäft günstiger durchgeführt werden kann als die durch Eigenerzeugung möglich wäre.

### **2.2.3.2 Positionen resultierend aus Erzeugung und Vertrieb**

Neben den eigenen Handelsgeschäften muss eine Handelseinheit die eigenen Erzeugungskapazitäten sowie die Vertriebsaktivitäten berücksichtigen. Die eigenen Kapazitäten eines VU umfassen Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Verpflichtungen aus Vertriebsaktivitäten ergeben sich aus überwiegend offenen Lieferverträgen an Endverbraucher. Die Nachfrage schwankt typischerweise saisonal und die Erzeugungskapazitäten übersteigen die prognostizierten Lieferungen deutlich. Gründe liegen in der Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Reserveanforderungen im Rahmen der Verbundnetze. Die Lieferorte sind im Gegensatz zu den meisten Großhandelstransaktionen auf der Niederspannungsebene zu finden. Nachfolgend sei eine fiktive und stark vereinfachte Planung von freien Kapazitäten und der Lastprognose dargestellt:

---

<sup>254</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer und Kox/Niessen (2000) S. 47-48.

**Tabelle 15: Positionen des Musterportfolios, resultierend aus Erzeugung und Vertrieb (in MW)**

		2000					2001						
		Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jan.	Feb.	Mrz	Apr.	Mai	Juni	Juli
Eigene Kapazität	Grundlast	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Mittellast	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	Spitzenlast	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Vertrieb	Last-prognose	-30	-40	-50	-60	-70	-70	-70	-60	-50	-40	-30	-30
<b>Saldo</b>		<b>60</b>	<b>50</b>	<b>40</b>	<b>30</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>60</b>

Quelle: Eigene Darstellung

## **Kapitel 3 Ableitung des Informationsbedarfs aus den Aufgaben einer Stromhandelseinheit**

Wie zuvor dargestellt, ist es eine wesentliche Voraussetzung für die Identifikation von Informations- und Transaktionskostenvorteilen in der Informationsbereitstellung, die Klärung der Frage, welche Informationen eine Stromhandelseinheit zur Bewältigung ihrer Aufgaben benötigt. Ziel dieses Kapitels ist es daher, den Informationsbedarf einer Stromhandelseinheit auf Basis der zuvor erarbeiteten Rahmenbedingungen zu katalogisieren. Die Kernprozesse des Stromhandels (GP 2.1.1), die Struktur einer Handelseinheit (GP 2.1.2), die organisatorischen Lösung zur Einbindung des Handels in das VU (GP 2.1.3) sowie das Musterportfolio (GP 2.2.3) sollen bei der Ermittlung des Informationsbedarf als Grundlage dienen. Noch offen ist die Frage, mit welcher Methode der Informationsbedarf sinnvollerweise ermittelt werden kann und anhand welcher Merkmale eine Katalogisierung erfolgen sollte. Die Klärung dieser Frage soll zunächst in GP 3.1 erfolgen, um in den Folgekapiteln unmittelbar in die konkrete Ableitung des Informationsbedarfs für die einzelnen Kernprozesse einzusteigen.

### **3.1 Grundlagen der Informationsbedarfsermittlung**

#### **3.1.1 Merkmale des Informationsbedarfs**

In GP 1.2.2.4 wurde der Begriff des Informationsbedarfs mit der Definition von BERTHEL belegt, der ihn als Summe derjenigen Informationen beschreibt, die zur Erfüllung eines informationellen Interesses (z.B. aus Sicht eines Händlers zur Durchführung von Handelstransaktionen) erforderlich sind. Mit dieser Definition des Informationsbedarfs wird auf die inhaltliche Festlegung der Informationen abgehoben, denen das Prädikat „erforderlich“ oder „relevant“ zukommt. Damit wird eine möglichst vollständige Beschreibung des benötigten Informationsmaterials für die zu erfüllenden Aufgaben angestrebt. Allerdings konstatiert BERTHEL, dass damit der Informationsbedarf noch nicht vollständig beschrieben ist und weitere Konkretisierungen vorzunehmen

sind.<sup>255</sup> Nach SZYPERSKI ist der Informationsbedarf durch „die Art, Menge und Qualität der Informationsgüter, die ein Informationssubjekt zur Erfüllung einer Aufgabe (...) in einer bestimmten Zeit und innerhalb eines bestimmten Raumgebiets benötigt“ charakterisiert.<sup>256</sup> Diese Charakterisierung weist auf die Dimensionen *Aufgabe*, Informationssubjekt, im Folgenden als *Aufgabenträger* bezeichnet, *Inhalte* sowie auf *Zeit* und *Raum* und vor allem auf Qualitätseigenschaften hin. Die zeitliche Ausprägung des Informationsbedarfs beschreibt, wann und insbesondere wie häufig ein Informationsbedarf auftritt (*Häufigkeit*). Von Interesse ist in diesem Zusammenhang auch, wie schnell ein Informationsbedarf zu decken ist (*Aktualität*).<sup>257</sup> Das Merkmal *Raum* bezeichnet die Entstehungsorte des Informationsbedarfs und den Ort der Aufgabenerfüllung. Eine umfassende Diskussion von Informationseigenschaften liefert KELLER.<sup>258</sup> Ergebnis ist eine Katalogisierung möglicher Informationseigenschaften:

**Tabelle 16: Katalog möglicher Informationseigenschaften**

<b>Informationseigenschaft</b>	<b>Beschreibung</b>
<i>Wahrscheinlichkeit</i>	Gibt den Grad der Sicherheit an, sich als wahr zu erweisen. Naturgemäß ist die Angabe einer Wahrscheinlichkeit nur für Informationen, die sich auf künftige Tatbestände beziehen, sinnvoll.
<i>Prüfbarkeit</i>	Eine Information ist prüfbar, wenn ihr sachlicher Gehalt nachträglich verifiziert werden kann.
<i>Detaillierung</i>	Beschreibt die Genauigkeit oder die Präzision, mit der das Informationsobjekt abgebildet ist.
<i>Vollständigkeit</i>	Eine Information ist vollständig, wenn sie alle Aspekte enthält, die ein Aufgabenträger im Zusammenhang mit dieser Information benötigt.
<i>Anpassung an das Subjekt</i>	Beschreibt, inwieweit eine Information auf den Empfänger zugeschnitten ist.
<i>Objektivität im Sinne von Unpersönlichkeit</i>	Je weniger eine Information von persönlichen Vorstellungen des Informationssenders geprägt ist, desto objektiver ist sie.
<i>Objektivität, im Sinne von Nachprüfbarkeit</i>	Eine Information gilt als objektiv, wenn ihre Erzeugung nachvollzogen werden kann.
<i>Aktualität</i>	Erfasst die Zeitspanne, die zwischen dem Auftreten des Sachverhalts, den die Information beschreibt, und der Aufnahme bei dem Empfänger liegt.
<i>Wahrheitsgehalt</i>	Charakterisiert die sachliche Richtigkeit und Zuverlässigkeit der Information.

<sup>255</sup> Vgl. Berthel (1992) Sp. 873.

<sup>256</sup> Vgl. Szyperski (1980) Sp. 904.

<sup>257</sup> Vgl. Wall (1996) S. 20.

<sup>258</sup> KELLER analysiert Merkmalskataloge aus der einschlägigen Literatur und bereinigt diese um Redundanzen; vgl. Keller (1995) S. 123-143.



<b>Informationseigenschaft</b>	<b>Beschreibung</b>
<i>Darstellungsformat</i>	Beschreibt, inwieweit ihre Darstellungsweise durch Regeln festgelegt ist, in diesem Zusammenhang sind Formulare und Standardvordrucke zu erwähnen.
<i>Allgemeinverständlichkeit</i>	Hängt davon ab, inwieweit die Terminologie auf Fachbegriffe verzichtet.
<i>Dokumentation</i>	Eine dokumentierte Information wird nach bestimmten Kriterien gespeichert. Hierzu zählt auch die Art des Informationsträgers.

Quelle: Auswahl auf Basis von Keller (1994) S. 123-143.

Aus der Charakterisierung des Informationsbedarfs von SZYPERSKI und dem Katalog der Informationseigenschaften nach KELLER ergibt sich eine umfangreiche Liste mit Merkmalen des Informationsbedarfs. Um diese Liste für die weitere Untersuchung handhabbar zu machen, ist sie einzuschränken und zusammenzufassen.<sup>259</sup> So können die Eigenschaften Darstellungsformat, Dokumentation und Anpassung an das Subjekt zum Faktor *Formatierung* zusammengefasst werden. Das Merkmal Raum wird bereits durch den Aufgabenträger bestimmt, da dieser einem Arbeitsplatz und damit Ort zuzuordnen ist. Die Eigenschaften Wahrscheinlichkeit und Wahrheitsgehalt sollen nicht gesondert untersucht werden, da generell eine möglichst hohe Ausprägung anzustreben ist. Auf den Faktor Vollständigkeit kann verzichtet werden, wenn der geforderte Informationsinhalt ausreichend beschrieben ist. Die Faktoren Allgemeinverständlichkeit, Prüfbarkeit und Objektivität werden als nachrangig eingestuft. Hohe Allgemeinverständlichkeit, Prüfbarkeit und Objektivität sind zwar anzustreben, ist dies jedoch nicht möglich, muss dies nicht notwendigerweise ein Nachteil sein. Gerade im Stromhandel sind Fachausdrücke üblich und nicht nachprüfbar, aber preisrelevante sowie exklusive Hinweise von Marktteilnehmern über Besonderheiten des Handelsmarktes von hoher Bedeutung.<sup>260</sup> Somit ergibt sich eine überschaubare Anzahl an Merkmalen, mit Hilfe derer eine hinreichende Beschreibung des Informationsbedarfs möglich ist:

**Tabelle 17: Merkmale zur Beschreibung des Informationsbedarfs**

<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aufgabe</li> <li>▪ Aufgabenträger</li> <li>▪ Inhalt</li> <li>▪ Häufigkeit des Bedarfs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Benötigte Detaillierung</li> <li>▪ Benötigte Aktualität</li> <li>▪ Benötigte Formatierung</li> </ul>
---	---

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>259</sup> Eine ähnliche Vorgehensweise beschreibt Wall (1996) S. 24.

In Anhang I findet sich eine Darstellung der Ausprägungen dieser Merkmale, wie sie in dieser Arbeit betrachtet werden sollen.

### **3.1.2 Ansätze der Informationsbedarfsermittlung**

#### **3.1.2.1 Objektive und subjektive Verfahren**

Nachdem geklärt wurde, welche Merkmale zur Beschreibung des Informationsbedarfs herangezogen werden sollen, stellt sich nun die Frage der Ableitung der Informationen, die Aufgabenträger des Stromhandels zur Erfüllung ihrer Aufgaben benötigen. Ziel muss es sein, die benötigten Informationen möglichst vollständig zu erfassen und anhand der zuvor definierten Merkmale zu katalogisieren.

In GP 1.2.2.4 wurde auf den Unterschieden zwischen objektivem und subjektivem Informationsbedarf hingewiesen. Sie stimmen im Idealfall überein, weichen tatsächlich jedoch oft voneinander ab.<sup>261</sup> Dieser Sachverhalt wird üblicherweise anhand der in Abbildung 21 verwendeten Kreisdarstellung illustriert. Die kognitive Persönlichkeitsstruktur der Aufgabenträger führt zu unterschiedlichen Problemdefinitionen und Relevanzbestimmungen, weshalb der von Aufgabenträgern als erforderlich erachtete Informationsbedarf nicht mit dem objektiven Informationsbedarf übereinstimmen muss.<sup>262</sup> Dies hat zur Folge, dass ein Teil des Informationsbedarfs von Aufgabenträgern im Voraus nicht vollständig erkannt und folglich nicht nachgefragt wird (Schnittmenge 2) und zum anderen bestehende Informationsverarbeitungskapazitäten durch irrelevante Informationen „vergeudet“ werden (Schnittmenge 3). Ferner existiert Informationsnachfrage, die zu einer besseren Aufgabenerfüllung herangezogen werden sollte, aber nicht verfügbar ist. Werden verfügbare Informationen nachgefragt, die zur Aufgabenerfüllung erforderlich sind, definieren diese den Informationsstand (Schnittmenge 1).<sup>263</sup> Nur eine Erweiterung dieser Schnittmenge führt zu einer besseren Qualität der Aufgabenerfüllung.

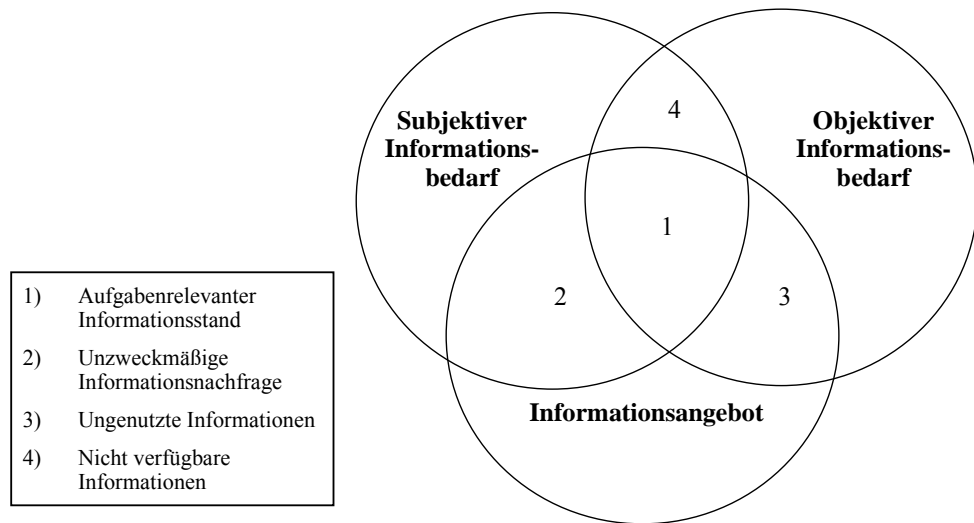
---

<sup>260</sup> Vgl. GP 4.1.

<sup>261</sup> Vgl. ebenda S. 66.

<sup>262</sup> Vgl. Szyperski (1980) Sp. 905.

**Abbildung 21: Zusammenhang zwischen Informationsangebot, objektivem und subjektivem Informationsbedarf**



Quelle: modifizierte Darstellung nach Krömer (1996) S. 52.

Entsprechend der Unterscheidung in objektive und subjektive Informationsbedarfe können die Verfahren der Bedarfsermittlung nach objektiven, subjektiven und gemischten Verfahren unterschieden werden. Einen Überblick gibt Tabelle 18.

**Tabelle 18: Verfahren zur Ermittlung des Informationsbedarfs**

<b>Objektive Verfahren</b>	<b>Subjektive Verfahren</b>	<b>Gemischte Verfahren</b>
<i>Ableitung aus der intersubjektiv validierten Interpretation der Aufgabe</i>	<i>Ableitung aus einer subjektiven Interpretation der Aufgabe</i>	<i>Vorgabe theoretischer Raster, die subjektiv interpretiert werden</i>
Aufgabenanalytische Techniken: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Normative Analyse</li> <li>▪ Strategieanalyse</li> <li>▪ Organisations- und Prozessanalyse</li> <li>▪ Entscheidungsanalyse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Plan- und Dokumentenanalyse</li> <li>▪ Befragung</li> <li>▪ Beobachtung</li> <li>▪ Wunschkataloge</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Methode der kritischen Erfolgsfaktoren</li> <li>▪ Entwicklung aus Bestehendem</li> <li>▪ (Ist-Situations- bzw. Tätigkeitsanalysen)</li> </ul>

Quelle: modifiziert nach Schneider (1990) S. 237 und Mancke (1985) S. 58-71.

*Objektive Verfahren* zielen, wie ihr Name bereits impliziert, auf die Ermittlung des objektiven Informationsbedarfs. Dieser ist definitionsgemäß ausschließlich von der zu erfüllenden Aufgabe determiniert. Prinzip aufgabenanalytischer Verfahren ist es, eine

<sup>263</sup> Vgl. Koreimann (1976) S. 68; als Annahme gilt, dass die Aufgabenträger den subjektiven Informationsbedarf auch vollständig nachfragen. Dies ist in der Realität aufgrund beschränkter

Gesamtaufgabe gedanklich in abgrenzbare Teilaufgaben zu zerlegen.<sup>264</sup> Wenn es gelingt, den Aufgabeninhalt, d.h., die Objekte und Einrichtungen aller Teilaufgaben und die Beziehungen zwischen diesen Teilaufgaben zu benennen, kann der objektive Informationsbedarf unmittelbar abgeleitet werden.<sup>265</sup> Eine Beteiligung der Aufgabenträger wird zur Sicherstellung einer intersubjektiven Vergleichbarkeit vermieden.<sup>266</sup> *Subjektive Verfahren* zielen, unter Beteiligung der Aufgabenträger, auf die Ermittlung des subjektiven Informationsbedarfs. Gemischte Verfahren vereinen Elemente beider Kategorien. Für die Detaillierung dieser Methoden sei auf die angegebene Literatur verwiesen.<sup>267</sup>

### **3.1.2.2 Möglichkeiten und Grenzen der objektiven Informationsbedarfsermittlung**

Wie in GP 1.2.2.4 dargestellt, kann nur der objektive Informationsbedarf zu einer Verbesserung des Informationstandes und damit der Aufgabenerfüllung beitragen. Dennoch gibt es Einwände gegen die objektive Informationsbedarfsermittlung. Zum einen wird dem subjektiven Informationsbedarf eine so große Rolle eingeräumt, dass eine Berücksichtigung der Aufgabenträger als erforderlich angesehen wird. Zum anderen wird der objektiven Informationsbedarfsermittlung die Eignung abgesprochen, den gesamten Informationsbedarf zu ermitteln.

Befürworter der subjektiven Informationsbedarfsermittlung begründen den ersten Einwand damit, dass die Ergebnisse einer objektiven Informationsbedarfsanalyse den Aufgabenträgern nicht dienlich sind, wenn sie nicht dessen individuellen Kontext, insbesondere dessen kognitive Fähigkeiten, berücksichtigen.<sup>268</sup> Die Tatsache, dass ein Informationsangebot nur dann zur Erfüllung der Aufgabe dient, wenn es auch nachgefragt wird, macht die Einbeziehung der Aufgabenträger plausibel. Dennoch verstößt ein solches Vorgehen gegen den Grundsatz, dass organisatorische Maßnahmen unabhängig von den Aufgabenträgern durchgeführt werden sollten, damit eine Aufgabenerfüllung

---

Informationsverarbeitungskapazitäten nicht der Fall. Für die weitere Analyse hat diese Einschränkung keinen Unterschied.

<sup>264</sup> Vgl. Picot/Dietl/Frank (1999) S. 217.

<sup>265</sup> Vgl. zur Aufgabenanalyse Picot/Dietl/Frank (1999) S. 217-218 und Frese (1980) S. 207-208.

<sup>266</sup> Vgl. Szyperski (1980) Sp. 909.

<sup>267</sup> Vgl. z.B. Schneider (1990) S. 237 ff. und Koreimann (1976) S. 61-141.

<sup>268</sup> Vgl. Bahlmann (1982) S. 95.

auch bei einem Wechsel des Stelleninhabers gewährleistet ist.<sup>269</sup> Zudem besteht die Gefahr, dass Aufgabenträger irrelevante Informationen erheben. Gründe liegen in der mangelnden Sachkenntnis und nur schrittweisen Durchdringung der gestellten Aufgabe sowie der Informationsnachfrage aus Prestige- und Sicherheitsgründen.<sup>270</sup> Des Weiteren ist davon auszugehen, dass Lernprozesse zu einer Reduzierung subjektiver und problemadäquater Informationsnachfrage führen und damit eine Annäherung des subjektiven Informationsbedarfs an den objektiven Informationsbedarf erfolgt. Durch die Informationsbedarfsanalyse besteht die Möglichkeit, dass die Aufgabenträger ihr Wissen um die erlangten Erkenntnisse bei der Ermittlung des objektiven Informationsbedarfs erweitern.<sup>271</sup>

Der zweite Einwand gegen die objektive Informationsbedarfsermittlung besteht darin, dass es gar nicht möglich ist, den objektiven Informationsbedarf zu bestimmen. Die Ableitbarkeit des Informationsbedarfs ist abhängig von Strukturiertheit und Veränderlichkeit der Aufgaben, zu deren Erfüllung die Informationen benötigt werden.<sup>272</sup> Hochveränderliche und unstrukturierte Aufgaben sind oftmals durch nicht formalisierbare Informationsbeziehungen gekennzeichnet. Der Informationsbedarf ist daher kaum oder gar nicht bekannt. In diesen Fällen lässt sich ein objektiver Informationsbedarf a-priori nicht ermitteln. PICOT/REICHWALD sehen diesen Aufgabentyp vor allem in Zusammenhang mit Funktionen der Unternehmensführung.<sup>273</sup> In den operativen und administrativen Ebenen gewinnen Aufgaben zunehmend an Strukturiertheit und Stabilität, weshalb hier die objektiven Verfahren an Bedeutung gewinnen. Diese Aufgaben sind durch stabile Problemstellungen gekennzeichnet und ermöglichen gleichbleibende Informations- und Kommunikationsprozesse. Der Informationsbedarf lässt sich in diesen Fällen objektiv aus den Aufgaben ableiten.<sup>274</sup>

---

<sup>269</sup> Vgl. Schwarz (1983) S. 36.

<sup>270</sup> Vgl. z.B. Ackoff (1967) S. 149.

<sup>271</sup> Vgl. Koreimann (1976) S. 66.

<sup>272</sup> Vgl. Picot/Reichwald (1991) S. 277.

<sup>273</sup> Vgl. ebenda S. 278.

<sup>274</sup> Vgl. Picot/Reichwald (1991) S. 278.

### 3.1.2.3 Fazit

Als Fazit der obigen Ausführungen kann gelten, dass sich die Informationsbedarfsermittlung, soweit es die Aufgabe zulässt, an den objektiven Verfahren orientieren sollte. Dies kann mit folgenden Thesen begründet werden.

- Nur eine objektive Informationsbedarfsermittlung verbessert den Informationsstand und unterstützt damit eine verbesserte Aufgabenerfüllung.
- Die Ermittlung des objektiven Informationsbedarfs kann nur durch eine Aufgabenanalyse erfolgen.
- Die Feststellung des Informationsbedarfs auf Basis subjektiver Verfahren birgt die Gefahr, dass relevante Informationen verkannt und irrelevante Informationen als notwendig angegeben werden.
- Durch Lernprozesse kann der subjektive Informationsbedarf dem objektiven Informationsbedarf angenähert werden.<sup>275</sup> Eine Beteiligung der Aufgabenträger an der Bedarfsermittlung ist nicht zwingend erforderlich.
- Einer Ermittlung des objektiven Informationsbedarfs sind durch die Art der Aufgabe Grenzen gesetzt. Eine vollständige Erfassung erscheint nur bei einfachen operativen und administrativen Aufgaben möglich. Bei strategischen Aufgaben kann eine objektive Informationsbedarfsermittlung unmöglich sein.

Diesen Erkenntnissen folgend soll in dieser Arbeit die Ableitung des Informationsbedarfs nach den Prinzipien der Aufgabenanalyse erfolgen. Konkret bedeutet dies, dass im Folgenden die verschiedenen Kernprozesse des Stromhandels soweit in ihre Teilaufgaben detailliert werden, bis der Informationsbedarf zu erkennen ist. Damit wird auch bewusst in Kauf genommen, dass für komplexe und veränderliche Teilaufgaben eine vollständige Katalogisierung des Informationsbedarfs nicht möglich sein könnte. Durch die in dieser Arbeit gemachte Beschränkung auf operative und administrative Kernprozesse, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Durchführung einer Handelstransaktion stehen, ist zu erwarten, dass einzelne Teilaufgaben einen hohen Wiederholungsgrad und Routinecharakter aufweisen und daher einer Aufgabenanalyse weitgehend zugänglich sein sollten.<sup>276</sup>

---

<sup>275</sup> Diese Prozesse können z.B. durch gezielte Schulungsmaßnahmen unterstützt werden.

<sup>276</sup> Aufgaben, die der Unternehmensführung und dem mittleren Management zuzurechnen sind, z.B. Unternehmensplanung und -entwicklung, Kontrolle und Berichtswesen, werden von der Betrachtung ausgeklammert, da aufgrund der geringen Strukturiertheit und Veränderlichkeit dieser Aufgaben eine Ableitung des objektiven Bedarfs kaum möglich ist

## **3.2 Aufgaben und Informationsbedarf: „Erarbeitung eines Handelsplans“**

Nachfolgend sollen vor Hintergrund einer aufgabenanalytischen Ableitung des Informationsbedarfs alle in GP 2.1.1 definierten Kernprozesse des Stromhandels betrachtet werden. Jeder Kernprozess wird in drei wesentlichen Blöcken analysiert. Zunächst werden Grundlagen eines Kernprozesses, z.B. Zielsetzung, Überblick über relevante Methodiken, etc., dargestellt. Darauf aufbauend erfolgt eine Detaillierung der wesentlichen Aufgaben und Teilaufgaben, um abschließend den daraus ableitbaren Informationsbedarf zu bestimmen. Den Anfang macht zunächst der Kernprozess „Erarbeitung eines Handelsplans“.

### **3.2.1 Grundlagen**

Bevor auf die Analyse von Teilaufgaben eingegangen wird, soll zunächst die Zielsetzung des Kernprozesses dargestellt werden. Wie nachfolgend erläutert ist die Prognose des Strompreises ein wesentliches Element. Von daher soll zusätzlich ein Überblick über die Preisbildung auf einem deutschen Strommarkt im europäischen Verbund gegeben werden, verschiedene Ansätze zur Marktprognose aufgezeigt werden.

#### **3.2.1.1 Zielsetzung der Erarbeitung von Handelsplänen**

Im Stromhandel kann ein Handelsplan als das gezielte Anpassen eines Portfolio an erwartete Marktentwicklungen verstanden werden.

Ausgangspunkt aller künftigen Transaktionen eines Händlers in einem VU sind die bestehenden Handelspositionen und die physischen Positionen, resultierend aus eigenen Kraftwerken und langfristigen Lieferverpflichtungen. Um konkrete Handelstransaktionen abzuleiten, ist es notwendig, Erwartungen zur Entwicklung des Handelsmarktes zu bilden. Wesentliches Objekt der Erwartungsbildung ist der Strompreis und dessen Schwankung, gemessen durch die statistische Größe der Volatilität. Mathematisch ist diese als die annualisierte Standardabweichung der relativen Preisänderungen

eines Gutes definiert.<sup>277</sup> Die erwartete Volatilität ist von erheblicher Bedeutung für den Wert von Optionen. Eine höhere Schwankungsbreite erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass der Marktpreis den Ausübungspreis der Option über- bzw. unterschreitet und damit zum Ausübungszeitpunkt einen inneren Wert („in-the-money“) erreicht.<sup>278</sup>

Der Handelserfolg hängt wesentlich davon ab, inwieweit der Händler in der Lage ist, die Entwicklung des Strompreises und dessen Volatilität zu antizipieren und entsprechende Handelstransaktionen unter Berücksichtigung des gesamten bestehenden Portfolio, d.h. Handelspositionen und physische Positionen, zu tätigen.<sup>279</sup> Als Aufgaben des Kernprozesses „Handelsplan erarbeiten“ werden daher im Folgenden einer Aufgabenanalyse unterzogen:

- Erstellung einer Marktprognose
- Bestimmung der bestehenden Gesamtposition
- Ermittlung des Anpassungsbedarfs im Portfolio

### **3.2.1.2 Preisbildung auf Strommärkten**

#### **3.2.1.2.1 Grenzkosten als zentraler Preisbildungsmechanismus**

Waren zu Zeiten der Gebietsmonopole die Strompreise noch weitestgehend an den Kosten der Erzeuger orientiert,<sup>280</sup> so wird die Preisbildung im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes in das weitgehend freie Spiel von Angebot und Nachfrage überführt. Ein Markt findet seinen Gleichgewichtspreis, wo sich die angebotene und nachgefragte Menge ausgleichen. Preisänderungen ergeben sich daher immer, wenn es zu einer Drehung oder Verschiebung der Angebots- oder der Nachfragekurve kommt.

Die Analyse von Angebot und Nachfrage ist ein äußerst komplexes Unterfangen.<sup>281</sup> Hierzu existieren in der Preis- und Wettbewerbstheorie unterschiedliche Ansätze,

---

<sup>277</sup> Beispielsweise geht man bei einer erwarteten Volatilität von 10% und einem derzeitigen Strompreis von 20 DM/MWh davon aus, dass im Laufe des nächsten Jahres in 66 % der Fälle der Preis zwischen 18 und 22 DM/MWh schwankt; vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 166.

<sup>278</sup> Vgl. zu Optionen GP 2.2.1.1.3.

<sup>279</sup> Vgl. Hirt (1983) S. 145.

<sup>280</sup> Vgl. Schulz (1996) S. 315.

<sup>281</sup> Hirt nennt folgende Gründe für die Komplexität: (Vgl. Hirt (1983) S. 145)



welche versuchen, das Angebots- und Nachfrageverhalten unter den modellspezifischen Rahmenbedingungen und Prämissen zu erklären.<sup>282</sup> Weitestgehend Einigkeit besteht in der einschlägigen Literatur, dass für einen Strommarkt unter der Bedingung, dass der Netzzugang transparent, flexibel und nicht prohibitiv geregelt ist, sich die Preise an den Grenzkosten eines Erzeugungssystems orientieren.<sup>283</sup> Unter den Systemgrenzkosten (SGK) wird die durch marginale Erhöhung der Last in einer Periode und Region hervorgerufene Änderung aller Kosten im gesamten Erzeugungssystem verstanden.<sup>284</sup> Wettbewerb um den Kunden wird dazu führen, dass sich für eine Stromlieferung in einer bestimmten Region zu einer bestimmten Tageszeit Preise einstellen werden, die den Kosten entsprechen, die vermieden würden, käme es nicht zu dieser Lieferung. Grundlage ist das kurz-, mittel- und langfristige Entscheidungsverhalten der einzelnen Kraftwerksbetreiber eines Erzeugungssystems.

*Kurzfristig* werden die Betreiber solange zusätzliche Kraftwerke anfahren - beginnend mit dem Kraftwerk mit den niedrigsten variablen Kosten - wie die variablen Kosten unterhalb der Spotmarktpreise liegen und damit ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet wird. Die kurzfristigen SGK entsprechen im Wesentlichen den Energieträgereinsatz- bzw. Brennstoffkosten des letzten angefahrenen Kraftwerkes (Grenzkraftwerk). Die Investitionskosten spielen in dieser Entscheidung keine Rolle, da sie versunken sind, d.h., nicht mehr durch eine Verhaltensänderung rückgängig gemacht werden können. Würde man den gesamten Kraftwerkspark einer Region nach seinen kurzfristig variablen Kosten ordnen - im Angelsächsischen ist hierfür der Begriff „Merit Order“ gängig - ergibt sich die gesamtwirtschaftliche Stromangebotsfunktion für den Spotmarkt. Diese steigt typischerweise treppenförmig an und schneidet die Nachfrage-

- 
- Es existiert eine Vielzahl von Einflussfaktoren, deren gesamte Menge auch bei bestem Informationsstand nicht bekannt ist.
  - Die Bewertung der einzelnen Faktoren ist subjektiv und lässt großen Interpretationsspielraum.
  - Die Faktoren beeinflussen sich meist gegenseitig. Eine isolierte Bewertung der einzelnen Faktoren kann nur annäherungsweise ein richtiges Bild liefern.
  - Selbst wenn annähernd eine richtige Analyse gelingt, bleibt das Risiko des falschen Timing, d.h. zu früher oder zu später Ein- oder Ausstieg, bestehen.

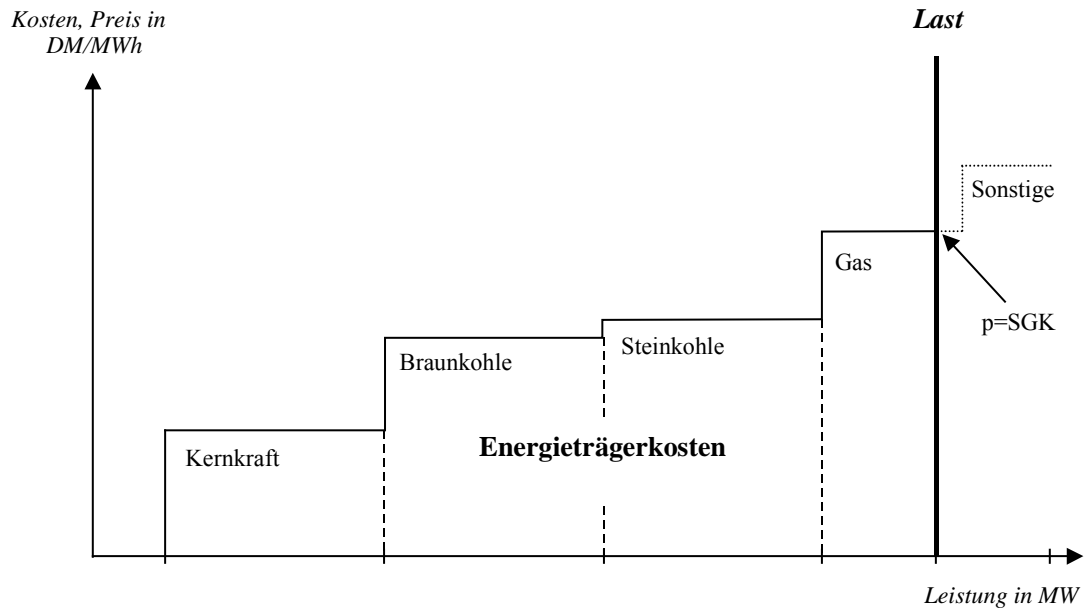
<sup>282</sup> Vgl hierzu Schulz (1996) S. 28-119.

<sup>283</sup> Vgl. Kreuzberg (1998) S. 44.

<sup>284</sup> Vgl. Kreuzberg (1998) S. 43.

kurve in p, was durch Abbildung 22 verdeutlicht wird. Die Grenzkosten auf Basis der variablen Kosten können daher als Indikator für Spotmarktpreise gelten.<sup>285</sup>

**Abbildung 22: Prinzip kurzfristiger Preisbildung nach Systemgrenzkosten**



1) inkl. sonstige regenerative Energien

Quelle: in Anlehnung an Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 120.

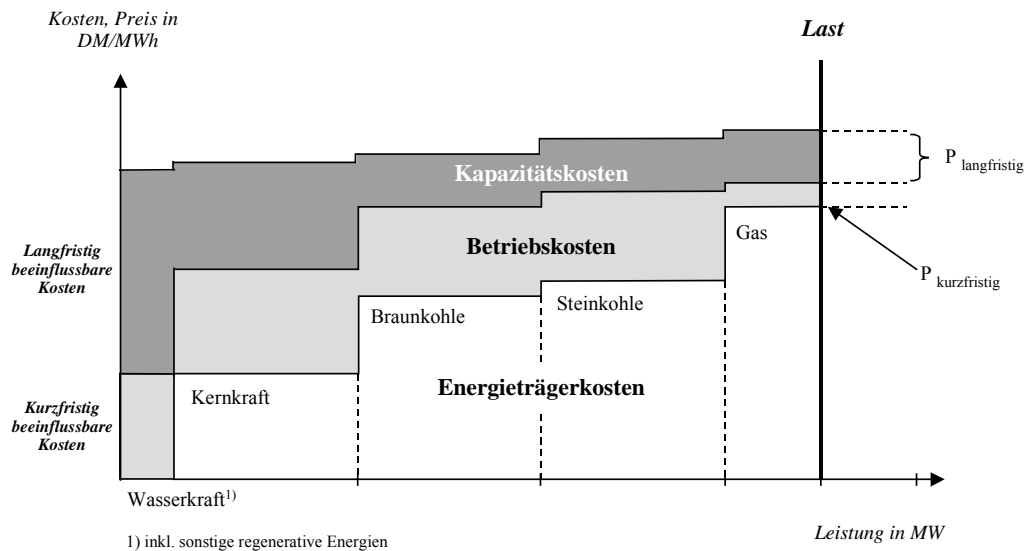
Stromhandelsgeschäfte auf Terminbasis weisen Fristen von derzeit bis zu 3 Jahren auf.<sup>286</sup> Die Prognosen sind daher auch auf diesen Zeithorizont anzulegen. Analog zur kurzfristigen Betrachtungsweise wird sich der Preis durch den Wettbewerb an den Kosten orientieren, die vermieden würden, wenn der Betreiber die Leistung zum Lieferzeitpunkt nicht erbringen würde. Bei entsprechend langer Lieferzeit sind daher neben den Energieträgerkosten auch fixe Kosten wie Betriebs- und Kapitalkosten relevant, sofern der Betreiber die Möglichkeit hat, diese Kosten durch Nichtlieferung, beispielsweise durch Stilllegung oder Verkauf von Kraftwerken, zu beeinflussen. Als Fazit für die langfristige Preisbildung soll daher gelten: Auf einem Terminmarkt wird ein Kraftwerksbetreiber solange Strom zum Lieferzeitpunkt t anbieten, bis die Kosten zur Erzeugung, Aufrechterhaltung und ggf. Herstellung der Erzeugungsbereitschaft zum Zeitpunkt t geringer sind als die Erlöse. Das teuerste Kraftwerk hinsichtlich dieser

<sup>285</sup> KREUZBERG weist die Relevanz der Grenzkosten für den Preis durch einen empirischen Vergleich der Grenzkosten mit dem Spotmarktindex SWEP nach; vgl. Kreuzberg (1998).

<sup>286</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer (Stand: März 2000).

Kosten, dessen Kapazität notwendig ist, um die Nachfrage zu decken, ist analog zur kurzfristigen Betrachtungsweise das Grenzkraftwerk und damit für den Preis verantwortlich.<sup>287</sup> Abbildung 23 verdeutlicht dieses Prinzip.

**Abbildung 23: Prinzip der Preisbildung nach Systemgrenzkosten in Abhängigkeit des Prognosehorizonts**



Anmerkung: Fixe Betriebs- und Kapitalkosten können in Abhängigkeit der Auslastung von obiger Darstellung deutlich abweichen.

Quelle: Eigene Darstellung

Das Grenzkostenmodell basiert auf Annahmen, die wie häufig in volkswirtschaftlichen Theorien die Realität nur ungenau widerspiegeln, ohne dass deswegen die Richtigkeit in Frage gestellt wird. Eine ausführliche Diskussion des Modells wurde bereits vielfach geführt.<sup>288</sup> Als Hauptkritikpunkt wurde meist angeführt, dass es in der Realität keinen vollkommenen Markt gibt und innerhalb bestimmter Grenzen ein gewisser Einfluss der

<sup>287</sup> An dieser Stelle sei betont, dass Kosten, die beeinflussbar sind, ohne die Erzeugungskapazität einzuschränken, als Rationalisierungspotenzial zu gelten hat, welches nicht grenzkosten- bzw. preisrelevant ist. Als Beispiele seien ein Abbau des Kraftwerkspersonals oder eine verhandelte Preisreduktion bei Brennstofflieferanten genannt. Anreiz zur Rationalisierung entsteht vor allem durch niedrigere Marktpreise und den damit verbundenen Kostendruck. Es liegt daher eine Umdrehung der Kausalität vor: Die Preissenkungen sind Ursache für Rationalisierungsmaßnahmen und die Kostensenkungen in Höhe des Rationalisierungspotenzials sind im Markt schon „eingepreist“.

<sup>288</sup> Eine frühe Diskussion im Hinblick auf die Energiewirtschaft führte Janssen (1959) S. 106.

Anbieter auf den Preis erhalten bleibt.<sup>289</sup> Überall dort, wo Wettbewerb nicht voll wirksam wird, kann es zu größeren Abweichungen von diesem Marktergebnis kommen. Versorger haben dann in Abhängigkeit der Wettbewerbsintensität die Möglichkeit, neben den Grenzkosten weitere Kostenelemente und Margen an die Verbraucher weiterzugeben. Dies würde dazu führen, dass die Angebotskurve des Marktes tendenziell oberhalb der Grenzkostenkurve liegt. Als weiterer Kritikpunkt kann angeführt werden, dass strategisches Verhalten einzelner Marktteilnehmer, z.B. durch kurzfristiges Bepreisen von Stromangeboten unterhalb der Grenzkosten mit dem Ziel Marktanteile zu erhöhen, nicht durch das Modell erfasst werden kann.<sup>290</sup> Allerdings kann bei ausreichender Liquidität eines Marktes, das strategische Verhalten einzelner Marktteilnehmer den Marktpreis nicht signifikant beeinflussen. Die Handelsware Strom ist frei von Qualitätsunterschieden sowie monopolistischen Strukturen auf Angebots- und Nachfrageseite und mit Ausnahme von „Ökostrom“ aus regenerativen Energieträgern besteht keine Möglichkeit zur Produktdifferenzierung. Im Allgemeinen wird daher davon ausgegangen wird, dass sich der Strommarkt auf der Höchstspannungsebene zu einem „superkompetitiven Commodity-Markt“ entwickelt.<sup>291</sup> Ist dies der Fall, werden sich die Grenzkosten auf einem liberalisierten Strommarkt zum zentralen Preisbildungsmechanismus entwickeln.

### **3.2.1.2.2 Regionale Einflüsse auf die Preisbildung**

Ein europäischer Binnenmarkt kann auf regionalen Teilmärkten unterschiedliches Angebots- und Nachfrageverhalten aufweisen.

Der nationale Markt zerfällt, bedingt durch die Netze in den verschiedenen Spannungsebenen, in regionale Teilmärkte. Die Preissignale auf der Höchstspannungsebene werden unter Berücksichtigung der Kosten für zusätzlich zu erbringende Dienstleistungen eine hohe Bedeutung für die darunter liegenden Spannungsebenen haben, da sie die

---

<sup>289</sup> Gründe liegen z.B. in der Diskriminierung von Händlern in der Netznutzung, der immer noch zu hohen Durchleitungsgebühren und ordnungspolitischen Maßnahmen wie der Braunkohleschutzklausel. Beispielsweise wurde noch im Juli 2000 gerichtlich um die Nutzung der Netze der VEAG, Berlin durch den finnischen Fortum-Konzern gestritten; Quelle: TAM-Online vom 03.07.2000.

<sup>290</sup> Vgl hierzu auch GP 1.3.3.1.

<sup>291</sup> Vgl. Kreuzberg (1998) S. 63.



Niederlande, Schweiz, Österreich und Frankreich ca. 75% des Handelsvolumens von und nach Deutschland ab.<sup>294</sup> Aus deutscher Sicht hat der Handel mit diesen Ländern eine besonderer Bedeutung für die Preisbildung. Diese Länder sollen daher als Kernländer für den deutschen Markt bezeichnet werden.

**Tabelle 19:** Stromaustausch zwischen Deutschland und Nachbarländern im Jahre 2000 (in GWh)

Land	Import	Export	Handelsvolumen	Anteil
Niederlande	900	17.800	18.700	21%
Schweiz	5.300	10.400	15.700	18%
Frankreich	15.300	400	15.700	18%
Österreich	6.000	7.000	13.000	15%
Tschechien	8.900	200	9.100	10%
Dänemark	6.400	500	6.900	8%
Belgien	750	4.400	5.150	6%
Polen	700	2.000	2.700	3%
Schweden	650	100	750	1%
<b>Summe</b>	<b>44.900</b>	<b>42.800</b>	<b>87.700</b>	<b>100%</b>

Quelle: <http://www.dvg-heidelberg.de>.

### 3.2.1.3 Ausgewählte Ansätze der Marktprognose

Die Marktprognose ist das Kernstück eines Handelsplans. Von der Prognose mittels Börsenastrologie bis zu komplexen Simulationsmodellen existieren vielfältige Ansätze, deren Ursprung in der Finanzwirtschaft liegt. Verbreitung auf Stromhandelsmärkten finden vor allem die technische und fundamentale Analyse sowie ökonometrische Modelle.<sup>295</sup> Nachfolgend soll ein Überblick über die verschiedenen Ansätze gegeben werden, die in den später folgenden Aufgabenanalysen noch weiter detailliert werden.

#### 3.2.1.3.1 Ökonometrische Modelle

Ökonometrische Modelle versuchen den künftigen Preis für Strom auf Basis historischer Daten zu prognostizieren. Ausgangspunkt ist i.d.R. der aktuelle Spotpreis, der langfristige Gleichgewichtspreis und ein stochastischer Prozess. Letzterer beschreibt die

<sup>294</sup> Allerdings ist die Relevanz der einzelnen Länder für den deutschen Markt in regelmäßigen Abständen neu zu bestimmen, da sich die Handelsströme in Abhängigkeit der rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen ändern können.

<sup>295</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

Preisbewegungen vom aktuellen Preis zum Gleichgewichtspreis auf Basis historischer Daten. Die derzeit existierenden Modelle sind kaum überschaubar. Die bedeutendsten Beiträge liefert KAMINSKI, der versucht, das Phänomen der extremen Ausbrüche des Strompreises mittels eines „Jump-Diffusion“-Prozesses zu modellieren. PHILIPOVIC berücksichtigt die Tendenz zum Gleichgewichtspreis mit einem „Mean-Reverting“-Modell.<sup>296</sup>

Abgesehen von gelegentlich geübter methodischer Kritik<sup>297</sup> ist das Hauptproblem ökonomischer Modelle die Verfügbarkeit historischer Daten und deren Projektion auf die Zukunft. Zum einen existieren im europäischen Raum keine zugänglichen und qualitativ belastbaren Preishistorien aus der Zeit vor 1998,<sup>298</sup> zum anderen ist die Preisbildung in der Anfangsphase der Liberalisierung nicht repräsentativ für die Zukunft. Hauptgründe liegen in der geringeren Wettbewerbsintensität mit vielen Handelshemmnissen, weniger Transparenz und einer geringen Anzahl an Marktteilnehmern in der Anfangsphase der Liberalisierung.

Derzeit sind ökonomische Modelle in Europa wenig verbreitet.<sup>299</sup> Im Zuge der Entwicklung des Strommarktes wird mit zunehmend verlässlicheren Datenhistorien und Verbesserungen bei der mathematischen Modellierung die Prognose mit Hilfe ökonomischer Modelle an Bedeutung gewinnen.<sup>300</sup>

### 3.2.1.3.2 Fundamentale Analyse

Die Fundamentalanalyse versucht, die wesentlichen Treiber des Angebots und der Nachfrage zu identifizieren, zu analysieren und ihren Einfluss auf den Preis zu bestimmen, um damit Rückschlüsse auf die künftige Preisentwicklung zu ziehen. Ausgangs-

---

<sup>296</sup> Vgl. zu beiden Ansätzen Chevalier/Heidorn/Rütze (1999) S. 8-11.

<sup>297</sup> Die Modelle gehen meist davon aus, dass die Preise lognormalverteilt sind. In der Praxis sind bei Strompreisen jedoch die Phänomene zu beobachten, die gegen die Annahme der Lognormalverteilung sprechen: Einerseits kommen Extremwerte häufiger vor als eine Lognormalverteilung zulassen würde, andererseits ergibt sich bei Strompreisen oft ein plötzlicher Ausbruch nach oben, wobei sich der Markt danach wieder auf seinen durchschnittlichen Preis zurück bewegt.

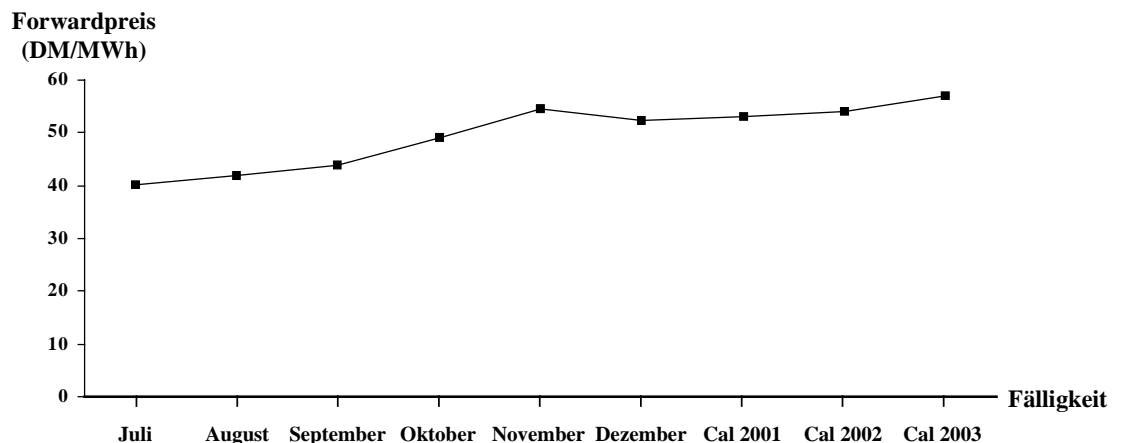
<sup>298</sup> Erster verlässlicher Preisindex war der SWEP, der seit 10.03.1998 veröffentlicht wird.

<sup>299</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>300</sup> Auf eine Detaillierung ökonomischer Modelle im Rahmen der nachfolgenden Aufgabenanalyse wird verzichtet. Die Modelle werden zwar mit zunehmender Marktreife an Bedeutung gewinnen. Für diese Arbeit bringen sie jedoch keinen Erkenntnisgewinn, da sie wie die technische Analyse auf historischen Daten basieren und somit einen vergleichbaren Informationsbedarf aufweisen.

punkt der Analysen sind die derzeitigen Spot- und Terminmarktpreise, welche sich in einer „Price-Forward“-Kurve widerspiegeln.<sup>301</sup> Die Kurve stellt die Preise dar, zu denen heute am Strommarkt für verschiedene Zeitpunkte in der Zukunft gehandelt wird. Sie wird beispielsweise aus Preisindizes liquider Handelsmärkte oder durch Broker ermittelt.<sup>302</sup> Die Forwardkurve ist damit als Aggregation der individuellen Preiserwartung der Marktteilnehmer zu verstehen. Abbildung 25 zeigt die Forwardkurve für Spitzenlaststrom zum 30.06.00.

**Abbildung 25: Forwardkurve für Spitzenlast-Strom zum 30.06.00**



Quelle: Platt's European Power Daily 30.06.00.

Ziel der Fundamentalanalyse ist es, Veränderungen von Angebot und Nachfrage zu prognostizieren, um Veränderungen des Preises besser oder schneller als andere Marktteilnehmer zu antizipieren. Die Analyse kann zwei Stoßrichtungen verfolgen:

1. Analyse, ob die Forwardkurve die fundamentalen Bestimmungsfaktoren des Preises falsch widerspiegelt, was eine Korrektur in naher Zukunft erwarten lässt.<sup>303</sup>

<sup>301</sup> Zur Forwardkurve vgl. Spilcke-Liss (2000) S. 57.

<sup>302</sup> Beispielsweise ermittelt die Nachrichtengruppe Platt's die Price-Forwardkurve im Rahmen eines täglichen „Market Assessment“. Täglich werden Marktteilnehmer zu ihren An- und Verkaufskurven zu verschiedenen Zeitpunkten der Zukunft befragt und über den Dienst „Platt's European Electricity Alert“ veröffentlicht.

<sup>303</sup> Auf liquiden Märkten mit funktionierendem Spot- und Terminhandel würden alle zugänglichen preisrelevanten Informationen zu den Bestimmungsfaktoren von Angebot und Nachfrage in den Marktpreisen „eingepreist“ sein., d.h., alle Marktteilnehmer haben die Informationen richtig verarbeitet und entsprechende Handelstransaktionen getätigt. Auf solch einem „perfekten“ Markt wäre obige Konstellation nicht möglich. In der Realität kommt ein perfekter Markt weder auf reifen Finanzmärkten noch auf einem Strommarkt in der Anfangsphase der Liberalisierung vor.



2. Möglichst schnelle Analyse neuer Informationen zu fundamentalen Faktoren, bevor diese sich in der Forwardkurve niederschlagen.

Eine exakte Prognose von Auswirkungen der Bestimmungsfaktoren auf den Preis ist aufgrund der Menge möglicher Bestimmungsfaktoren und der starken Interdependenz unmöglich. Eine bestmögliche Annäherung zu schaffen, ist die individuelle „Kunst“ des Analysten.<sup>304</sup> Wie in GP 3.2.1.2.1 dargestellt, wird der Strompreis künftig an den Grenzkosten der Erzeugung orientiert sein. Die Aufgabe der fundamentalen Marktanalyse besteht deshalb darin, die Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten zu analysieren, um deren Veränderungen innerhalb des Prognosezeitraums best- und frühestmöglich zu antizipieren. Dies erfordert eine Analyse der beeinflussbaren Kosten sowie der Leistungsnachfrage nach Strom. Gleichermäßen erfolgt die Analyse künftiger Volatilität, da die fundamentalen Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten auch die Volatilität beeinflussen. Veränderungen der Grenzkosten führen zu Veränderungen des Preises und damit zu Volatilität. Es soll daher nicht zwischen Preis- und Volatilitätsprognose unterschieden werden.

Die Aufgabe der fundamentalen Analyse eines Stromhändlers steht in enger Beziehung zu den energiewirtschaftlichen Optimierungsmodellen. Diese werden in Zusammenhang mit der kurzfristigen Einsatzoptimierung und der langfristigen Kraftwerksplanung eingesetzt und haben eine lange Tradition.<sup>305</sup> Werden diese Modelle auf den gesamten Kraftwerkspark eines Erzeugungssystems angewendet, ermöglichen sie die Bestimmung der kurz- und langfristigen Grenzkosten eines Erzeugungssystems, was auch Ziel der fundamentalen Analyse ist.<sup>306</sup>

---

<sup>304</sup> Vgl. Chevalier/Heidorn/Rütze S. 13.

<sup>305</sup> Die ersten grundlegenden Arbeiten gehen auf Pierre Massé und Robert Gibrat im Jahre 1957 zurück. Mittels eines linearen Optimierungsmodells versuchten sie, Investitionsentscheidungen in kapitalintensiven Industrien, darunter die Elektrizitätswirtschaft, zu optimieren; vgl. Massé/Gibrat (1964).

<sup>306</sup> Zwei Beispiele sind die Simulationsmodelle EUDIS und EIREM; vgl. Kreuzberg (1998) und Hoster (1996). Die konkrete Ausgestaltung von Optimierungsmodellen ist dem Bereich der Informationsverarbeitung zuzuordnen und daher nicht Gegenstand dieser Arbeit. Diese beschränkt sich vielmehr auf die Analyse der Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten im Hinblick auf eine Strompreisprognose. Die Bestimmungsfaktoren können in Teilen mit den Inputfaktoren der Optimierungsmodelle übereinstimmen.

### 3.2.1.3.3 Technische Analyse

Gegenstand der technischen Analyse ist die Untersuchung von Preisbewegungen, um daraus, unter der Annahme, dass Preise sich in Trends bewegen und Trends sich wiederholen, Rückschlüsse auf künftige Preisbewegungen abzuleiten.<sup>307</sup> Grundlage der technischen Analyse ist die Darstellung von Preisentwicklungen in Chartform. Aus den Chartformationen sowie aus den auf Basis historischer Daten berechneten Indikatoren werden Über- und Unterbewertungen ermittelt, die technische Korrekturen in der Zukunft vermuten lassen. Technische Faktoren sind nicht in der gleichen Weise plausibel wie fundamentale Faktoren, da sie sich aus dem Verhalten der Marktteilnehmer ableiten und damit auch psychologische Elemente beinhalten.<sup>308</sup>

Technische und fundamentale Analysen versuchen dasselbe Problem zu lösen, nämlich die Richtung zu bestimmen, in die sich die Preise wahrscheinlich bewegen werden. Sie nähern sich diesem Problem nur von unterschiedlichen Seiten. MURPHY beschreibt dies mit dem prägnanten Satz: „Der Fundamentalist studiert die Ursachen von Preisbewegungen, während der Techniker die Auswirkungen untersucht.“<sup>309</sup> Preisentwicklungen an den Börsen folgen insbesondere kurzfristig nicht zwangsläufig den fundamentalen Einflüssen. Ein Markt kann kurz- und mittelfristig konträr zu seinen fundamentalen Daten laufen, was rein „technisch“ begründet ist. Mittel- und langfristig jedoch werden die Fundamentaldaten immer den stärksten Einfluss auf den Preis haben. Um ein richtiges Timing sicherzustellen, ist die Fundamentalanalyse daher durch die technische Analyse zu ergänzen.

Die technische Analyse sieht sich aufgrund des noch sehr frühen Entwicklungsstadiums des deutschen Handelsmarktes mit einigen Problemen konfrontiert. Zum einen existieren analog zu ökonometrischen Modellen die benötigten Daten nicht oder weisen eine zu geringe Qualität auf. Zum anderen kann die technische Analyse nur sinnvoll angewendet werden, wenn bereits viele Marktteilnehmer nach technischen Signalen handeln. Dies ist nach Aussage der aktiven Händler im Deutschen Markt nur bedingt der Fall.

---

<sup>307</sup> Vgl. Murphy (2000) S. 22-25.

<sup>308</sup> Die technische Analyse hat den Charakter einer „self-fulfilling prophecy“, da ihre Schlussfolgerungen um so zutreffender werden, je mehr Marktteilnehmer sich daran orientieren.

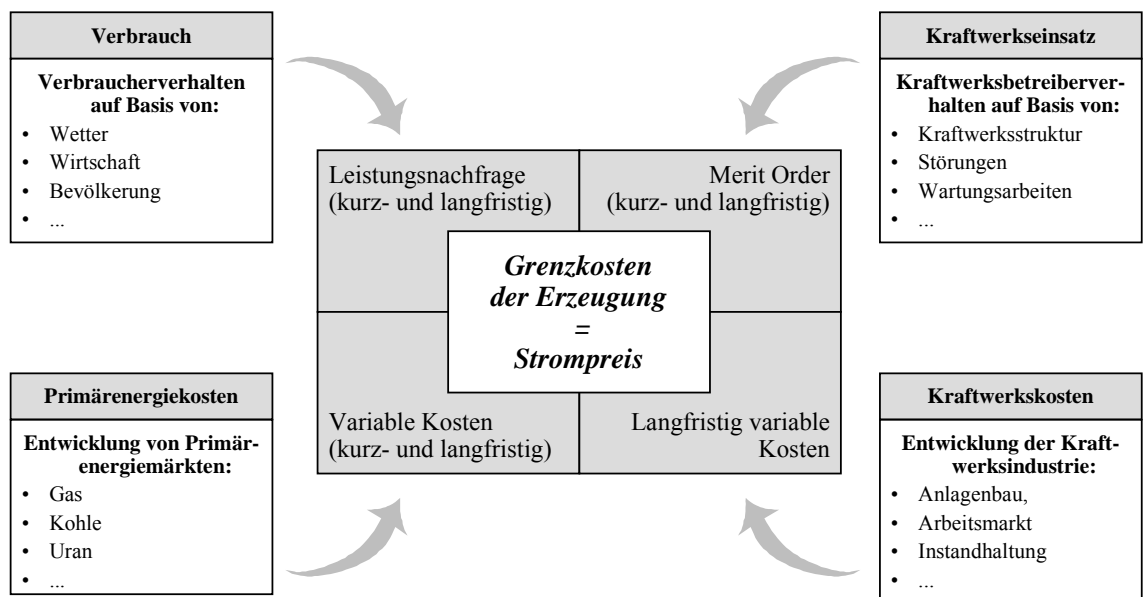
<sup>309</sup> Murphy (2000) S. 24.

Mit dem Fortschreiten der Liberalisierung werden diese Probleme zunehmend verschwinden und die technische Analyse weiter an Bedeutung gewinnen.

### 3.2.1.4 “Beobachtungsorientierte Analyse” versus “Satellitenmodell”

Die Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten sind das Ergebnis des Entscheidungsverhaltens der Marktteilnehmer auf Strommärkten, auf anderen energiewirtschaftlichen Märkten (z.B. Gas, Kohle, usw.) oder gar auf Märkten außerhalb der Energiewirtschaft (Anlagenbau, energieintensive Industrien, usw.). Ein Analyst, der mit der Prognose des Strompreises beauftragt ist, steht daher vor dem Problem, wie weit er seine Analysen ausdehnen soll. Im Falle der fundamentalen Analyse kann er im einfachsten Fall die Ausprägung von Bestimmungsfaktoren der Systemgrenzkosten und deren Veränderung beobachten. Als Beobachtungsgegenstand sei beispielhaft die Veränderung der Gaspreise genannt. In einer komplexeren Analyse würde er das dargestellte Grenzkostenmodell um zusätzliche Modelle erweitern. Als Beispiel sei der Gaspreis genannt, der als Bestimmungsfaktor für den Strompreis eigenen Preisbildungsmechanismen folgt und ebenfalls über ein Modell prognostiziert werden kann. Das Ergebnis eines Gaspreismodells könnte daher der Input für das Grenzkostenmodell im Strombereich sein. Bildlich gesprochen und in Abbildung 26 dargestellt, entsteht eine „Satellitenmodellstruktur“, welche den Strompreis zum Zentrum hat und von vielen Teilmodellen als Inputgeber umkreist wird.

Abbildung 26: Prinzip der Modellierung des Strompreises mit Hilfe von „Satellitenmodellen“



Quelle: Eigene Darstellung

In Anlehnung an die beiden oben skizzierten Fälle soll im Folgenden zwischen beobachtungsorientierter und modellorientierter Analyse („Satellitenmodell“) von Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten unterschieden werden.<sup>310</sup>

Die modellorientierte Analyse erfordert deutlich tiefere Kenntnis energiewirtschaftlicher Märkte und deren Zusammenhänge. Zudem gestaltet sich die Informationsverarbeitung durch die zusätzlichen Modellparameter wesentlich aufwendiger. Andererseits ermöglichen Satellitenmodelle *die Prognose von Bestimmungsfaktoren der Strompreisprognose*, was wiederum die Möglichkeit bietet, Veränderungen der Bestimmungsfaktoren frühzeitiger als andere Marktteilnehmer zu erkennen und den Prognosehorizont zu erhöhen. Wie in GP 1.4 dargestellt, stellen diese Informationsvorteile mögliche Wettbewerbsvorteile dar und tragen damit wesentlich zum Handelserfolg bei. Demgegenüber stehen höhere Kosten, verursacht v.a. durch teurere Analysten und aufwendigere Informationsbeschaffung und –verarbeitung. Es ist daher ökonomisch sinnvoll, Satellitenmodelle nur für Bestimmungsfaktoren einzusetzen, die eine starke Bedeutung für die Strompreisbildung haben.

### **3.2.2 Teilaufgaben**

Im Folgenden werden die in GP 3.2.1.1 abgeleiteten Teilaufgaben des Kernprozesses „Erarbeitung eines Handelsplan“, d.h., Erstellung einer Marktprognose, Bestimmung der Gesamtposition und Ermittlung des Anpassungsbedarfs im Portfolio, weiter detailliert, mit dem Ziel, den Informationsbedarf abzuleiten.

#### **3.2.2.1 Marktprognose**

Die Marktprognose besteht im Wesentlichen aus der Anwendung von Analysetechniken. Im Folgenden werden fundamentale und technische Analysen detailliert.<sup>311</sup>

---

<sup>310</sup> Diese Unterscheidung gilt ebenfalls für die technische Analyse. Hier ist zu klären, ob die Charttechnik auch auf die anderen Energiemärkte angewendet wird oder auf den Strommarkt beschränkt bleibt.

<sup>311</sup> Auf die Darstellung der Analyse mittels ökonometrischer Modelle wird verzichtet. Sie basiert wie die technische Analyse rein auf historischen Daten, so dass im Hinblick auf den Informationsbedarf kein Erkenntnisgewinn zu erwarten ist.

### 3.2.2.1.1 Fundamentale Analyse von Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten

Ziel der fundamentalen Analyse ist es, die wesentlichen Bestimmungsfaktoren der kurz- und langfristigen Systemgrenzkosten zu identifizieren und messbare Indikatoren für ihre Ausprägung zu bestimmen.

Bestimmungsfaktoren sind dadurch gekennzeichnet, dass sie Einfluss auf die Grenzkosten haben, wobei die Einflussnahme durch einen Kosten- oder Mengeneffekt erfolgen kann. Der Kosteneffekt entfaltet sich je nach Prognosehorizont durch die kurzfristig variablen oder langfristigen Durchschnittskosten des letzten eingesetzten Kraftwerkes (Grenzkraftwerk) in der Merit Order. Der Mengeneffekt ergibt sich durch das Ausmaß der Beeinflussung der Kraftwerkseinsatzfolge. Z.B. steht ein Wasserkraftwerk mit variablen Kosten nahe Null immer am Anfang der kurzfristigen Einsatzfolge und wird daher nie das Grenzkraftwerk stellen. Wasserkraftwerke entfalten somit keinen kurzfristigen Einfluss über ihre Durchschnittskosten. Dennoch verschiebt das Wasserkraftwerk in Abhängigkeit seiner Verfügbarkeit andere Kraftwerke in der Einsatzfolge nach hinten und bewirkt bei konstanter Leistungsnachfrage eine Preisänderung. Somit ist der Einfluss eines Bestimmungsfaktors durch den Beitrag zu den Durchschnittskosten des Grenzkraftwerks oder dem Beitrag zur nachgefragten oder angebotenen Leistung zum jeweiligen Prognosezeitpunkt gegeben.

Die Bestimmungsfaktoren sollen nachfolgend in den Bereichen Kosten (Energieträger- und Kraftwerkskosten), Kraftwerkseinsatz und Verbrauch identifiziert werden. Für diese Bestimmungsfaktoren sollen dann messbare Indikatoren abgeleitet werden, wobei auch die zeitliche Dimension, mit der ein Indikator auf die Forwardpreiskurve wirkt, berücksichtigt werden soll. Die Ableitung der Indikatoren muss die zwei Möglichkeiten der Analyse, d.h., beobachtungsorientierte und modellorientierte Analyse der Bestimmungsfaktoren, berücksichtigen.<sup>312</sup>

Aufgrund der Komplexität der internationalen Handelsflüsse und der damit verbundenen aufwendigen Informationsverarbeitung erscheint es sinnvoll, Einschränkungen zu machen. In den traditionellen energiewirtschaftlichen Optimierungs-

---

<sup>312</sup> Vgl. GP 3.2.1.4.

modellen wird typischerweise die Zahl der betrachteten Länder eingegrenzt.<sup>313</sup> Ein Analyst, der mit der Aufgabe der Marktprognose betraut ist, wird analog zunächst klären, für welche Märkte er eine Prognose des Strompreises zu erarbeiten hat. Dies ist letztlich davon abhängig, an welchen Märkten offene Positionen eingegangen werden sollen und ist der Entscheidung der Geschäftsleitung vorbehalten. Die deutschen Verbundunternehmen tätigen Handelsgeschäfte auf benachbarten Märkten, allerdings werden Positionen im Ausland üblicherweise durch entsprechende Gegengeschäfte abgesichert.<sup>314</sup> Entsprechend wurden die Geschäftsvorfälle so gewählt, dass offene Positionen nur im deutschen Handelsmarkt eingegangen wurden. Im Folgenden wird daher die Analyse von Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten für den deutschen Markt unter Berücksichtigung des Handels mit den Kernmärkten erarbeitet.<sup>315</sup>

#### 3.2.2.1.1.1 Energieträger

Die Energieträger stellen variable Kosten der Kraftwerke dar und beeinflussen über die Energieträgerkosten des Grenzkraftwerkes die kurz- und langfristigen Grenzkosten. Die Energieträgerkosten werden durch die Aufwendungen zur Beschaffung, ggf. Verarbeitung, und Transport bestimmt.

Wie Abbildung 27 zeigt, werden in Deutschland und den anderen Kernmärkten typischerweise die Energieträger Wasser, Uran, Steinkohle, Braunkohle und Gas eingesetzt. Daneben finden - allerdings nur selten - Öl und andere regenerative Energieträger, v.a. Solar- und Windenergie sowie Biomasse, Verwendung.

Im Folgenden werden die Energieträger hinsichtlich Kostenstruktur und Preisbildung soweit detailliert, wie es erforderlich ist, um den Informationsbedarf sowohl für beobachtungsorientierte als auch modellorientierte Analyse der Bestimmungsfaktoren zu erkennen.

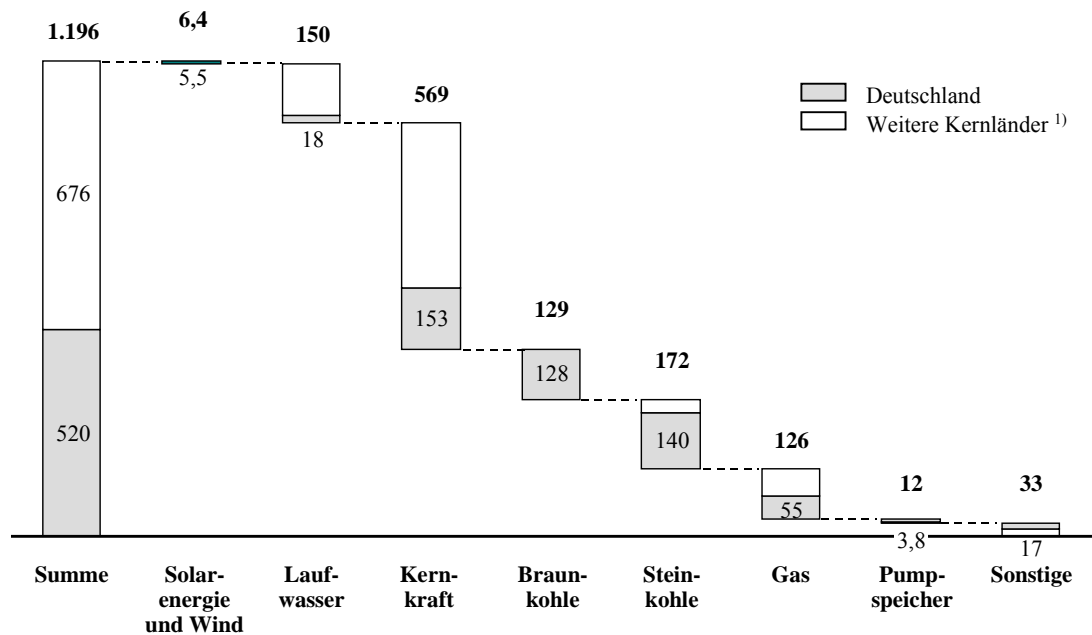
---

<sup>313</sup> Beispielsweise berücksichtigen die Simulationsmodelle EUDIS und EIREM nur Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz, Benelux, Spanien, Portugal, Großbritannien, Italien, Skandinavien und Osteuropa; vgl auch Fußnote 306.

<sup>314</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>315</sup> Zu den Kernmärkten vgl. GP 3.2.1.2.2.

Abbildung 27: Erzeugungsstruktur in Deutschland und Kernregionen im Jahre 2000



1) Definiert als Länder mit starker handelstechnischer Verknüpfung zu Deutschland: Österreich, Niederlande, Frankreich, Schweiz

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Schätzung für 2000 von Eurprog (2000).

### Braunkohle

Die Braunkohle hat vor allem in Deutschland mit einem ca. 25%-Anteil an der Bruttostromerzeugung hohe Bedeutung. Weitere Braunkohlekraftwerke existieren in deutlich kleineren Umfängen nur in Österreich, Tschechien und Polen, so dass aus europäischer Sicht der Braunkohle eine geringere Bedeutung zukommt.

Rohbraunkohle ist aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften nicht wirtschaftlich über längere Entfernungen transportierbar und so wird überwiegend inländische Braunkohlekraftwerksnah verstromt.<sup>316</sup> Transportkosten sind daher vernachlässigbar. Da auch keine nennenswerten Verarbeitungskosten anfallen, ist die *Kostenstruktur* von Rohbraunkohle als einzigem Kostenfaktor determiniert. Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades werden die Kosten auf ca. 2,9 Pf/kWh geschätzt.<sup>317</sup>

Die *Preisbildung* unterliegt keinen staatlichen Eingriffen. Die Braunkohlenindustrie ist durch langfristige Lieferverträge zwischen den wenigen Anbietern und Versorgungsun-

<sup>316</sup> Braunkohle wurde in Deutschland 1998 zu 98% im Inland gewonnen; vgl. Schiffer (1999) S. 56.

<sup>317</sup> Vgl. Auer (1998) S. 32.

ternehmen im selben Konzernverbund gekennzeichnet. Anbaureviere bestehen im Rheinland, der Lausitz, Mitteldeutschland und Helmstedt, wobei die erstgenannten Reviere ca. 92% der jährlichen deutschen Fördermenge repräsentieren. So beliefert die Rheinbraun AG im Rheinland die Kraftwerke der Schwester RWE Energie AG. Im Lausitzer Revier beliefert die LAUBAG die Kraftwerke der VEAG.<sup>318</sup> Die beiden Unternehmen sind in das Eigentum der HEW übergegangen und sollen nach Wunsch der Gesellschafter bis Ende 2003 zusammengeführt werden.<sup>319</sup> Die Preise für Braunkohle stellen somit interne Verrechnungspreise dar, deren Höhe meist durch Bindungsformeln bestimmt wird. Meist besteht eine Bindung an die Kosten des Bergwerks, in Einzelfällen werden Verträge mit Preisbindung an Importsteinkohle geschlossen.<sup>320</sup> Ein Marktpreis für Braunkohle existiert nicht. Aufgrund der vertikalen Integration von Kohlenförderung und Kraftwerken repräsentieren diese Verrechnungspreise nicht die effektiven Kosten, sondern regeln nur die Verteilung der internen Kosten und Erlöse im Konzernverbund. Maßgeblich für Kosten des Energieträgers Braunkohle sind daher die Förderkosten. Allerdings muss man angesichts des hohen Integrationsgrades zwischen Braunkohleproduktion und Kraftwerksbetriebs klären, inwieweit die Förderkosten grenzkostenrelevant, d.h., durch den Erzeuger beeinflussbar sind. Wenn sowohl der Braunkohletagebau als auch das Kraftwerk im Eigentum desselben Unternehmens sind, dann sind die wesentlichen Teile der Förderkosten durch Reduktion der Stromerzeugung des Braunkohlekraftwerkes nicht beeinflussbar. Investitionen in die Erschließung des Tagesbaus sind ebenso versunken wie für Anlagen und Maschinen. Beeinflussbare Kostenbestandteile beschränken sich auf die Brennstoffkosten zum Betrieb der Maschinen und Anlagen im Tagebau. Diese Kosten können vernachlässigt werden, so dass die Energieträgerkosten für die Braunkohle nicht als Bestimmungsfaktor für die Grenzkosten angesehen werden. Somit lässt sich auch kein Informationsbedarf für die fundamentale Analyse ableiten.

---

<sup>318</sup> Vgl. Schiffer (1999) S. 91.

<sup>319</sup> Quelle: Pressemeldung der HEW vom 06.06.2001, abrufbar über <http://www.hew.de> (Pressearchiv).

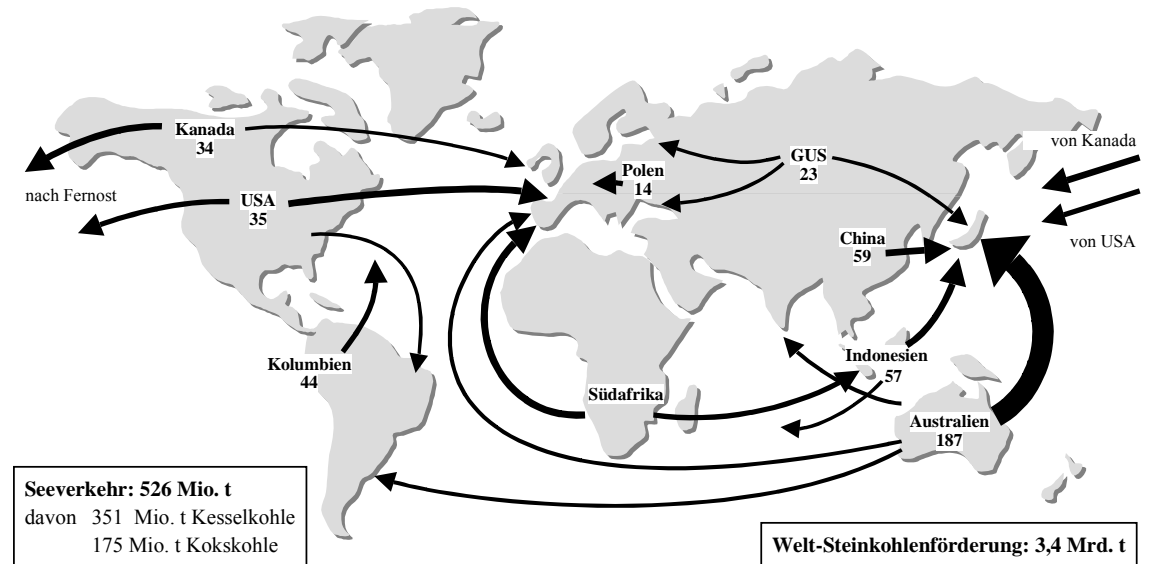
<sup>320</sup> Durch die kraftwerksnahe Verstromung und den Konzernverbund besteht auf regionalen Teilmärkten kein direkter Wettbewerb und ein Wechsel zu anderen Energieträgern durch das Kraftwerk ist technisch nicht möglich. Die Braunkohle konkurriert daher lediglich über Kraftwerksneueinvestitionen mit anderen Energieträgern, insbesondere Steinkohle und Erdgas; vgl. Schiffer (1999) S. 225 und Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 53.



## Steinkohle

Steinkohle repräsentiert in Deutschland fast 27 % der Bruttostromerzeugung und ist auch in den anderen Kernmärkten ein bedeutender Energieträger.

Abbildung 28: Handelsströme des Steinkohleseeverkehrs in 2000 (Mio. Tonnen)



Quelle: VDKI (2001) S. 7.

Wie Abbildung 28 zeigt, wird Steinkohle im Gegensatz zu Braunkohle international gehandelt, wobei der überwiegende Teil der Förderung im Gewinnungsland selbst verbraucht wird.<sup>321</sup> In Deutschland existieren nennenswerte Steinkohlevorkommen. Diese decken den inländischen Bedarf zu knapp zwei Drittel. Gut ein Drittel stammt aus Drittländern, wobei die Importe in den letzten Jahren stark zunahmten.<sup>322</sup> Die deutsche Steinkohle hat aufgrund der geologischen Bedingungen in Deutschland einen Kostennachteil gegenüber den Weltmärkten.<sup>323</sup> Zum Schutze der Steinkohle wird aus politisch-strategischen Gründen, u.a. der Vermeidung von Abhängigkeiten zu Importländern, seit den achtziger Jahren der heimische Steinkohlebergbau durch Beihilfen und Ausgleichszahlungen abgesichert.<sup>324</sup> Die Preisfindung für deutsche Steinkohle erfolgt zu Import-

<sup>321</sup> Gemessen an der weltweiten Fördermenge von 3,7 Mrd. t wurden 13 % bzw. 470 Mio. t gehandelt; vgl. Schiffer (1999) S. 226.

<sup>322</sup> Vgl. Schiffer (1999) S. 107.

<sup>323</sup> Vgl. Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 56-57.

<sup>324</sup> Derzeit erfolgt die Subventionierung aus Mitteln des Bundeshaushaltes, die bis 2005 von derzeit 7 Mrd. DM auf 3,8 Mrd. DM zurückgeführt wird. Quelle: Gesetz zur Neuordnung der Steinkohlesubvention §1 Abs.2.

kohlebedingungen, da die Subventionierung einen weitestgehenden Ausgleich der höheren heimischen Gewinnungskosten zu Drittlandspreisen vorsieht.<sup>325</sup> Die Preise orientieren sich daher unabhängig von der Herkunft der Steinkohle ausschließlich an den Entwicklungen auf internationalen Märkten. Die Bestimmungsfaktoren dieser Kosten liegen in den Marktpreisen für Steinkohle und deren Transportkosten, wobei zwischen Übersee- und Binnenfrachten zu unterscheiden ist. Nachfolgend sei die *Kostenstruktur* am Beispiel südafrikanischer Steinkohle dargestellt:

**Tabelle 20:** *Kostenstruktur südafrikanischer Steinkohle im Jahre 1999 (verschifft über nordeuropäischen Hafen bis Kraftwerk)*

Kostenelemente	DM/t SKE	Pf/kWh	%
Marktpreis für Kraftwerkskohle FOB Südafrikanischer Hafen	57,85	1,83	73%
Überseefracht (Capesize): bis Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen	11,16	0,35	14%
Binnenfracht bis Kraftwerk	10,69	0,34	13%
Summe	79,71	2,53	100%

Quelle: Eigene Berechnungen, (<http://www.vererein-kohlenimporteure.de>), <http://www.ssy-online.com> (Mai 2000)

Die Kostenstruktur kann aus folgenden Gründen von obigen Berechnungen abweichen:

- Insbesondere die Binnenfrachten können in Abhängigkeit des Bestimmungsortes stark schwanken und in spezifischen Fällen sogar deutlich höher als der obige Wert liegen.<sup>326</sup>
- Andere Länder, insbesondere Benelux, haben aufgrund der küstennahen Standorte einen Preisvorteil.
- Wird Kohle aus anderen Regionen als Südafrika importiert, ändern sich die Überseefrachtkosten.
- Da Kohle und Überseefracht in Dollar fakturiert werden, die Binnenfrachten aber in DM, kann es in Abhängigkeit des Dollarkurses zu Verschiebungen kommen.<sup>327</sup>
- In der BRD ist der Einsatz von Steinkohle hinsichtlich der Entschwefelung höheren Umweltauflagen unterworfen. Bei der Verstromung muss daher mehr Energie ein-

<sup>325</sup> Vgl. § 2 Abs.3 Gesetz zur Neuordnung der Steinkohlesubventionen vom 17.12.1997. Der Preis für Drittlandskohle wird nach § 2 Abs.3 des fünften Verstromungsgesetzes vom Bundesamt für Wirtschaft ermittelt; vgl. Schiffer (1999) S. 225.

<sup>326</sup> Der angegebene Wert bezieht sich auf den Durchschnitt der Ziele Mannheim, Karlsruhe Dortmund.

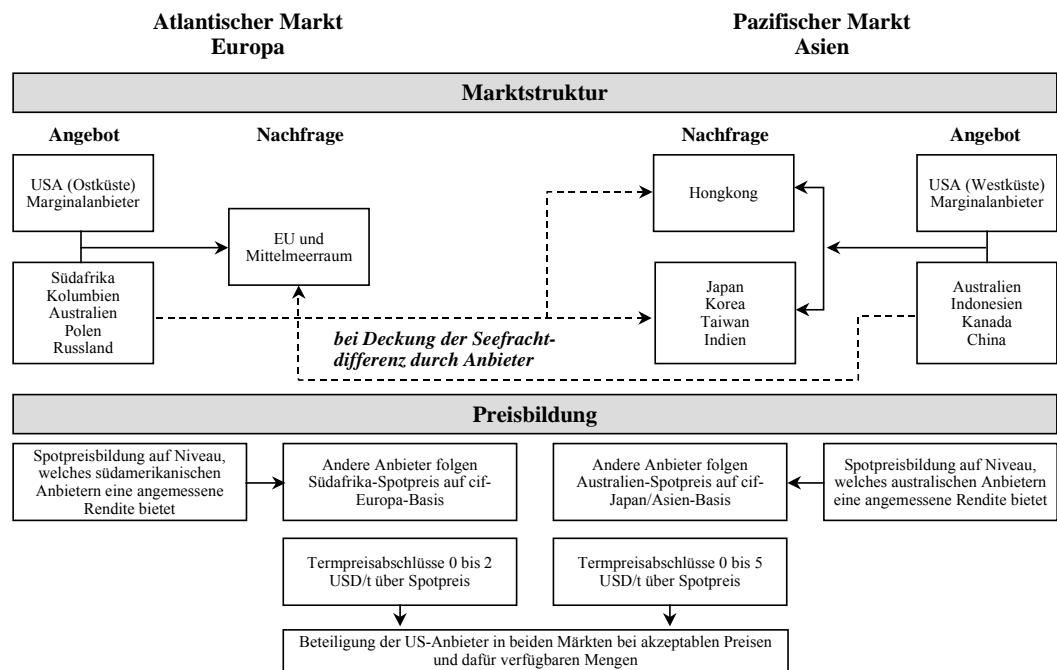
<sup>327</sup> Beispielsweise führt der Anstieg des US\$ um 22% vom Jahresmittel 1999 bis September 2000 auf Basis obiger Kostenstruktur zu einer 19% Steigerung des Kohlepreises.

gesetzt werden. Die Umrechnung in Pf/kWh kann daher in den anderen Kernländern, insbesondere Frankreich, zu günstigeren Ergebnissen führen.<sup>328</sup>

Die *Preisbildung* am Weltmarkt für Steinkohle ist durch eine intensive Konkurrenz und eine Vielzahl von Anbietern gekennzeichnet.

Es kann grob in den atlantischen Markt und den pazifischen Markt mit jeweils eigenständiger Preisbildung unterschieden werden. Für den atlantischen Markt sind als Anbieter vor allem Südafrika und mit Abstrichen die USA (Ostküste) relevant, der pazifische Markt wird v.a. durch Australien und die USA (Westküste) versorgt. Die USA als „Swing Supplier“ verhindern ein starkes preisliches „Auseinanderdriften“ der beiden Märkte, da sie nur bei ausreichend hohem Spotpreisniveau am Marktgeschehen in Europa teilhaben. Ansonsten konzentrieren sich US-Anbieter auf den pazifischen Markt.<sup>329</sup> BROADBENT illustriert die Preisbildung auf Kohlemärkten in Abbildung 29.

**Abbildung 29: Marktstruktur und Prinzip der Preisbildung auf Steinkohlemärkten**



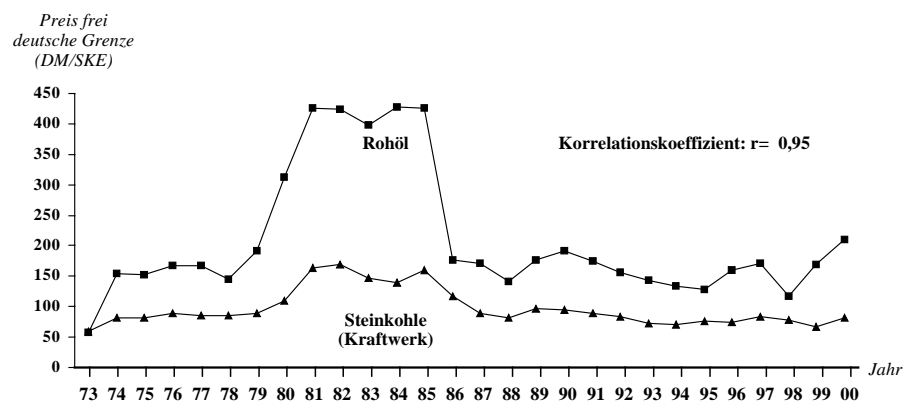
Quelle: Broadbent (1999) nach Schiffer (1999) S. 234.

Im internationalen Handel sind mittelfristige Verträge (Laufzeit 1-5 Jahre) mit jährlicher Preisanpassung und Spotmarktverträge (Laufzeit <1 Jahr) üblich. Durch die jährliche Preisanpassung in den mittelfristigen Verträgen haben Spotmarktpreise eine bedeutende

<sup>328</sup> Vgl. Auer (1998) S. 31. Der Autor beziffert den Unterschied auf 0,7 Pf/kWh.

Signalwirkung. Der Preistrend orientiert sich an den langfristigen Grenzkosten der Förderung, insbesondere der südafrikanischen Anbieter.<sup>330</sup> Dies folgt aus dem ökonomischen Kalkül, zunächst die günstigen Lagerstätten in Anspruch zu nehmen. Nach deren Erschöpfung muss auf Ressourcen zurückgegriffen werden, die geologisch ungünstiger liegen bzw. sich aufgrund ihrer geografischen Lage schlechter erschließen lassen. Dabei können Nachteile, die durch den Übergang auf ungünstigere Lagerstätten verbunden sind, durch Produktivitätsgewinne überkompensiert werden, was in der Vergangenheit der Fall war. Mittelfristig schwanken die Preise um die langfristigen Grenzkosten in Zyklen. Als ausschlaggebender Faktor für die zyklischen Schwankungen hat sich die Auslastung der existierenden Förderkapazitäten erwiesen. In der Vergangenheit galt als Faustregel, dass ein Anstieg der Auslastung über 80% zu steigenden Preisen führte.<sup>331</sup> Zu einem Anstieg der Auslastung kommt es typischerweise in Zeiten guter Konjunktur und hoher Ölpreise bedingt durch die Substitutionskonkurrenz zur Kohle. Die Korrelation der beiden Energieträger weist einen starken Zusammenhang aus, wie Abbildung 30 zeigt, wobei Öl im Vergleich zur Steinkohle die Vorreiterrolle in der Preisbildung hat, so dass der Steinkohlepreis dem Rohölpreis mit leichter Verspätung folgt. Für eine ausführliche Darstellung des Angebots- und Nachfrageverhaltens auf internationalen Steinkohlemärkten sei auf die Arbeiten von GRUB verwiesen.<sup>332</sup>

**Abbildung 30: Zusammenhang Kohle und Rohöl 1973-2000**



Quelle: Schiffer (1999) S. 271 und VDKI (2001) S. 187.

<sup>329</sup> Vgl. Schiffer (1999) S. 234.

<sup>330</sup> Vgl. Schiffer (1999) S. 226 und Pfaffenberger/Hensing/Ströbele (1998) S. 53.

<sup>331</sup> Vgl. Grub (1998) S. 2.

<sup>332</sup> Der Autor liefert jährlich eine Zusammenstellung der Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohleweltmarkt in der Zeitschrift für Energiewirtschaft; vgl. z.B. Grub (1998).

Die Frachtraten für Überseetransporte schwanken in einem hoch kompetitiven<sup>333</sup> Markt stark mit der nachgefragten Menge, der vorhandenen Kapazität und dem Ölpreis, da Heizöl für den Antrieb der Schiffe benötigt wird. Charakteristisch ist eine zeitverzögerte Anpassung der Kapazität bedingt durch die lange Bauzeit der Schiffe, welche zu starken zyklischen Preisschwankungen führt. Die Verschiffung erfolgt zu aktuellen Marktpreisen, langfristige Verträge zu festen Preisen sind in der Branche unüblich.<sup>334</sup> Gleiches gilt für die Binnenfrachten, wenn auch in geringerem Ausmaß.<sup>335</sup> Haupteinflussfaktoren sind hier die Pegelstände des Rheins.<sup>336</sup> Da sowohl die Steinkohle als auch Übersee-frachten in US\$ fakturiert werden, besteht zudem eine starke Abhängigkeit der Kosten zum Wechselkurs des US\$ zur DM.

Bei den Bestimmungsfaktoren der Steinkohlekosten handelt es sich hauptsächlich um Preise für Leistungen, die auf Märkten bestimmt werden. Die Kosten sind daher sowohl der beobachtungsorientierten Analyse als auch einer Modellierung zugänglich („Satellitenmodell“). Gegenstand einer Analyse sind in beiden Fällen die Marktpreise der Kohle, die Übersee-frachten und die Binnenfrachten. Als Indikatoren für die *beobachtungsorientierte Analyse* kommen die Referenzpreise auf internationalen Spot- und Terminmärkten für Kohle sowie Übersee- und Binnenfrachtraten in Betracht.<sup>337</sup> Zudem ist der Wechselkurs des US\$ zu beachten. Die Kosten folgen den Preisen auf Märkten aufgrund der langfristigen Lieferverträge mit einer Verzögerung von 5-6 Monaten,<sup>338</sup> wobei es Abweichungen in Abhängigkeit von der vorhandenen inländischen Lagermenge gibt. Komplex gestaltet sich die Prognose des Steinkohlepreises im Rahmen eines *Satellitenmodells*. Eine vollständige Katalogisierung aller Elemente eines solchen Modells ist daher nicht möglich, so dass kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben werden kann und nur die wichtigsten Indikatoren genannt werden. Zu berücksichtigen sind die

---

<sup>333</sup> Ein Zeichen für den Reifegrad des Marktes ist der zunehmende Handel mit Frachtderivaten; vgl. <http://www.ssy-online.com> als Beispiel eines Terminmarktes.

<sup>334</sup> Vgl. Pfaffenberger/Hensing/Ströbele (1998) S. 53.

<sup>335</sup> Dies gilt nicht für den Binnentransport auf der Schiene, da dieser Markt noch durch das Monopol der Bundesbahn geprägt wird. Die Preisfindung orientiert sich hier an den Kosten der Bahn.

<sup>336</sup> Vgl. Braess/Karasz/Chevalier (2000) S. 18.

<sup>337</sup> Beispielsweise Nymex oder der OTC-Markt Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen (ARA).

<sup>338</sup> Annahme: Verhältnis Spotmarkt zu Lieferverträgen bei Steinkohle 20:80 bei jährlicher Preisanpassung. Damit ergibt sich mathematisch eine mittlere Laufzeit bis Preisanpassung von 4,8 Monaten. Berücksichtigt man zusätzlich die Transportdauer (ca. 1 Monat), ergibt sich Kosteneinfluss nach ca. 5-6 Monaten für die Betreiber der Kraftwerke.

langfristigen Grenzkosten und die aktuelle Kapazitätsauslastung. Auf der Angebotsseite sind die Durchschnittskosten insbesondere südafrikanischer Produzenten relevant, ggf. abgeschätzt über bestehende und in der Entstehung befindlicher Förderkapazitäten, der Produktivität (z.B. t/Arbeiter) und dem Heizwert der Kohle. Auf der Nachfrageseite kommen geeignete Konjunkturindikatoren, z.B. das Bruttoinlandsprodukt, in Betracht. Eine alternative und einfachere Modellierung wäre über den Ölpreis möglich, da dieser in der Vergangenheit eine Vorreiterrolle für die Steinkohle im weltweiten Energiemarkt spielte.<sup>339</sup>

Zur Modellierung der Überseefrachtkosten können analog die Kapazität und die Nachfrage für Containertransporte sowie der Ölpreis herangezogen werden. Im Binnenbereich sind vor allem die aktuellen und erwarteten Pegelstände des Rheins maßgeblich. Tabelle 21 zeigt den Informationsbedarf zur Bestimmung der Steinkohlekosten.

**Tabelle 21: Informationsbedarf zur Bestimmung der Energieträgerkosten von Steinkohle (Auswahl)**

Bestimmungsfaktoren	Messbare Indikatoren für ...	
	Beobachtungsorientierte Analyse	Satellitenmodell
Importkohle	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Preisentwicklung Steinkohle auf internationalen Märkten (Atlantischer und pazifischer Markt)</li> <li>▪ Lagermenge Steinkohle in Europa</li> <li>▪ US\$</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ US\$</li> <li>▪ Rohölpreis, oder:</li> <li>▪ Geplante und realisierte Veränderungen der Förderkapazität (insbesondere Südafrika)</li> <li>▪ Produktivität des Kohleabbaus exportierender Länder (z.B. in t/ Arbeiter), insbesondere Südafrika</li> <li>▪ Nachfrage nach Kraftwerkskohle, ggf. über Konjunkturindikatoren</li> <li>▪ Lagermenge Steinkohle in Europa</li> </ul>
Übersee-transport	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Frachtraten für nordwesteuropäische Häfen (insbesondere ab Südafrika)</li> <li>▪ US\$</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kapazitätswachstum Containerschiffe</li> <li>▪ Transportnachfrage, ggf. über Konjunkturindikatoren</li> <li>▪ Ölpreis</li> <li>▪ US\$</li> </ul>
Binnentransport	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Innerdeutsche Frachtraten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Prognose der Pegelstände des Rheins</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>339</sup> Allerdings ist nicht gewährleistet, dass diese Vorreiterrolle angesichts des immer intensiveren Steinkohlehandels auch in Zukunft besteht.

Letztlich lässt sich eine Vielzahl weiterer Faktoren benennen. Obige Tabelle ist daher nur als Auswahl möglicher Indikatoren zu verstehen.

### ***Erdgas***

Erdgas hat einen Anteil von ca. 10 % an der deutschen wie auch an der europäischen Bruttostromerzeugung, wobei ein weiterer Anstieg zu erwarten ist.<sup>340</sup> Die Marktstruktur wird von wenigen mächtigen, teilweise staatlichen Produzenten im Wesentlichen aus Russland, Norwegen, Dänemark und Niederlande gekennzeichnet. Ferngasgesellschaften beziehen direkt von in- und ausländischen Produzenten und geben es an Orts- bzw. Regionalversorger oder Großkunden der Industrie ab. Die Orts- und Regionalversorger bedienen den Massenmarkt.

Die *Kostenstruktur* des Gasbezugs stellt sich gemäß Tabelle 22 dar. Der Kostenblock „Verteilung“ ist jedoch für die meisten Kraftwerksbetreiber nicht relevant, da sie direkt über die Ferngasgesellschaften versorgt werden.<sup>341</sup>

**Tabelle 22: Kostenstruktur Erdgas**

<b>Kostenelemente</b>	<b>Pf/kWh</b>	<b>%</b>
Erdgas (Produktions-, Importstufe)	2,50	42%
Fertransport (Ferngasgesellschaften)	1,40	23%
Verteilung (Orts- und Regionalversorger)	1,75 (nicht relevant)	29%
Steuer	0,36	6%
<b>Summe</b>	<b>6,01</b>	<b>100%</b>

*Quelle: Angaben der Marktteilnehmer, RWI über TAM online vom 12.09.2000, eigene Berechnungen.*

Im Gegensatz zur Steinkohle und Öl wird Erdgas infolge des aufwendigen Transports nicht weltweit gehandelt.<sup>342</sup> In Deutschland bestand kein direkter Gas-zu-Gas-Wettbewerb zwischen den 700 Gasversorgungsunternehmen. Die Liefergebiete der Anbieter waren durch Demarkationsverträge abgegrenzt. Auf der Stufe der Ferngasge-

<sup>340</sup> So hat sich im Bereich der öffentlichen Stromversorgung dieser Anteil zwischen 1995 und 1999 von 5% auf 7%, vgl. VDEW(2000) S. 79. Vom Leistungszugang aller im Bau befindlichen Neu- und Erweiterungsbauten zwischen 2000 und 2003 gehen 36% auf Gaskraftwerke zurück; vgl. ebenda S. 78.

<sup>341</sup> Lediglich einige Kraftwerke für die industrielle Eigenerzeugung werden noch durch die Orts- und Regionalversorger bedient; vgl. Schiffer (1999) S. 148.

sellschaften war zumindest durch Neuerschließungen teilweise ein Gas-zu-Gas Wettbewerb möglich, da die deutsche Gesetzgebung den freien Erdgasimport und Leitungsbau ermöglicht.<sup>343</sup> Hingegen kam es zu starkem Substitutionswettbewerb mit leichtem Heizöl auf dem Wärmemarkt und Kohle auf dem Kraftwerkmarkt. Die *Preisbildung* erfolgt nach der Philosophie des anlegbaren Preises. Durch den insgesamt geringen Gas-zu-Gas-Wettbewerb bestand die Möglichkeit seitens der Anbieter die jeweils maximale Zahlungsbereitschaft der spezifischen Verbraucherklassen durch eine differenzierte Preisgestaltung abzuschöpfen.<sup>344</sup> Die Berechnung des Gaspreises auf Basis der Zahlungsbereitschaft einer Verbraucherklasse orientiert sich daher am Preis des Substitutionsprodukts unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades und der verbrauchsspezifischen Verwendungsvor- und -nachteile.<sup>345</sup> Anlegbarkeitsberechnungen werden auf allen Endverbrauchermärkten und auf allen Stufen der Gasversorgung durchgeführt. Auf dem für die Stromerzeugung relevanten Kraftwerkmarkt dürfte die Anlegbarkeit niedriger ausfallen als im Haushalts- und Kleinverbrauchermarkt.<sup>346</sup> Aufgrund des hohen Investitionsvolumens in Transportleitungen werden Verträge mit den Erdgasproduzenten überwiegend in Zeiträumen von etwa 20-25 Jahren abgeschlossen. Manche Lieferverträge mit großen europäischen Erdgasproduzenten und deutschen Ferngasgesellschaften laufen bis 2030. Entsprechend war bei Abschluss dieser Verträge eine Vereinbarung über den Preisverlauf während der Vertragslaufzeit zu treffen. Das Ergebnis war die Heizölbindung mit der das Prinzip des anlegbaren Preises auf die Produzenten fortgeschrieben wurde.<sup>347</sup> Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Ferngasgesellschaften versuchen heizölbedingte Preisschwankungen an die Kraftwerke weiterzugeben, andererseits aber auch die Substitutionskonkurrenz zur Steinkohle berücksichtigen müssen. Entsprechend

---

<sup>342</sup> Vgl. Schiffer (1999) S. 246.

<sup>343</sup> Diese Möglichkeiten wurden insbesondere durch die Wingas genutzt, die seit ihrem Markteintritt 1993 für Wettbewerb auf der Ferngasstufe sorgt. Sie hat zusammen mit ihrem russischen Partner Gazprom in verschiedenen Regionen ein eigenes Netz aufgebaut. Hatten Kunden Anschluss an das Netz der Wingas, konnten sie bereits unter alternativen Angeboten wählen..

<sup>344</sup> Vgl. Braess/Karasz/Schumacher (2000) S. 16.

<sup>345</sup> Vgl. Schulz (1996) S. 238.

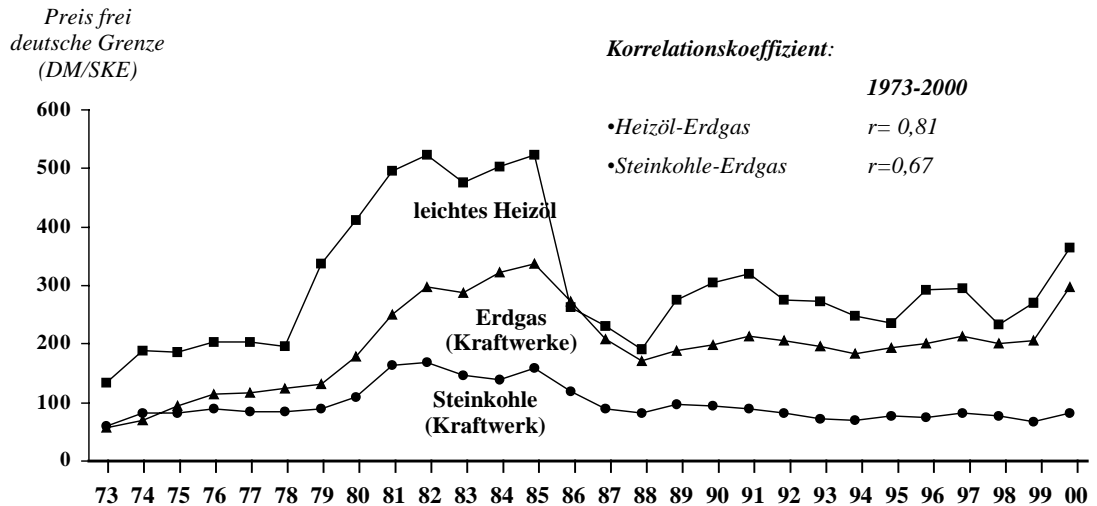
<sup>346</sup> Vgl. Schulz (1996) S. 239.

<sup>347</sup> Vgl. Schiffer (1999) S.140



folgt der Gaspreis dem Preis für Heizöl ohne sich zu weit vom Steinkohlepreis zu entfernen.<sup>348</sup> Abbildung 31 illustriert diesen Sachverhalt.

**Abbildung 31: Preisentwicklung Rohöl, Erdgas und Kraftwerkskohle 1973-2000**



Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft e.V. nach Schiffer (1999) S. 271 und VDKI (2001).

Die Gaskosten werden von den Preisen auf den verschiedenen Stufen der Gaslieferung determiniert. Gegenstand einer *beobachtungsorientierten Analyse* können daher die Importpreise für Gas, die Transportgebühren und die Verbrauchssteuern sein. Netzgebühren auf der Verteilungsebene sind wie zuvor dargestellt für einen Kraftwerksbetreiber nicht relevant.

Auch eine *modellorientierte Analyse* der Preisbildung ist möglich. Unter der Annahme, dass Anbieter weiterhin eine Preisdifferenzierung am Kraftwerkmarkt durchsetzen werden und die Substitutionskonkurrenz zur Steinkohle eine Preisbindung aufrecht erhält, kann der Preis des Heizöls und der Steinkohle zur Prognose des Gaspreises zugrunde gelegt werden. Dies erfordert neben aktuellen Marktpreisen für Steinkohle eine detaillierte Kenntnis der Bindungsklauseln in den Gaslieferverträgen der einzelnen Betreiber. Aufgrund der üblichen Anpassungen in den Verträgen reagiert der Gaspreis auf Veränderungen bei Kohle mit einer Verzögerung von ca. 1,5 bis 2 Monaten.<sup>349</sup> Infolge der Liberalisierung des Gasmarktes können sich jedoch Veränderungen ergeben.

<sup>348</sup> Verträge der Gaswirtschaft mit Großabnehmern der Industrie sehen bei einer Gesamtlaufzeit von 5-10 Jahren eine Preisanpassung im viertel- oder halbjährlichen Rhythmus; vgl. Schiffer (1996) S. 248.

<sup>349</sup> Annahme: Anteil langfristige Lieferverträge 80% und Anpassung viertel- bis halbjährlich. Mathematisch ergibt sich daher eine mittlere Restlaufzeit bis Anpassung von 1,5-2,4 Monaten.

Die am 29. April 1998 in Kraft getretene Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes beendet die Zulässigkeit von Demarkationsabsprachen sowie exklusiven Wegerechten in den Konzessionsverträgen. Die Detailregelung für den Zugang zum Netz wurde analog der Stromwirtschaft von der Gaswirtschaft im Rahmen einer Verbändevereinbarung ausgearbeitet. Diese beinhaltet Regeln, nach denen Dritte zu diskriminierungsfreien, objektiven und transparenten Kriterien Netzzugang erhalten sollen. Ob dies zu einer Loslösung von der Heizölbindung führt, ist derzeit noch offen. Gegen eine Loslösung von der Gaspreisbindung spricht die Oligopolsituation auf der Angebotsseite.<sup>350</sup> Als Argument für eine Loslösung wird vor allem der Eintritt neuer Marktteilnehmer, die mit alternativen Preisbindungsangeboten Kunden gewinnen wollen, angeführt.<sup>351</sup> Für den Analysten gilt es daher, vorerst den Liberalisierungsfortschritt und den preislichen Zusammenhang zwischen Gaspreisen und seinen Substitutionsprodukten zu beobachten. Sollten Kohle- bzw. Heizöl- und Gaspreis auseinanderlaufen, so müsste das Modell der Preisdifferenzierung durch ein anderes adäquates Modell ersetzt werden.

Auf Seite der Netznutzungsgebühren muss die Modellierung die nationale Vorgehensweise bei der Regulierung der Netze berücksichtigen. In Deutschland schreibt die Verbändevereinbarung vor, dass sich die Netzzugangsentgelte unter Berücksichtigung sachlich gerechtfertigter Besonderheiten am internationalen Vergleichsmarkt messen lassen müssen.<sup>352</sup> Internationale Netzgebühren sind daher der Parameter eines Modells für die Prognose der Netzgebühren. Der Informationsbedarf kann wie folgt beschrieben werden:

**Tabelle 23: Informationsbedarf zur Bestimmung der Energieträgerkosten von Gas**

Bestimmungsfaktoren	Messbare Indikatoren für ...	
	Beobachtungsorientierte Analyse	Satellitenmodell
Produzentenpreis	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gaspreise für Kraftwerksbetreiber</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Preis für Kraftwerkskohle und Heizöl</li> <li>▪ Preisbindungsklauseln der Kraftwerksbetreiber</li> <li>▪ Liberalisierungsfortschritt <i>Gas</i></li> </ul>
Ferntransport	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Durchleitungsentgelte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Internationale Netzentgelte</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

<sup>350</sup> Dies die Meinung des RWI (Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung); vgl. die Pressemeldung von TAM-Online von 12.09.2000.

<sup>351</sup> Vgl. Braess/Karasz/Chevalier (2000) S. 17.

<sup>352</sup> Vgl. Binde (2000) S. 9.

### ***Kernbrennstoff***

Strom aus Atomkraftwerken stellt den größten Anteil der deutschen und europäischen Stromerzeugung dar. Der benötigte Energieträger ist Kernbrennstoff, d.h., spaltbares Material, welches in kontrollierter Kernspaltung über Wärmeenergie in Elektrizität umgewandelt wird. Als Kernbrennstoff kommt v.a. Uran in stark angereicherter Form in Betracht. Die Kosten für die Kernbrennstoffe setzen sich aus Natururan, der Konversion, Anreicherung, Brennelementfertigung und der Entsorgung abgebrannter Brennelemente zusammen.<sup>353</sup> Bei der Entsorgung hat man die Wahl zwischen der Wiederaufbereitung (WA) und direkter Endlagerung (DE). Die WA verpflichtet den Betreiber, abgebranntes Uran in separaten Wiederaufarbeitungsanlagen zu MOX-Brennelementen (Plutonium-Uran Mischoxid) zu rezyklieren.<sup>354</sup> Der Wiederaufbereitungsprozess erstreckt sich über einen Zeitraum von 15-20 Jahren.<sup>355</sup> Seit 1994 wird die DE als zweiter Entsorgungsweg zugelassen. Hierzu müssen Brennelemente etwa fünf Jahre in den kraftwerksinternen Lagerbecken abklingen und werden dann in einem Transport- und Lagerbehälter in ein externes Zwischenlager gebracht. Dort müssen sie weitere drei bis vier Jahrzehnte abkühlen, ehe sie in das Endlager gebracht werden können. Die derzeit gültigen Verträge mit WA-Betreibern sollen nicht verlängert werden, so dass in Deutschland künftig die DE die einzige Entsorgungsform sein wird.

Die Kosten des Kernbrennstoffs werden typischerweise als Brennstoffkreislaufkosten berechnet.<sup>356</sup> Gegenüber den Kosten fossiler Brennstoffe weisen Brennstoffkreislaufkosten deutlich mehr Parameter auf und der Kostenanfall ist über mehrere Jahrzehnte verteilt, so dass Zins- und Eskalationseffekte einen erheblichen Einfluss haben. Tabelle 24 zeigt auf Basis der Daten von 1999 die *Struktur der Brennstoffkreislaufkosten* für einen Druckwasserreaktor.<sup>357</sup> Die Kostenstruktur zeigt zum einen den Kostennachteil

---

<sup>353</sup> Zu einer detaillierten Darstellung der einzelnen Schritte vgl. Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 94-96.

<sup>354</sup> Bis 1994 war die Wiederaufbereitung in Deutschland per Gesetz vorgeschrieben; vgl. im Detail Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 98.

<sup>355</sup> Inkl. Abklingzeit im Brennelementbecken; vgl. Dannert/Peehs (1996) S. 20.

<sup>356</sup> Ein gebräuchliches Verfahren ist die Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten auf Basis der gesamten angefallenen Kosten während der Lebensdauer des Kernkraftwerkes zu den heutigen Barwerten; vgl. Schrickler/Hertweck (1999) S. 33-34.

<sup>357</sup> Rahmenbedingungen: Anreicherung 3,8%  $U_{235}$ ; mittlerer Entladebrand 47 MWD/kg U, Gleichgewichtszustand des Reaktors.

der WA gegenüber der DE und zum anderen die Dominanz der Entsorgungskosten von ca. 70% im Falle der WA bzw. 60% bei DE.

**Tabelle 24: Struktur der Brennstoffkreislaufkosten am Beispiel eines deutschen 1300 MW Druckwasserreaktors im Jahre 1999**

Kostenelemente	DM/kWh	%
Natururan und Konversion	0,18	9%
Anreicherung	0,23	11%
Uran-Brennelement-Herstellung	0,22	11%
Entsorgung (DE)	1,18	59%
Mehraufwand für die MOX Brennelement-Herstellung (WA)	0,20	10%
<b>Summe</b>	<b>2,01</b>	<b>100%</b>

Quelle: Schrickler/Hartweg (1999) S. 32.

Die Uranvorräte sind weltweit breit gestreut und die *Preisbildung* folgt den Marktmechanismen von Angebot und Nachfrage. Bei Natururan wird zwischen Lieferungen auf Basis von langfristigen Verträgen und einem Spotmarkt unterschieden, wobei Überschussmengen auf dem Spotmarkt abgesetzt werden. Spotlieferungen haben aufgrund politischer Restriktionen nur einen geringen Anteil.<sup>358</sup> Spotmarktpreisschwankungen bei Natururan sollten mit einem Verzug von ca. 7-13 Monaten in die Kosten des Energieträgers eingehen.<sup>359</sup> Die Anreicherung und Brennelementfertigung erfordern erhebliches technisches Know-how. Der Markt kann als Oligopol mit hoher Wettbewerbsintensität beschrieben werden, was dazu führt, dass Angebot und Nachfrage durchaus zu Preisschwankungen führen können.<sup>360</sup>

Der Markt für WA ist durch ein Duopol eines französischen und eines britischen Anbieters gekennzeichnet, mit denen langfristige Verträge geschlossen wurden. Durch den Kostennachteil der WA in Verbindung mit dem Auslaufen der Verträge soll künftig ganz auf die WA verzichtet werden. Die Preisbildung bzw. Kostenverrechnung ist sehr intransparent. Die DE wird als nationale Angelegenheit verstanden. Deshalb existiert keine Marktpreisbildung, sondern die Kosten sind abhängig von politischen Entschei-

<sup>358</sup> Jede Uranlieferung in Europa muss der Behörde Euratom vorgelegt werden; vgl. Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 98.

<sup>359</sup> Annahme: Preisanpassung in langfristigen Verträgen ca. 1-2 Jahre, Verhältnis Spotmarkt zu langfristigen Verträgen 10:90. Daraus ergibt sich eine mittlere Laufzeit bis zur Preisanpassung von 6-12 Monaten. Desweiteren wird ein Monat für Transport und Brennelementfertigung zugrunde gelegt.

dungen. Die Finanzierung erfolgt durch den Bund und die Erzeuger. Als kostentreibende Parameter gelten Art und Ort der Endlagerung sowie die Finanzierung langfristig anfallender Entsorgungskosten. Das in Deutschland praktizierte Modell, Rückstellungen nach eigenem Ermessen zu bilden, ermöglicht den Firmen hohe Liquiditätsreserven aufzubauen. Große Kernkraftwerksbetreiber haben inzwischen Rückstellungen in Höhe von ca. 50 Mrd. DM gebildet. Die Konzerne selbst werden dadurch nicht belastet, denn die Rückstellungen wurden vor der Liberalisierung auf die Strompreise aufgeschlagen. Durch die Aufsichtsbehörden wurden diese Strompreise genehmigt. Zuweilen kommt diese Rückstellungen in die öffentliche Kritik, da sie den Unternehmen erhebliche steuerfreie Liquidität ermöglicht, die sie für andere Zwecke einsetzen können.

Als Zwischenfazit kann festgehalten werden, dass die Bestimmungsfaktoren der Kosten für den Energieträger Kernbrennstoff auf den einzelnen Stufen des Brennstoffkreislaufs liegen. Lediglich auf der Stufe der Förderung und der Anreicherung bzw. Brennelementfertigung kommen Marktmechanismen zum Zuge und diese Stufen haben einen geringen Anteil an den gesamten Brennstoffkosten.

Eine Analyse der Energieträgerkosten kann durch Analyse der Kosten und Preise auf den Stufen des Brennstoffkreislaufs erfolgen. Im Rahmen der *beobachtungsorientierten Analyse* gilt der Fokus der Entwicklung einzelner Kostenelemente. Dies beinhaltet die Preisentwicklung für Natururan und für angereicherte Brennelemente sowie der Kostenentwicklung für die Entsorgungsseite.<sup>361</sup> Letztere wird jedoch grob nur den Kraftwerksbetreibern bekannt sein und kann in Abhängigkeit der Entscheidung der Bundesregierung über Ort und Art des Endlagers schwanken. Ferner müssen, wie bereits zuvor erwähnt, aufgrund der Dauer der Entsorgungsprozedur Zins- und Eskalationseffekte berücksichtigt werden.

Eine Modellierung des Preisbildungsverhalten auf den einzelnen Stufen im Rahmen einzelner *Satellitenmodelle* erscheint angesichts des geringen Kostenanteils der anderen Bereiche nur für die Entsorgungsseite sinnvoll.<sup>362</sup> Im Wesentlichen können zwei An-

---

<sup>360</sup> Vgl. Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1998) S. 94.

<sup>361</sup> Hier existieren keine Marktpreise, sondern lediglich die fakturierten Preise der Brennelementhersteller.

<sup>362</sup> Der Bereich Natururan folgt Marktmechanismen mit vergleichbaren Bestimmungsfaktoren wie die Steinkohle, dies soll aber hier nicht näher detailliert werden.

satzpunkte genannt werden, die eine Einschätzung der Entwicklung der Entsorgungskosten ermöglichen.

- Der erste Ansatz besteht in der *Vermeidung von Entsorgungskosten* durch längere Nutzung der Brennelemente. Entscheidend ist, inwieweit es seitens der Brennelementhersteller gelingt, den maximalen Abbrand durch Anreicherung zu erhöhen.<sup>363</sup>
- Der zweite Ansatz umfasst *politische Maßnahmen*, die Einfluss auf die Entsorgungskosten haben. Hier ist eine Vielzahl von Möglichkeiten denkbar. Zu nennen ist eine Änderung der Finanzierungspraxis von Entsorgungskosten, die z.B. im Falle einer Auflösung von Rückstellungen zu erheblichen steuerlichen Aufwendungen führt, oder eine Änderung bei der Kostenverteilung zwischen staatlichen Institutionen und den Betreibern.<sup>364</sup> Allerdings erfordern derartige Maßnahmen meist ein formelles Gesetzgebungsverfahren, so dass sich die kostentreibende Wirkung für die Stromerzeuger erst nach ca. 1-2 Jahren einstellen sollte.

**Tabelle 25:** *Informationsbedarf zur Bestimmung der Energieträgerkosten von Uran*

Bestimmungsfaktoren	Messbare Indikatoren für ...	
	Beobachtungsorientierte Analyse	Satellitenmodell
Natururan und Konversion	▪ Spotmarktpreise Natururan	<i>Keine Modellierung sinnvoll</i>
Anreicherung und Brennelementfertigung	▪ Aktuelle Liefervertragskonditionen für Brennelemente	<i>Keine Modellierung sinnvoll</i>
Entsorgung	▪ Veränderung der Entsorgungskosten (finanzmathematische Berechnung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fortschritte in der Entsorgungsvermeidung (max. Abbrandrate)</li> <li>▪ Politische Maßnahmen mit Auswirkungen auf die Entsorgungskosten (z.B. Finanzierungskonzept der Entsorgung)</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

### ***Erneuerbare Energien***

Unter erneuerbaren oder regenerativen Energien werden im Wesentlichen die Solarstrahlung, Wasser- und Windkraft sowie Biomasse zusammengefasst. Die nachfolgende

<sup>363</sup> Es konnte eine kontinuierliche Steigerung des maximalen Abbrands erreicht werden. Seit 1982 beträgt die Steigerung bei Druckwasserreaktoren ca. 50%, bei Siedewasserreaktoren ca. 70%; vgl. Schrickler/Hertweck (1999) S. 35.

<sup>364</sup> Zu denken wäre beispielsweise an eine Beteiligung der Unternehmen an den Kosten für Polizeieinsätze während der Castor-Transporte zu Zwischen-, Endlager- oder WA-Standorten.

Tabelle zeigt Energiequellen, deren Umwandlungssysteme zu Strom sowie den Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland und den Kernmärkten.

**Tabelle 26: Umwandlungssysteme für Strom auf Basis erneuerbarer Energie**

Energiequelle	Umwandlung	Deutschland	inkl. Kernmärkte
Solarstrahlung	Photovoltaikanlage, Solarthermisches Kraftwerk	0,001%	0,533%
Wasserkraft	Wasserkraftwerk	3,6%	13,5%
Windkraft	Windenergiekonverter	0,9%	0,5%
Biomasse	(Heiz-)Kraftwerk	0,3%	vernachlässigbar

Quelle: Eigene Berechnungen, Eurprog (1999); Schiffer (1999) S. 205, VDEW (1999) S. 23.

Die Nutzung regenerativer Energien weist die Besonderheit fast kostenloser, aber von natürlichen Faktoren abhängiger Verfügbarkeit (Sonne, Wind, usw.) auf. Daher finden sich Kraftwerke auf Basis regenerativer Energien immer am Anfang der kurzfristigen Merit-order. Aufgrund ihres geringen Vorkommens stellen sie zwar nie das Grenzkraftwerk,<sup>365</sup> verdrängen aber in Abhängigkeit ihrer Verfügbarkeit andere Kraftwerke in der Einsatzfolge nach hinten. Einen Einfluss auf den Preis ergibt sich nicht über die variablen Kosten, sondern er entfaltet sich über die Verfügbarkeit. Letzteres ist damit Gegenstand der Analysen zum Kraftwerkseinsatz in GP 3.2.2.1.1.3. Bei hoher Verfügbarkeit wirken regenerative Energien Preis dämpfend, bei geringer Verfügbarkeit hingegen Preis steigernd. Eine Ausnahme bilden so genannte Pumpspeicherkraftwerke. Hier wird durch einen Pumpvorgang Energie „gespeichert“, die im Bedarfsfall in Strom umgewandelt werden kann. Für den Pumpvorgang wird Energie aufgewendet, deren Menge höher liegt als die im Bedarfsfall erzeugte Strommenge.<sup>366</sup> Somit fallen bei Pumpspeicherkraftwerken im Gegensatz zu den verbreiteten Laufwasserkraftwerken variable Kosten an. Bewertet man den Energieaufwand zu den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten, so ist von variablen Kosten von ca. 7 Pf/kWh auszugehen.<sup>367</sup> Aufgrund der hohen variablen Kosten sind Pumpspeicherkraftwerke im Gegensatz zu

<sup>365</sup> Dies wäre erst bei der unrealistischen Annahme einer kompletten Leistungsabdeckung durch regenerative Energien denkbar.

<sup>366</sup> Beispielsweise mussten 1998 in Deutschland zur Erzeugung von 3,8 GWh Strom aus Pumpspeicherkraftwerken 5,1 GWh aufgewendet werden; vgl. VDEW (1999) S. 20 und S. 80.

<sup>367</sup> Berechnet auf Basis des Stromverbrauchs für Pumparbeit in 1998 nach VDEW (1999) S. 24 zu durchschnittlichen Brennstoffkosten aller nicht-regenerativen Energieträger.

Laufwasserkraftwerken am Ende der Kraftwerkseinsatzfolge zu finden und kommen nur bei absoluten Bedarfsspitzen zum Einsatz.

Nicht grenzkostenrelevant sind in diesem Zusammenhang, die Kosten aus der Förderung regenerativer Energien im Rahmen des Stromeinspeisungsgesetzes von 1998 (StrEG). Danach wird den Betreibern einer Anlage auf Basis regenerativer Energien das Einspeisen von Strom mit einer bestimmten Mindestvergütung seitens der Versorger bezahlt. Maßgeblich für die Ermittlung der Mindestvergütung für erneuerbare Energien ist der Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher. Dabei kommt, je nach Einsatzenergie und Größe der Anlage, ein Prozentsatz von 65%, 80% bzw. 90% des Durchschnittserlöses zur Geltung. Die so ermittelten Preise liegen weit über den normalen Großhandelspreisen. Die Mehrkosten sind nicht grenzkostenrelevant, da diese durch die Energieversorger nicht beeinflussbar sind.<sup>368</sup> Langfristig grenzkostenrelevant ist allerdings die Höhe der Mindestvergütung, da sie die Investitions- und Stilllegungsentscheidungen der Betreiber von Kraftwerken auf Basis regenerativer Energieträger beeinflussen, was wiederum einen Einfluss auf die langfristige Merit order hat. Dies ist ebenfalls Thema der Analysen des Kraftwerkseinsatzes in GP 3.2.2.1.1.3.

Ein zusätzlicher Informationsbedarf für die variablen Kosten besteht daher nicht.

### ***Technische Effizienz***

Die technische Effizienz wird typischerweise durch den Wirkungsgrad beschrieben, mit dem ein Energieträger in Elektrizität umgewandelt werden kann. Er kann zu den Energieträgerkosten gezählt werden, sofern die Kosten in Pf/kWh angegeben werden, da er diese Größe über den Verbrauch beeinflusst. Der Wirkungsgrad ist kraftwerksspezifisch und liegt gemäß statistischer Konvention zwischen 34 % für Kernkraftwerke und 60% für Gaskraftwerke auf GuD-Basis, kann allerdings im Einzelfall von diesen Werten abweichen.<sup>369</sup> Tabelle 27 zeigt die Entwicklung des Wirkungsgrades nach Kraftwerksarten. Deutlich wird ein kontinuierlicher Anstieg, was insbesondere auf den Einsatz hochtemperaturfester Werkstoffe zurückgeführt wird.<sup>370</sup>

---

<sup>368</sup> Es ist anzunehmen, dass sie die Kosten daher im Einzelhandel bzw. im Geschäft mit den Endverbrauchern weitergegeben werden.

<sup>369</sup> Vgl. Hoster (1996) S. 49.

<sup>370</sup> Vgl. ebenda



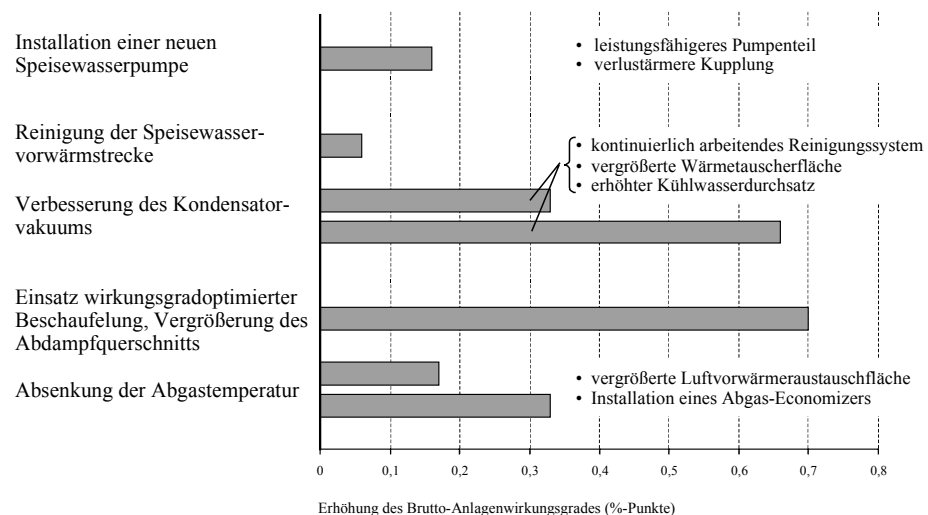
**Tabelle 27: Entwicklung des Wirkungsgrades (in %) nach Kraftwerksarten, 1995-2020**

	1995	2000	2020
Kernkraft	34,0	36,0	36
Steinkohle (GuD)	45,8	45,8	51,0
Braunkohle	41,5	43,0	47,5
Gas GuD	57,5	60,0	63,0
Gas Turbine	38,0	38,5	40,4

Quelle: Hoster (1999) S. 49 (Anmerkung: Die Schätzung basieren auf Angaben der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Berechnungen des Autors).

Generell nimmt der Wirkungsgrad eines Kraftwerkes mit fortschreitender Lebensdauer sukzessive ab. Der Grad des Verfalls ist abhängig von der Fahrweise und der Wartungsintensität, z.B. gemessen in Wartungsaufwendungen in DM pro installierter Leistung in MW. So wird der Wirkungsgrad rasch abnehmen, wenn ein Kraftwerk nur Abdeckung von Spitzenlast mit vielen „Kaltstarts“ eingesetzt werden, umgekehrt wirkt sich eine hohe Wartungsintensität positiv aus. Darüber hinaus kann durch Modernisierungsmaßnahmen der Wirkungsgrad wieder gesteigert werden. Diese hiervon verursachten Schwankungen bewegen sich im Normalfall zwischen 0,1-1,0% des Bruttowirkungsgrades der Anlage.<sup>371</sup> Abbildung 32 zeigt typische Maßnahmen und ihre Wirkung am Beispiel fossilbefuerter Dampfkraftwerke.

**Abbildung 32: Beispielhafte Maßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung bei fossilbefeuerten Dampfkraftwerken und ihre typischen Auswirkungen**



Quelle: Vittig (2000) S. 19.

Der Informationsbedarf eines Analytikers erstreckt sich bei beobachtungsorientierter Analyse auf die Kenntnis des Wirkungsgrades der verschiedenen Kraftwerke. Alternativ besteht bei Nicht-Verfügbarkeit auch die Möglichkeit, diesen über eine modellorientierte Analyse der Wartungsintensität, Modernisierungsmaßnahmen und der Kraftwerksart abzuschätzen.

**Tabelle 28:** Informationsbedarf zur Bestimmung der technischen Effizienz

Bestimmungsfaktoren	Messbare Indikatoren für ...	
	Beobachtungsorientierte Analyse	Satellitenmodell
Wirkungsgrad	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wirkungsgrad pro Kraftwerk</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerksart</li> <li>▪ Alter des KW</li> <li>▪ Wartungsintensität</li> <li>▪ Modernisierungsmaßnahmen</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

#### 3.2.2.1.1.2 Kraftwerkskosten

Kraftwerkskosten enthalten die Kosten für die Bereitstellung der Kapazität und die laufenden Betriebskosten.<sup>372</sup> In den Kapazitätskosten sind alle Kosten enthalten, die mit dem Bau der Kraftwerke verbunden sind. Die Betriebskosten umfassen alle anfallenden Kosten, um die Einsatzbereitschaft des Kraftwerkes herzustellen bzw. aufrecht zu erhalten. Tabelle 29 zeigt die wesentlichen Kostenarten.

**Tabelle 29:** Kapazitäts- und Betriebskostenübersicht

Kapazitätskosten	Betriebskosten
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anlagenpreis, Bauherreneigenleistung, Finanzierungskosten</li> <li>▪ Stilllegungskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wartung und Instandhaltung</li> <li>▪ Personalkosten</li> <li>▪ Versicherungskosten</li> <li>▪ Sonstige Kosten</li> </ul>

Quelle: Einzelpositionen nach Schmitt/Ciesiolka/Düngen (1986) S. 104-114.

Im Gegensatz zu den zuvor dargestellten Energieträgerkosten fallen diese Kosten unabhängig von der Erzeugungsmenge an, d.h., sie sind kurzfristig nicht durch vorübergehende Produktionsdrosselung beeinflussbar. Versucht man die Struktur der Kraftwerkskosten zu ermitteln, stellt man in Abhängigkeit der Region, des Kraftwerkes, der

<sup>371</sup> Vgl. Vitting (2000) S. 18.

<sup>372</sup> Steuern bleiben in dieser Betrachtung ausgeklammert.

Einsatzart (Grund- Mittel- und Spitzenlast) teilweise erhebliche Unterschiede fest.<sup>373</sup> Konkrete Kostenangaben können daher nur als Durchschnittsangaben bzw. Annäherung verstanden werden, die teilweise von den realen Kosten einzelner Kraftwerke stark abweichen.<sup>374</sup> Die Kostenstruktur gemäß Tabelle 30 basiert auf Auswertungen verschiedener Quellen und ist nur indikativ zu verstehen. Ohne Anspruch auf eine exakte Quantifizierung zu erheben, kann zumindest festgehalten werden, dass die Kapazitätskosten (umgerechnet in jährliche Abschreibungen) mit Ausnahme der Gaskraftwerke deutlich höher liegen als die Betriebskosten.

**Tabelle 30: Richtwerte der Kapazitäts- und Betriebskosten nach Kraftwerksart (in Pf/kWh)**

Kosten	Wasser	Kernkraft	Braunkohle	Steinkohle	Gas
Abschreibung	4,6	1,8	1,1	1,5	1,4
Personal	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2
Wart.+Instandh.	0,8	0,9	0,8	1,0	0,7
Versicherung	0,1	0,2	0,0	0,1	0,1
Sonstiges	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Summe</b>	<b>5,8</b>	<b>3,2</b>	<b>2,2</b>	<b>2,9</b>	<b>2,5</b>
<b>Annahmen</b>					
Volllaststunden/a	5000	7000	6500	4500	2500
Technische Laufzeit in Jahren	40	35	35	35	30
Sonstiges	Laufwasser				50% GuD, 50% Gasturbine

Quelle: Eigene Berechnungen, Angaben der Marktteilnehmer, Schiffer (1999) S. 204, VDEW (1999), Auer (1998), Duarte/Fromm (1997) S. 7, Hoster (1986), Schmitt/Ciesiolka/Düngen (1986).

Zunächst ist zu klären, inwieweit diese Kosten relevant für die Preisprognose eines Stromhändlers sind. Gemäß der Grenzkostenregel wird ein Betreiber für den Zeitpunkt  $t$  solange Strom anbieten, bis die Kosten zur Aufrechterhaltung und ggf. Herstellung der Erzeugungsbereitschaft sowie der Erzeugung zum Zeitpunkt  $t$  geringer sind als die Erlöse. Der Anbieter mit den höchsten Kosten zur Aufrechterhaltung bzw. Herstellung

<sup>373</sup> Beispielsweise haben französische Kernkraftwerke einen Vorteil von ca. 20% bei den Investitionskosten aufgrund der günstigeren Rahmenbedingungen für Genehmigungsverfahren, geringeren Sicherheitsvorschriften sowie der Mehrblockbauweise; vgl. Hoster (1996) S. 47.

<sup>374</sup> So sind die spezifischen Investitionskosten eines Wasserkraftwerkes abhängig vom Kraftwerkstyp (Laufwasser oder Speicherkraftwerk) von der Geologie, Topografie und Kraftwerksleistung und können zwischen 1500 und 18000 DM/kVA liegen; vgl. Duarte/Fromm (1997) S. 7.

der Erzeugungsbereitschaft, dessen Kapazität notwendig ist, um die Nachfrage zu decken, stellt analog zur kurzfristigen Betrachtungsweise das Grenzkraftwerk und determiniert somit den Preis. Für die Relevanz der Kapazitätskosten ist entscheidend, ob das Grenzkraftwerk bereits existiert oder, im Falle nicht ausreichender Erzeugungskapazitäten, erst noch gebaut werden muss. Im Fall eines noch nicht existierenden Kraftwerkes sind noch alle Kapazitäts- und Betriebskosten entscheidungsrelevant, da die Investitionskosten noch vermieden werden können.<sup>375</sup> Aufgrund der unterschiedlichen Bauzeiten beeinflussen Neuinvestitionen die Grenzkosten mit einem Horizont von 9 Monaten bis 8 Jahren.

**Tabelle 31: Erfahrungswerte für Bauzeiten nach Kraftwerksart**

<b>Kraftwerksart</b>	<b>Bauzeit (Auftragsvergabe bis Inbetriebnahme)</b>
Atomkraftwerke	6-8 Jahre
Wasserkraftwerke	3-5 Jahre
Kohlekraftwerke	4-5 Jahre
Gaskraftwerke	9-16 Monate

*Quelle: Vgl. O.V. (1999) S. 47-48 und Schmitt/Ciesiolka/Düngen (1986) S. 91.*

Geht man von der üblichen Frist von Termingeschäften von derzeit 3 Jahren aus, so sind Kapazitätskosten bei Neuinvestitionen lediglich im Bereich der Gaskraftwerke relevant.<sup>376</sup> Bei bestehenden Kraftwerken bzw. im Bau befindlichen Kraftwerken<sup>377</sup> können die Investitionskosten nicht mehr rückgängig gemacht werden und auch die Stilllegungskosten fallen unwiderruflich an. Diese Kosten können daher als versunken und für die Kraftwerkseinsatzentscheidung als nicht mehr entscheidungsrelevant betrachtet werden. Dies sind lediglich die Betriebskosten, da der Betreiber diese Kosten durch Stilllegung des Kraftwerkes vermeiden kann. Technisch gesehen können Kraftwerke unmittelbar stillgelegt werden. Allerdings sind mit der Stilllegungsentscheidung einige

<sup>375</sup> Aufgrund der bestehenden Überkapazitäten ist es allerdings sehr unwahrscheinlich, dass Neuinvestitionen zur Deckung der Nachfrage getätigt werden müssen.

<sup>376</sup> Dies kann sich allerdings ändern, wenn auch längerer Fristen handelsüblich werden. Die überwiegende Mehrheit der Investitionen erfolgt hier vor allem in effiziente GuD-Kraftwerke. Ferner aufgrund der hohen Förderung in Kraftwerke auf Basis regenerativer Energien, sowie in den Ersatz alter Braunkohlekraftwerke, auf welche durch vertikale Integration mit den Braunkohleproduzenten nicht verzichtet werden kann; vgl. hierzu auch VDEW(2001) S 78.

<sup>377</sup> Auch wenn eine Fertigstellung innerhalb 3 Jahren möglich ist, kann davon ausgegangen werden, dass der Großteil der Investitionskosten bereits „versunken“ ist.

Vorarbeiten verbunden, insbesondere hinsichtlich des eingesetzten Personals (Freisetzung, Relokation), so dass von der Entscheidung bis zur effektiven Stilllegung mindestens 3 Monate vergehen sollten.<sup>378</sup>

Neben der Grenzkostenrelevanz ist zu hinterfragen, wie die langfristigen Grenzkosten zu berechnen sind. Langfristige Grenzkosten können als die durch Kapazitätsanpassung beeinflussbaren Durchschnittskosten des Grenzkraftwerks verstanden werden. Im Gegensatz zur kurzfristigen Betrachtung, die innerhalb eines einperiodischen kostenrechnerischen Ansatzes operiert, muss die Berechnung der langfristigen Grenzkosten wegen der Mehrperiodigkeit innerhalb eines finanzmathematischen Ansatzes erfolgen. Dies erfordert die Berechnung von Barwerten für alle künftigen Auszahlungen, die zur Bereitstellung der Kapazität und der Betriebsbereitschaft erforderlich sind. Historische Zahlungen werden nicht berücksichtigt, da sie, wie oben dargestellt, nicht mehr grenzkostenrelevant sind. Als gängiger Ansatz haben sich die finanzmathematischen Durchschnittskosten erwiesen.<sup>379</sup> Diese sind die über den gesamten Betrachtungszeitraum konstanten Durchschnittskosten, die unter Zugrundelegung des gleichen Mengengerüsts genau diejenige Kostensumme ergibt, die dem Barwert der Gesamtkosten entspricht.<sup>380</sup> Zur Berechnung der finanzmathematischen Durchschnittskosten werden folgenden Inputfaktoren benötigt:

- Voraussichtliche Produktionsmenge in künftigen Perioden
- Alle künftigen Auszahlungen (Kapazitätskosten bei Gaskraftwerken, Betriebskosten bei allen Kraftwerken)
- Referenzzinssatz am Kapitalmarkt zu verschiedenen Laufzeiten

Da es für einen Marktanalysten nicht möglich ist, für jedes einzelne Kraftwerk diese Daten zu erhalten, wird er mit Schätzungen für Kosten, Laufzeit und Produktionsmenge generiert aus Erfahrungswerten für die Kraftwerke nach Art, Alter und Fahrweise arbeiten. Darüber hinaus bietet es sich an, die Kapazitätsentwicklung im Erzeugungssystem im Auge zu behalten, da Kapazitätsreduktionen tendenziell zu einer höheren Auslastung der bestehenden Kraftwerke und damit auch zu geringeren Durchschnittskosten führen. Tabelle 32 zeigt den Informationsbedarf zur Analyse der Kraftwerkskosten.

---

<sup>378</sup> Wenn man von den üblichen gesetzlichen Kündigungsfristen ausgeht.

<sup>379</sup> Vgl. z.B. Schmitt/Ciesiolka/Düngen (1986) S. 29-31; die Autoren verwenden die finanzmathematischen Größen vor dem Hintergrund eines internationalen Erzeugungskostenvergleichs.

Tabelle 32: Informationsbedarf zur Bestimmung der Kraftwerkskosten

Bestimmungsfaktoren		Indikatoren
Kapazitätskosten (Gaskraftwerke)	Investition	▪ Aktuelle Anlagenkosten, Baukosten, Stilllegungskosten mit typischen Zahlungsplänen für Gaskraftwerke
	Produktionsmenge	▪ Erfahrungswerte für Erzeugungsmengen von Gaskraftwerken ▪ Kapazitätsauslastung des Erzeugungssystems
	Laufzeit	▪ Erfahrungswerte Laufzeiten für Gaskraftwerke
	Zinssatz	▪ Referenzzinssätze am Kapitalmarkt nach Laufzeit
Betriebskosten	Instandhaltung	▪ Kosten von Instandhaltungsleistungen nach Fahrweise und Alter
	Personal	▪ Erfahrungswerte für Mitarbeiterzahl nach Kraftwerksart ▪ Erfahrungswerte für Lohnkosten nach Kraftwerksart (z.B. über Tarifverträge, Lohnnebenkosten)
	Versicherung	▪ Erfahrungswerte für Versicherungskosten pro Kraftwerksart
	Produktionsmenge	▪ Erfahrungswerte für Erzeugungsmengen nach Kraftwerksart und Fahrweise (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) ▪ Kapazitätsauslastung des Erzeugungssystems
	Laufzeit	▪ Erfahrungswerte zur technischen Laufzeit für Gaskraftwerke
	Zinssatz	▪ Referenzzinssätze am Kapitalmarkt nach Laufzeit

Quelle: Eigene Darstellung

### 3.2.2.1.1.3 Kraftwerkseinsatz

Neben den Kosten werden die Grenzkosten durch die Kraftwerkseinsatzfolge bestimmt. Wie Tabelle 33 zeigt, wird nur ein Teil der technisch vorhandenen Leistung der Kraftwerke auch zur Abdeckung der Last eingesetzt.

Tabelle 33: Leistungsbegriffe

<b>Brutto-Nennleistung</b>	Höchste Dauerleistung, für die eine bzw. mehrere Anlagen ausgerichtet ist
-Eigenbedarfsleistung	Elektrische Leistung der Neben- und Hilfsanlagen
= <b>Netto-Nennleistung</b>	Leistung der Anlage, die zur Netzeinspeisung eingesetzt werden kann
-Nicht verfügbare Leistung	Leistung, die zum Einspeisezeitpunkt nicht verfügbar ist (z.B. Wartung)
= <b>Verfügbare Leistung</b>	Gesamte Leistung, die zum Zeitpunkt für die Netzeinspeisung eingesetzt werden kann
- vertraglich vergebene Leistung	Vertraglich zugesicherte Verkaufsleistung an externe Handelspartner
+ vertraglich verfügbare Bezugsleistung	Vertraglich zugesicherte Zukaufsleistung von externen Handelspartnern
-Reserveleistung	Leistungsreserve zur Abdeckung von Ausfällen
= <b>Gesicherte Leistung</b>	Leistung, die zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden kann

Quelle: nach Pfaffenberger (1993) S. 133.

<sup>380</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993) S. 174.

Ziel des Analysten ist es, die gesicherte und ggf. die verfügbare Leistung des gesamten Kraftwerkparcs in eine Einsatzfolge zu überführen.

Eine Änderung der Einsatzfolge bewirkt eine Drehung der Angebotskurve mit den entsprechenden preislichen Auswirkungen. Es bestehen vier Möglichkeiten, die eine Änderung der Einsatzfolge verursachen können.

- Änderung der relativen kurz- und langfristigen Durchschnittskosten der Kraftwerke untereinander
- Verfügbarkeitsschwankungen
- Veränderungen von Handelsbeschränkungen
- Kraftwerksneubau und –stilllegungen (Kraftwerksstrukturveränderungen)

Im Folgenden wird auf die erste Möglichkeit nicht mehr eingegangen, da diese im Rahmen der Energieträger- und Kraftwerkskosten bereits ausführlich behandelt wurde.

### ***Verfügbarkeitsschwankungen***

Verfügbarkeitsschwankungen können Grenzkosten und damit Preise kurzfristig stark beeinflussen. Gründe für die Schwankungen können ungeplante Störungen oder geplante Wartungs-, Revisions- und Instandsetzungsmaßnahmen an den Kraftwerken sein. Darüber hinaus kann der Erzeugungsbeitrag von Kraftwerken mit regenerativen Energiequellen, insbesondere Wasserkraftwerke, aber auch Windkraftwerke, in Abhängigkeit der Verfügbarkeit des Energieträgers stark schwanken. Geht eine Erzeugungseinheit bei konstanter Last vom Netz bzw. erbringen bestehende Wasserkraftwerke, z.B. infolge eines trockenen Sommers, eine geringere Leistung, rücken Kraftwerke mit höheren variablen Kosten in der Einsatzreihenfolge auf, um den Ausfall zu kompensieren. Starken Einfluss auf den Preis hat der Ausfall großer Grundlastkraftwerke, da hier der stärkste Kompensationsbedarf durch teurere<sup>381</sup> Kraftwerke besteht. In ähnlicher Weise wird die Verfügbarkeit von Kraftwerken, die auf Basis der Kraftwärmekopplung arbeiten, von der Temperatur beeinflusst. Wird an warmen Tagen weniger Fernwärme nachgefragt, reduziert der Betreiber die Leistung der Heizkraftwerke, mit der Folge dass weniger Stromleistung angeboten werden kann. Makroökonomisch bedeutet ein Ausfall eine Drehung der Angebotskurve nach oben mit entsprechend Preissteigernder Wirkung.

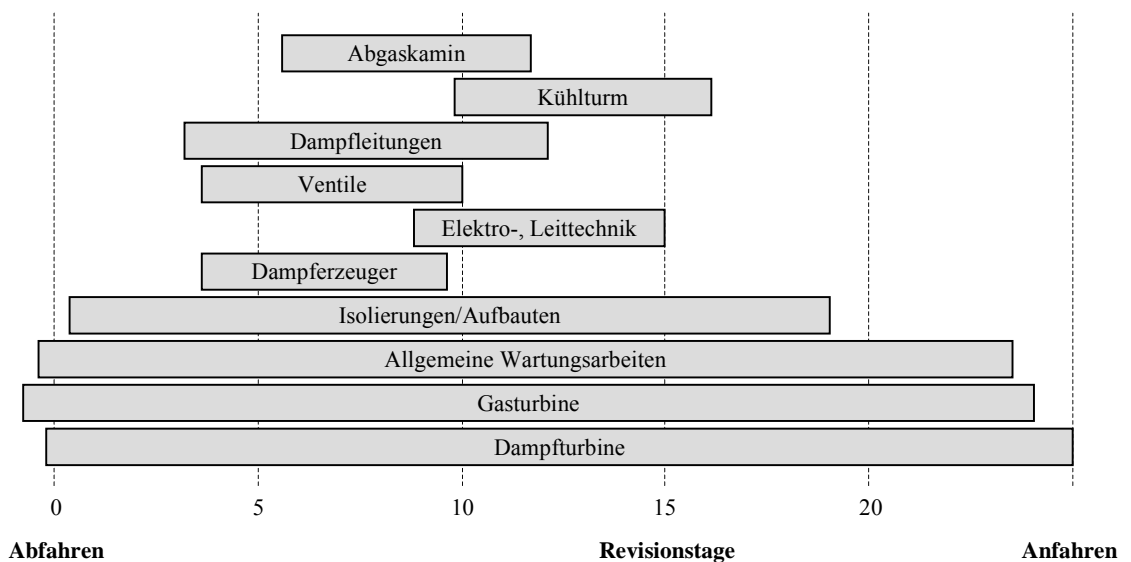
---

<sup>381</sup> „Teuer“ im Sinne der kurzfristig variablen Kosten.

Im Gegensatz zu ungeplanten Störungen und Verfügbarkeitschwankungen regenerativer Energien unterliegen geplante Stopps zur Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen einem ökonomischen Kalkül. Nach ADAM sind die wesentlichen Entscheidungsparameter die Verfügbarkeitsanforderung, die Ausfallfolgekosten und das Ausfallverhalten der Kraftwerke.<sup>382</sup> Auf Basis dieses Kalküls haben sich in der Energiewirtschaft typische Instandsetzungsstrategien herauskristallisiert, die in Abhängigkeit der Anlagenart, des Einsatzzwecks (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) und des Anlagenalters spezifische vorbeugende Instandhaltungsmaßnahmen erfordern.

Abbildung 33 zeigt das Beispiel der Revision eines Gas- und Dampf (GuD) - Kraftwerkes nach 48.000 Betriebsstunden.

**Abbildung 33: Zeitaufwand einer typischen GuD-Revision nach 48.000 Stunden Betriebszeit**



1) nach 48.000 Betriebsstunden, eine Gas- und eine Dampfturbine

Quelle: Demkoski (2000) S. 23.

Die Kraftwerksverfügbarkeit ist der beobachtungsorientierten Analyse und in Teilbereichen einer Modellierung zugänglich. Im ersten Fall besteht die Möglichkeit, Informationen über Eintritt, Dauer und Kapazitätsminderung von geplanten und ungeplanten Produktionsstopps zu analysieren. Es bestehen höchste Anforderungen an die Aktualität, da ein Ausfall unmittelbar auf die kurzfristigen Grenzkosten wirkt. Im zweiten Fall besteht die Möglichkeit, die Instandhaltungsmaßnahmen durch eine Modellierung des

<sup>382</sup> ADAM entwickelt auf Basis dieser Bestimmungsgrößen ein Modell zur Auswahl optimaler Instandhaltungsstrategien; vgl. Adam (1989) S. 195-238.



Betreiberhaltens zu antizipieren. Inputfaktoren des Modells sind Dauer und Anfall typischer Instandhaltungsmaßnahmen (z.B. Jahresrevision) für die verschiedenen Kraftwerksarten im Lebenszyklus sowie vergangene Instandhaltungsmaßnahmen pro Kraftwerk. Auf diese Art lässt sich ein geplanter Produktionsstopp, nicht aber eine Störung, längerfristig antizipieren und verhindern, dass der Analyst von geplanten Kraftwerksengpässen überrascht wird. Der Informationsbedarf kann gemäß Tabelle 34 in der bisherigen Systematik beschrieben werden.

**Tabelle 34:** *Informationsbedarf zur Bestimmung der Auswirkungen von Schwankungen der Kraftwerksverfügbarkeit*

Bestimmungsfaktoren	Indikatoren für ...	
	Beobachtungsorientierte Analyse	Satellitenmodell
Verfügbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ungeplante Downs</li> <li>▪ Geplante Stopps (Instandhaltung)</li> <li>▪ Pegelstände/Wetter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerkspark nach Art, Fahrweise, Alter</li> <li>▪ Vergangene Instandsetzungsmaßnahmen je Kraftwerk</li> <li>▪ Erfahrungswerte zu typischen Instandsetzungsmaßnahmen nach Kraftwerksart, Fahrweise und Lebensdauer</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

### **Handelsbeschränkungen**

Handelsgeschäfte sorgen in einem liberalisierten Strommarkt für die Koordination des Kraftwerkeinsatzes innerhalb der regionalen Teilmärkte bzw. Spannungsebenen. Sie werden ökonomisch motiviert, wenn der Einkaufspreis zuzüglich Transportkosten niedriger ist als die Grenzkosten der Erzeugung eigener Kraftwerke.<sup>383</sup> Voraussetzung ist, dass keine rechtlichen Restriktionen oder Engpässe in der Transferkapazität vorliegen. Beispielsweise können Stromimporte deutsche Kraftwerke in der Einsatzreihenfolge nach hinten drängen, wenn der Importpreis zuzüglich Transportkosten und Netzverluste niedriger ist als die Grenzkosten der Erzeugung inländischer Kraftwerke.<sup>384</sup> Makroökonomisch bedeuten Stromimporte eine Abflachung der Angebotsfunktion und damit eine tendenzielle Absenkung des Preisniveaus. Herrschen keine Engpässe und sind Übertragungskapazitäten ohne Leitungsverluste und ohne Übertragungsgebühren verfügbar, werden sich die Preise durch örtliche Arbitrage sogar identisch entwickeln.

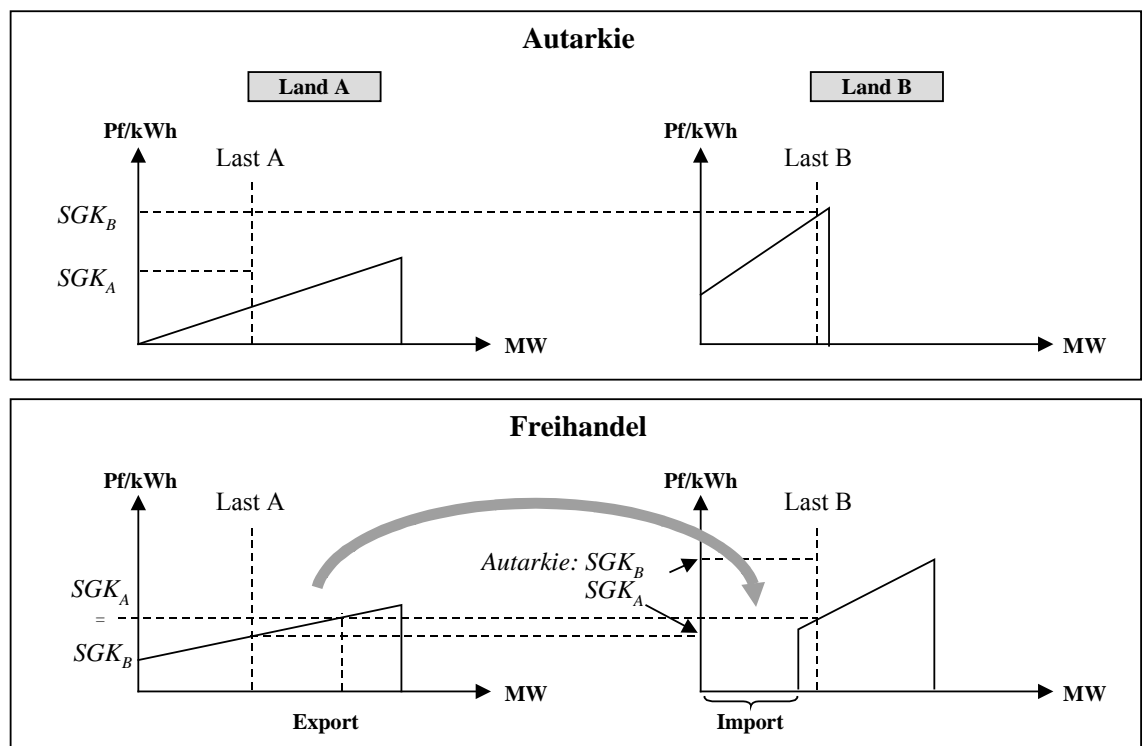
<sup>383</sup> Vgl. Kreuzberg (1999).

<sup>384</sup> Es ist daher möglich, dass das Grenzkraftwerk im Ausland liegt.

Abbildung 34 illustriert die Preisbildung anhand der Grenzkosten zweier Märkte A und B zunächst im Autarkiemodell ohne Freihandel, d.h., nur die eigenen Produktionskapazitäten werden verwendet. Im Falle von Freihandel ohne Handelsrestriktionen werden die nationalen Erzeugungskapazitäten so weit ausgelastet, dass einerseits in beiden Märkten die gleichen Grenzkosten herrschen, andererseits die Last voll gedeckt ist.

KREUZBERG zeigt, dass es im Vergleich zum Marktergebnis bei Freihandel zu einer geringeren preislichen Angleichung kommt, wenn Handelshemmnisse in Form von Leitungsverlusten, beschränkter Übertragungskapazität und Übertragungstarifen vorliegen.<sup>385</sup> Daneben können rechtliche Handelshemmnisse bestehen, jedoch ist davon auszugehen, dass diese im Zuge der Liberalisierung des gesamten europäischen Strombinnenmarktes in den Folgejahren gänzlich verschwinden werden.

**Abbildung 34: Prinzip der Strompreisbildung zu Grenzkosten im Falle von Autarkie und perfektem Freihandel**



Quelle: Kreuzberg (1998) S. 51.

Als Zwischenfazit kann daher festgehalten werden, dass Importe und Exporte die Kraftwerkseinsatzfolge beeinflussen, sie jedoch das Ergebnis der Ausprägungen von Kosten, Verfügbarkeit, Handelsbeschränkungen und Kraftwerksstruktur sind. Geht man

<sup>385</sup> Vgl. Kreuzberg (1998) S. 51.

von konstanter Kraftwerks- und Kostenstruktur aus, so können Änderungen der Einsatzfolge als Folge von Importen und Exporten nur durch veränderte Handelsbeschränkungen, d.h., durch das Auftreten von Netzengpässen, sowie einer absoluten Änderung der Netzkosten inkl. Verluste bewirkt werden.

*Netzengpässe* können aufgrund existierender knapper Transferkapazitäten und spezifischer Laststrukturen konstant bestehen oder durch Störungen und Lastflüsse vorübergehend auftreten. Kapazitätsengpässe bestehen jedoch im deutschen Marktumfeld lediglich an den Grenzübergängen in die Niederlande, Polen und der tschechischen Republik.<sup>386</sup> Konstant bestehende Engpässe sind eingepreist. Preisrelevant sind daher nur die Kapazitätsveränderungen in diesen Engpassbereichen sowie vorübergehende Engpässe. Nach deren Beseitigung wird sich das Preisniveau schnell wieder auf normales Marktniveau einpendeln. Für den Händler ist es daher von Bedeutung, die Veränderungen der Transferkapazitäten in den konstant bestehenden Engpassbereichen sowie die kurzfristig auftretenden Engpässe zu beobachten und deren Auswirkungen auf den Preis zu analysieren. Die modellorientierte Analyse auftretender Engpässe erfordert eine genaue Kenntnis der Lastflüsse und ist daher nur den Netzbetreibern zugänglich.

*Netzkosten* werden über die Netznutzungsgebühren determiniert. Netznutzungsgebühren werden üblicherweise durch die Netzbetreiber veröffentlicht und orientieren sich an deren Kosten. Die Berechnung der Gebühren auf Basis der angefallenen Kosten kann unterschiedlich erfolgen. In Deutschland wird ein Rahmen zur Kostenkalkulation in der Verbändevereinbarung festgelegt, wobei die Netzbetreiber bestehende Kalkulationsfreiräume zu ihren Gunsten ausnutzen können und dies auch tun.<sup>387</sup> Ferner wird als Anreiz zur Kostensenkung das „Kosten-Benchmarking“ strukturell vergleichbarer Netzbetreiber angeregt, mit dessen Hilfe Hinweise auf eine rationelle Betriebsführung gewonnen werden können, ohne konkrete Sanktionsmechanismen damit zu verbinden. Insgesamt bestehen drei Möglichkeiten, wie eine Veränderung der Netzgebühren erfolgen kann. Veränderungen der Gebühren können zum einen durch Änderung der Ermittlungsmethode herbeigeführt werden. Hier sind einfache Änderungen an dem Kalkulationsrahmen bis zur Abschaffung der Kostenorientierung denkbar. Die zweite Möglichkeit besteht in einer veränderten Ausnutzung des vorhandenen Kalkulationsspielraums durch

---

<sup>386</sup> Vgl. Döpke/Wagner (2000) S. 25.

<sup>387</sup> In den Netznutzungsgebühren sind auch die Netzverluste abgedeckt.

die Betreiber. Dies ist vor allem dann zu erwarten, wenn ein Benchmarking der Netznutzungsgebühren, wie es beispielsweise durch den VIK durchgeführt wird, hohe nicht durch Kosten erklärbare Unterschiede aufzeigt.<sup>388</sup> Durch die hohe Aufmerksamkeit in der Fachpresse und der Politik steigt der Druck, die eigene Kostenkalkulation nochmals zu „überdenken“.<sup>389</sup>

Zum dritten können Veränderungen der Netzgebühren durch die Realisierung von Kostensenkungspotenzialen auf Seiten der Netzbetreiber erzielt werden, sofern diese an die Nutzer weitergegeben werden. HAAG/KARTENBENDER/ MAIER haben die Kostenstruktur von Netzbetreibern nach beeinflussbaren Kosten mit dem Ziel untersucht, Rationalisierungspotenziale zu identifizieren.<sup>390</sup> Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:<sup>391</sup>

- Im Übertragungsbereich wird Potenzial zum einen im Rückbau von Altanlagen und redundant ausgelegten Netzen gesehen. Zum anderen können Betriebskosten durch Nutzung von Synergien mit regionalen Stromverteilern bei Störungsbehebung, Inspektion und Wartung sowie durch eine Reduktion der Leistungstiefe in den genannten Bereichen gesenkt werden
- Im Verteilungsbereich sehen die Autoren ebenfalls Potenziale in einer Verringerung der Leistungstiefe, wobei vor allem das Zählerwesen zur Disposition steht. Größter Hebel dürfte aber in einer „risikoreicheren Ressourcenallokation“ liegen, was letztlich eine Rückführung von Netzkapazität und Instandhaltungsniveau bei gleicher Anlagenverfügbarkeit impliziert.

Neben der einfachen Beobachtung von veränderten Netzgebühren hat ein Marktanalyst die Möglichkeit, die Entwicklung der Gebühren über die Netzkosten und die Ermittlungsmethodik zu modellieren. Sofern die Netzkosten nicht verfügbar sind, können Veränderungen über Indikatoren geschätzt werden. Beispiele sind in Kapazitätsabbau, Kooperationen bzw. Zusammenschlüssen mit anderen Netzbetreibern oder größeren Vertragsabschlüssen mit externen Dienstleistern zu sehen.<sup>392</sup> Ferner können hohe

---

<sup>388</sup> Vgl. zum Benchmarking des VIK: <http://www.vik-online.de>.

<sup>389</sup> Insbesondere durch die Furcht vor einer zentralen Regulierungsbehörde.

<sup>390</sup> Vgl. Haag/Kartenbender/Maier (2000) S. 1.

<sup>391</sup> Vgl. zum Folgenden Haag/Kartenbender/Maier (2000) S. 6-7. und S. 8-9.

<sup>392</sup> In allen Fällen handelt es sich um kurzfristig fixe Kosten, die über einen Zeitraum von ca. 0,5-2 Jahre beeinflussbar sein sollten. Änderungen in den Berechnungsmethoden werden nach ersten Erfahrungen mit der Verbändevereinbarung mit 3-6 monatlicher Verspätung umgesetzt.

Unterschiede in den Netzgebühren als Indikator für eine Veränderung angesehen werden.

**Tabelle 35: Informationsbedarf zur Bestimmung der Auswirkungen von Handelsbeschränkungen**

Bestimmungsfaktoren	Indikatoren für ...	
	Beobachtungsorientierte Analyse	Satellitenmodell
Netzengpässe	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen der Nettotransferkapazität in Engpassbereichen</li> <li>▪ Vorübergehend auftretende Netzengpässe</li> </ul>	<i>Nur für Netzbetreiber möglich</i>
Netzgebühren	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen der innerdeutschen und grenzüberschreitenden Netznutzungsgebühren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen der Gebührenermittlung</li> <li>▪ Signifikante Veränderungen von Betriebs- und Kapitalkosten der Netzbetreiber (über Indikatoren oder direkt)</li> <li>▪ Benchmarks zur Unterschiedlichkeit innerdeutscher und grenzüberschreitender Netznutzungsgebühren</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

### **Kraftwerksstrukturveränderungen**

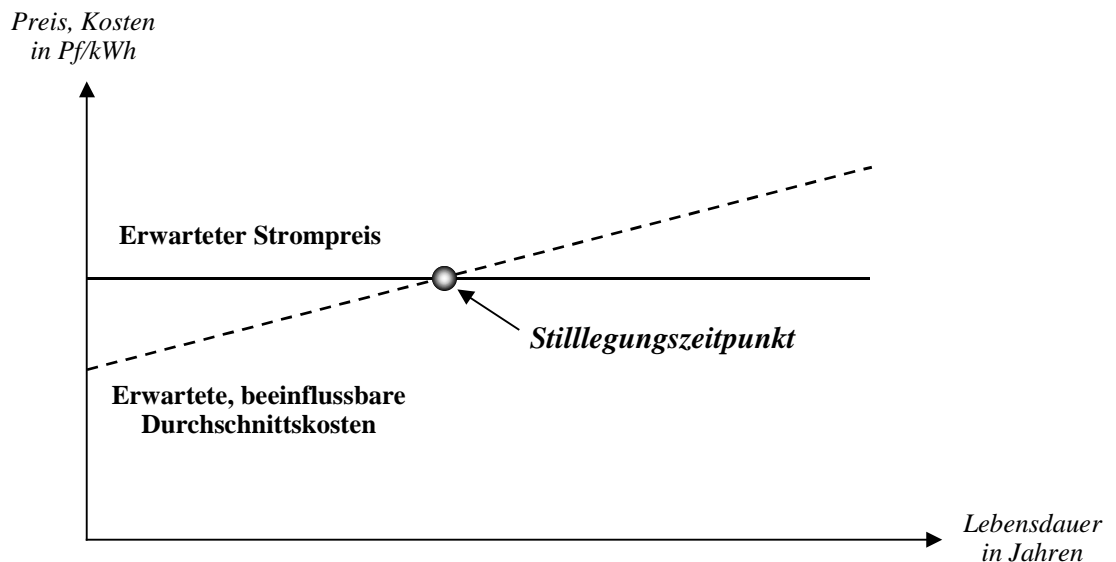
Die Struktur des Kraftwerksparks verändert sich, wenn Investitionen in neue Kraftwerke getätigt oder Kraftwerke stillgelegt werden. Darüber hinaus kann es zu Verschiebungen zwischen Reserve- und gesicherten Kapazitäten kommen.

Investitionen in Kraftwerke mit niedrigeren variablen Kosten drängen Kraftwerke mit höheren variablen Kosten in der kurzfristigen Einsatzreihenfolge nach hinten. Der Effekt ist, dass die kurzfristige Angebotskurve flacher und damit der Preis fallen wird. Analog können Stilllegungen dazu führen, dass die Angebotskurve steiler und damit der Preis steigen wird. Wie im vorigen Kapitel dargestellt, sind aufgrund der langen Bauzeiten nur Investitionen in Gaskraftwerke für die Preisprognose relevant, da nur diese innerhalb der üblichen Frist von Handelsgeschäften gebaut werden. Die Investitions- bzw. Stilllegungsentscheidung basiert auf dem ökonomischen Kalkül des Betreibers, das bereits der Grenzkostenregel zugrunde liegt.<sup>393</sup> Die Entscheidung in ein neues Kraftwerk zu investieren, wird getroffen, wenn die erwarteten Erlöse die erwarteten Kosten übersteigen und der Betreiber eine angemessene Rendite erwirtschaften kann. Analog wird er ein Kraftwerk schließen, wenn die erwarteten Erträge nicht mehr die erwarteten beeinflussbaren Kosten decken. Geht man bei zunehmender Lebensdauer von steigenden beeinflussbaren Durchschnittskosten eines Kraftwerkes und konstanten

<sup>393</sup> Neben ökonomischen Gründen können Kraftwerke per Gesetz geschlossen werden. Beispielsweise wird in Deutschland der Ausstieg aus der Kernenergie per Gesetz verordnet.

Preisen für Strom aus, so kann man das individuelle Entscheidungskalkül mit Hilfe von Abbildung 35 vereinfacht darstellen.<sup>394</sup> Auf Basis dieses Kalküls lassen sich Stilllegungsentscheidungen modellieren.<sup>395</sup>

**Abbildung 35: Vereinfachtes ökonomisches Kalkül eines Kraftwerksbetreibers in der Stilllegungsentscheidung**



Quelle: Eigene Darstellung

Der Informationsbedarf liegt daher bei einfacher beobachtungsorientierter Analyse in Fakten zu Investitionen und Stilllegungen innerhalb der nächsten 3 Jahre. Wie im vorigen Kapitel dargestellt, wirkt sich die Investitionsentscheidung frühestens nach ca. neun Monaten, die Stilllegungsentscheidung nach frühestens drei Monaten auf die kurzfristigen Grenzkosten aus. Längerfristige Prognosen können durch Modellierung des individuellen Entscheidungsverhaltens der Kraftwerksbetreiber antizipiert werden. Inputfaktoren sind die Energieträger- und Kraftwerkskosten, wie sie bereits in den vergangenen Kapiteln dargestellt wurden. Hinzu kommt die Forwardpreiskurve als Indikator für künftige Erlöse.

Neben Kraftwerkszu- und -rückbau kann sich die gesichert einsetzbare Leistung ändern, wenn sich die Anforderungen an die Leistungsreserve zur Abdeckung von Verfügbarkeitsschwankungen ändern. Diese werden durch die Sicherheitsanforderungen an das

<sup>394</sup> Wird die Annahme steigender Durchschnittskosten oder konstanter Preise aufgehoben, so sind finanzmathematische Verfahren anzuwenden; z.B. die finanzmathematischen Durchschnittskosten, wie im vorigen Kapitel dargestellt.

Erzeugungssystem bestimmt. Mindestanforderungen werden durch das europäische Verbundsystem an die Kraftwerke vorgegeben.<sup>396</sup> Die Regelungen sind fest definiert, größere Änderungen sind hier nicht zu erwarten.<sup>397</sup> Relevante Änderungen in der Reservehaltung ergeben sich dann, wenn sich Eigentumsstrukturen ändern. Zwei selbständige Stromerzeuger müssen jeweils ihre eigene Reservekapazität vorhalten, im Falle eines Zusammenschlusses kann die Reservekapazität reduziert und die frei werdende Reserveleistung dann in der Einsatzplanung berücksichtigt werden. Es handelt sich meist um Kraftwerke mit niedrigen Kapazitätskosten und hohen Brennstoffkosten, so dass tendenziell andere Spitzenlastkraftwerke in der Einsatzfolge nach hinten gedrängt werden könnten, d.h., die Angebotskurve im obersten Teil etwas flacher wird. Somit besteht zusätzlicher Informationsbedarf zur Beobachtung bzw. Modellierung der Reserveanforderungen hinsichtlich Eigentumsveränderungen, insbesondere in Zusammenhang mit größeren Fusionen.

**Tabelle 36: Informationsbedarf zur Bestimmung der Auswirkungen von Kraftwerksstrukturveränderungen**

Bestimmungsfaktoren	Indikatoren für ...	
	Beobachtungsorientierte Analyse	Satellitenmodell
Investitionen und Stilllegungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Investitionen in neue Kraftwerke mit Fertigstellung innerhalb von 3 Jahren</li> <li>▪ Stilllegungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energie und Kraftwerkskosten (analog zu oben)</li> <li>▪ Forwardpreiskurve</li> </ul>
Reserveanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen der Reserveanforderungen des Verbundes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Änderungen der Eigentumsverhältnisse, insbesondere durch Fusionen</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

#### 3.2.2.1.1.4 Leistungsanforderung (Lastkurve)

Die Leistungsanforderung bzw. Lastkurve wird bestimmt durch den Stromverbrauch in den einzelnen Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr, Haushalt und Gewerbe/Handel/Dienstleistung<sup>398</sup> (GHD) betrug 1998 in der Bundesrepublik Deutschland ca.

<sup>395</sup> Vgl. z.B. das Modell und die Ergebnisse von Hoster (1996) S. 316.

<sup>396</sup> Vgl. die Regelung der Primär- und Sekundärreserve DVG (2000a) S. 9-11.

<sup>397</sup> Üblich ist in der Auslegung des Kraftwerksparks, dass der Betreiber eines Kraftwerksparks seine Reservekapazität so auslegt, dass damit der Ausfall des größten Kraftwerkes kompensiert werden kann.

<sup>398</sup> Inklusiv öffentlicher Sektor und Agrarwirtschaft.

490 TWh, inklusive der Kernmärkte ca. 1.100 TWh.<sup>399</sup> Die Einsatzzwecke werden typischerweise nach Beleuchtung, mechanische Energie (Kraft), Warmwasser, Raum- und Prozesswärme unterteilt.<sup>400</sup> Nachfolgend sei der Verbrauch nach Einsatzzwecken und nach Sektoren dargestellt.

**Tabelle 37: Verbrauch nach Sektoren und Einsatzzwecken 1998 in TWh (Deutschland und Kernländer)**

	Industrie	Verkehr	Haushalt	GHD	Gesamt
Raumwärme	2	2	65	25	94
Warmwasser	2	-	63	32	96
Sonstige Prozesswärme	119	-	65	25	209
Mechanische Energie	326	29	146	116	617
Licht	26	2	32	52	112
Summe	475	33	370	250	1.128

Quelle: Eigene Berechnungen, Eurprog (1999), VDEW (1999). S. 20-21 und Schiffer (1999) S. 297.

Die Nachfrage ist weitestgehend preisunelastisch, da bei den meisten Einsatzzwecken keine Substitutionsmöglichkeit für Strom existiert. Betrachtet man die Nachfrageentwicklung langfristig, so ist von einem leicht steigenden Stromverbrauch auszugehen. Innerhalb der kurzen und auch mittleren Frist kann es zu erheblichen Schwankungen kommen.<sup>401</sup> Da die aktuelle Leistungsanforderung als Bestimmungsfaktor nur zum Verbrauchszeitpunkt beobachtbar ist, muss das Ziel einer fundamentalen Analyse der Nachfrageseite die Erstellung einer so genannten Lastprognose sein. Diese beschreibt die nachgefragte Leistung im betrachteten Versorgungssystem zu verschiedenen Erfüllungszeitpunkten potenzieller Stromhandelstransaktionen. Kernstück eines Prognosesystems ist ein Modell, welches mit Hilfe mathematischer Verfahren aus relevanten Bestimmungsfaktoren den zu erwartenden Lastverlauf ermittelt. Relevante Bestim-

<sup>399</sup> Ohne Netzverluste. Quelle: Auf Basis Eurprog (1999) S. 168, VDEW (1999) S. 64.

<sup>400</sup> Zur Detaillierung dieser Einsatzzwecke vgl. Schiffer (1999) S. 293-295.

<sup>401</sup> Eine Prognose wird regelmäßig durch das Basler Prognos-Institut im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellt. Demzufolge steht dem Zuwachs des Bruttostrombedarfs in den Endverbrauchssektoren ein Rückgang in den Umwandlungssektoren, bedingt durch die Modernisierung des Kraftwerkparcs und des damit verbundenen Rückgangs des Eigenverbrauchs sowie Effizienzsteigerungen bei elektrischen Geräten gegenüber. Entsprechend steigt der Bruttostromverbrauch von 1997 bis 2020 um rd. 12%, entsprechend 0,5 % p.a. Innerhalb dieser langfristigen Entwicklung kann es zu starken kurz- und mittelfristigen Schwankungen kommen; vgl. Prognos (1999).



mungsfaktoren eines Prognosemodells können zu folgenden Kategorien zusammengefasst werden:<sup>402</sup>

- Historisches Lastniveau
- Veränderungen von Strukturelementen der Verbrauchssektoren und deren Verbrauchsumfeld
- Wetterschwankungen
- Zeitliche Einflüsse und Sondereinflüsse

Basis einer Lastprognose ist das *historische Lastniveau*. Darauf aufbauend müssen Veränderungen lastbeeinflussender Faktoren im Vergleich zu historischen Gegebenheiten analysiert und die Auswirkungen auf das künftige Lastniveau projiziert werden.

Die verschiedenen *Strukturelemente und das Verbrauchsumfeld* sind sektorenspezifisch zu betrachten. So wird beispielsweise die Nachfrage des Sektors Haushalt prognostiziert, indem „... die Geräteausstattung einzelner Haushaltsklassen (berufstätige Singles, Familien mit Kindern, Rentner, usw.) in Abhängigkeit der demografischen Entwicklung und der abgeschätzten Einkommensentwicklung betrachtet und die absehbare technische Effizienzsteigerung aus neuen Produktinformationen verwendet wird.“<sup>403</sup> Kurz- und mittelfristig sind Strukturelemente als relativ konstant anzusehen. Für längerfristige Prognosen müssen Bevölkerungswachstum und Strukturveränderungen, beispielsweise der Trend zu Single-Haushalten, berücksichtigt werden, aber auch Veränderungen im Verbrauchsumfeld, wie die Effizienz der Anlagen oder die wirtschaftliche Situation. Insgesamt ist hier eine Fülle von Informationen zu verarbeiten. Zur sektorspezifischen Vorgehensweise in der Erstellung von Lastprognosen sei auf die einschlägige Literatur verwiesen.<sup>404</sup> *Wetterschwankungen*, z.B. in Temperatur, Helligkeit und Niederschlag beeinflussen das Verbrauchsverhalten in den einzelnen Segmenten. Als Grundregel gilt für Deutschland, dass eine Temperatursenkung um 1°C einen 0,5-1,5%-igen Lastanstieg verursacht und umgekehrt.<sup>405</sup> Darüber hinaus müssen *reguläre Einflüsse und Sondereinflüsse* berücksichtigt werden. Unter regulärem Einfluss sind die Effekte zu verstehen, die sich aus dem unterschiedlichen Verbraucherverhalten zu unterschiedlichen Tages-

---

<sup>402</sup> Vgl. hierzu Angloher/Schwerm (2000) S. 26-28.

<sup>403</sup> Vgl. ausführlich und zu anderen Sektoren Hensing/Pfaffenberger/Ströbele (1999) S. 144.

<sup>404</sup> Für eine detaillierte Darstellung vgl. z.B. Prognos (2000).

<sup>405</sup> Vgl. Eurprog (1999) S. 65.

und Wochenzeiten sowie saisonalen Phasen ergeben. Als derartige zeitliche Faktoren mit Einfluss auf das Verbrauchsverhalten sind beispielsweise Brücken- und Feiertage, Wochenenden oder Urlaubszeiten zu nennen. So führen Urlaubszeiten zu einer geringeren Industrie- und Gewerbetätigkeit und damit reduzierten Leistungsanforderungen. Beispiele für Sondereinflüsse sind die Zeitumstellung und nationale oder lokale Ereignisse, wie die Live-Übertragung einer großen Sportveranstaltungen und der damit verbundenen überdurchschnittlich hohen Nutzung von Fernsehern und Beleuchtung.

Diese Bestimmungsfaktoren werden zu einer Lastprognose verarbeitet. Gängige Verfahren lassen sich in die Kategorien der neuronalen Netze, Vergleichstagsuche und Regressionsmodelle einteilen.<sup>406</sup> Aufgrund der Notwendigkeit stets Angebot und Nachfrage im Netz ausgleichen zu müssen, gehört die Erstellung von Lastprognosen traditionell zu den Kernkompetenzen eines VU.<sup>407</sup> Die Nutzung dieses historisch gewachsenen Know-how in der Erstellung von Lastprognosen ist ein wesentlicher Wettbewerbsvorteil für einen VU-Händler gegenüber den unabhängigen Händlern. Einschränkend ist anzumerken, dass die Lastprognose im Wesentlichen auf den eigenen Regelkreis bezogen sein kann, was nicht notwendigerweise deckungsgleich mit den Erfüllungsorten der Handelstransaktionen ist. Aufgrund des starken Netzverbundes und der daraus resultierenden starken Durchmischung der Regelkreise ist diese Lastprognose jedoch weitestgehend repräsentativ für andere Regelkreise. Aufgabe des Marktanalysten ist es daher, die von der eigenen Systemoptimierung erstellten Lastprognosen zu berücksichtigen und ggf. zu modifizieren, um auf die Last im handelsrelevanten regionalen Marktsegment zu schließen.

Der Informationsbedarf zur Durchführung einer Verbrauchsprognose ergibt sich in den Daten zu den Bestimmungsfaktoren der Last sowie der im Zuge der Systemoptimierung erstellten Lastprognose. Zu den Bestimmungsfaktoren der Last lässt sich in die Kategorien der historischen Lastdaten, Daten zur Veränderung der Strukturelemente und des Verbrauchsumfelds eines Sektors, der Wetterdaten sowie der Sondereinflüsse gliedern. Die drei letztgenannten Kategorien können sektor- und einsatzspezifisch detailliert werden. Tabelle 38 gibt einen Überblick. Aufgrund der vielen Möglichkeiten kann kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben werden.

---

<sup>406</sup> Vgl. hierzu ausführlicher Angloher/Schwerm (2000) S. 26-28.

<sup>407</sup> Sie wird gemäß GP 2.1.3.1.3, den Aufgaben des Funktionsbereichs Systemoptimierung zugeordnet.

Tabelle 38: Informationsbedarf zur Bestimmung des Verbrauchs (Beispiele nach Sektoren und Einsatzzwecken)

Verbrauchssegmente (Beispielanwendungen)		Verbrauch in TWh	Bestimmungsfaktoren (Auswahl)		
			Strukturveränderungen und Verbrauchsumfeld	Wetterschwankungen	Regulär-/ Sondereinflüsse
Haushalte	Prozesswärme (Lebensmittelzubereitung)	65	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderung Haushaltsstruktur (Anzahl, Personen, Wohnungsgröße, Geräteausstattung mit Elektroherden, usw.)</li> <li>▪ Veränderung der Geräteeffizienz</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren (Urlaubszeit, Feiertage etc.)</li> </ul>
	Raumwärme (Elektroheizungen, Klimaanlage)	65	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderung Haushaltsstruktur (v.a. Anzahl, Wohnungsgröße, Beheizungsart)</li> <li>▪ Veränderung der Geräteeffizienz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Temperaturprognose</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Warmwasser (Waschmaschine, Geschirrspülmaschine, Brauchwasser)	63	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderung Haushaltsstruktur (v.a. Geräteausstattung, Warmwasseraufbereitungsart)</li> <li>▪ Veränderung der Geräteeffizienz</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Mechanische Energie (Betrieb von stationären Motoren, z.B. Kühlschränke, Fernseher)	146	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderung Haushaltsstruktur</li> <li>▪ Veränderung der Geräteeffizienz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Temperaturprognose (eingeschränkt)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Licht (Innen- und Außenbeleuchtung)	32	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderung Haushaltsstruktur (v.a. veränderter Einsatz von Energiesparlampen)</li> <li>▪ Veränderung der Geräteeffizienz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bewölkungsgrad, Sonnenstunden</li> <li>▪ Temperaturprognose (eingeschränkt)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
GHD	Prozesswärme (Gewerbliche Fertigungsprozesse)	25	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Gewerbestruktur (Anzahl, Mitarbeiter, Branche)</li> <li>▪ Wirtschaftswachstum</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Raumwärme (Elektroheizungen, Klimaanlage)	25	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Gewerbestruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Temperaturprognose</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Warmwasser (Wasch- und, Geschirrspülmaschinen, Brauchwasser)	32	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderung Haushaltsstruktur (v.a. Geräteausstattung, Warmwasseraufbereitung)</li> <li>▪ Veränderung der Geräteeffizienz</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>

Verbrauchssegmente <i>(Beispielanwendungen)</i>	Ver- brauch in TWh	Bestimmungsfaktoren (Auswahl)			
		Strukturveränderungen und Verbrauchsumfeld	Wetterschwankungen	Regulär-/ Sondereinflüsse	
Mechanische Energie <i>(Betrieb von stationären Motoren, z.B. Anlagen)</i>	116	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Gewerbestruktur</li> <li>▪ Wirtschaftswachstum</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>	
Licht <i>(Innen- und Außenbeleuchtung)</i>	52	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Gewerbestruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bewölkungsgrad, Sonnenstunden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>	
Indus- trie	Prozesswärme <i>(Erhitzen, Schmelzen, oder Herbeiführen chemischer Reaktionen)</i>	119	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Industriestruktur (Anzahl, Größe, Branche)</li> <li>▪ Wirtschaftswachstum (insbesondere energieintensive Industrien)</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Warmwasser <i>(Brauchwasser)</i>	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Industriestruktur</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Raumwärme <i>(Betrieb von Heizkörpern)</i>	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Industriestruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Temperaturprognose</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Mechanische Energie <i>(Betrieb großer Industrieaggregate)</i>	326	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Industriestruktur</li> <li>▪ Wirtschaftswachstum</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Licht <i>(Beleuchtung von Produktionsstätten)</i>	26	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen Industriestruktur (Anzahl Standorte, Fläche)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bewölkungsgrad, Sonnenstunden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
Ver- kehr	Raumwärme <i>(Beheizung Bahnhöfe, U-Bahnstationen)</i>	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderung der Standorte (Anzahl und Art)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Temperaturprognose</li> </ul>	
	Kraft <i>(Antrieb elektrischer Schienenfahrzeuge)</i>	29	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wachstum Schienenverkehr</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lokale Ereignisse (z.B. Sportereignisse)</li> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>
	Licht <i>(Beleuchtung Bahnhöfe)</i>	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderung der Standorte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bewölkungsgrad, Sonnenstunden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeitfaktoren</li> </ul>

Anmerkung: 1) Als zusätzlicher Informationsbedarf ergibt sich das historische Lastniveau und die von der Systemoptimierung erstellte Lastprognose.

2) Hinter einzelnen Indikatoren stehen eine Vielzahl von Einzelinformationen (insbesondere im Bereich „Strukturveränderungen und Verbrauchsumfeld“). Eine umfassende Darstellung ist nicht möglich

Quelle: Eigene Darstellung, Verbrauch gemäß Tabelle 37.

### 3.2.2.1.1.5 Zur Bedeutung unterschiedlicher Bestimmungsfaktoren

In den Kapiteln zuvor konnte eine Vielzahl von Informationsbedarfen aus den Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten abgeleitet werden. Die Bedarfe wurden, sofern sinnvoll, einer beobachtungsorientierten oder einer modellorientierten Analyse von Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten zugeordnet. Es zeigt sich, dass die modellorientierte Analyse das ohnehin schon komplexe Grenzkostenmodell durch zusätzliche Satellitenmodelle mit zusätzlichem Informationsbedarf weiter kompliziert. Andererseits können gerade diese Satellitenmodelle einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil darstellen. Eine Handelseinheit, deren Ziel ein effizienter Informationseinsatz ist, muss seine Ressourcen auf jene Bestimmungsfaktoren fokussieren, die eine große Bedeutung für die Preisprognose haben. Nachfolgend soll daher die Bedeutung einzelner Bestimmungsfaktoren hinterfragt werden, um daraus Rückschlüsse auf die Bedeutung einzelner Informationsbedarfe und auch der verschiedenen Satellitenmodelle zu ziehen.

Die Bedeutung eines Bestimmungsfaktors der Grenzkosten für einen Stromhändler hängt davon ab, inwieweit der Bestimmungsfaktor die folgenden drei Kriterien erfüllt:<sup>408</sup>

#### *Einfluss*

Der Bestimmungsfaktor muss einen großen Teil der Grenzkosten beeinflussen. Je eher dies gewährleistet ist, desto eher werden Veränderungen eines Bestimmungsfaktors sich auf den Preis durchschlagen.

#### *Veränderlichkeit*

Bestimmungsfaktoren, deren Ausprägung stark schwankt und damit häufige Preisveränderungen hervorrufen, ermöglichen einerseits Handelschancen und bergen andererseits Risiken. Stabile Bestimmungsfaktoren sind weniger bedeutend, da deren Ausprägung

---

<sup>408</sup> Da die meisten Händler auf Informationen zu Bestimmungsfaktoren achten, die obige Kriterien erfüllen, wird ihre Bedeutung für die Preisbildung noch weiter verstärkt.

bereits „eingepreist“ ist.<sup>409</sup> Kurzfristig schwankende Bestimmungsfaktoren sind gegenüber langfristig schwankenden Bestimmungsfaktoren zu priorisieren, da sie mehr Handelschancen und -risiken einschließen.

#### *Adäquate Fristigkeit*

Eine Änderung der Ausprägung von Bestimmungsfaktoren sollte auch kurz- oder mittelfristig in den Strompreis eingehen. Bestimmungsfaktoren besitzen keine Relevanz, wenn sie ihre Wirkung auf den Preis erst nach der maximal üblichen Fristigkeit von Handelsprodukten - derzeit beträgt diese drei Jahre - entfalten und somit nicht mehr die Forwardkurve beeinflussen. Dies kann als Nebenbedingung gelten.

Nachfolgend sollen die zuvor detaillierten Bestimmungsfaktoren hinsichtlich dieser Kriterien beurteilt werden. Wie oben erwähnt, muss die Beurteilung der Kriterien „Einfluss“ und „Veränderlichkeit“ vor dem Hintergrund des zeitlichen Horizonts erfolgen, da für den Händler vor allem die kurzfristige Ausprägung bedeutsam ist. Um den zeitlichen Horizont zu berücksichtigen, soll im Folgenden der Einfluss und die Veränderlichkeit der Bestimmungsfaktoren auf kurz- (eine Woche) und langfristige Sicht (ein Jahr) beurteilt werden.

#### ***Energieträger- und Kraftwerkskosten***

Die Stärke des Einflusses der einzelnen Bestimmungsfaktoren von Energieträger- und Kraftwerkskosten auf die Grenzkosten ist abhängig von ihrem Anteil an den kurz- oder langfristig beeinflussbaren Kosten des letzten Kraftwerks in der Einsatzfolge. Basis der Überlegungen bilden die zuvor dargestellten Kostenelemente und ihr Anteil an den

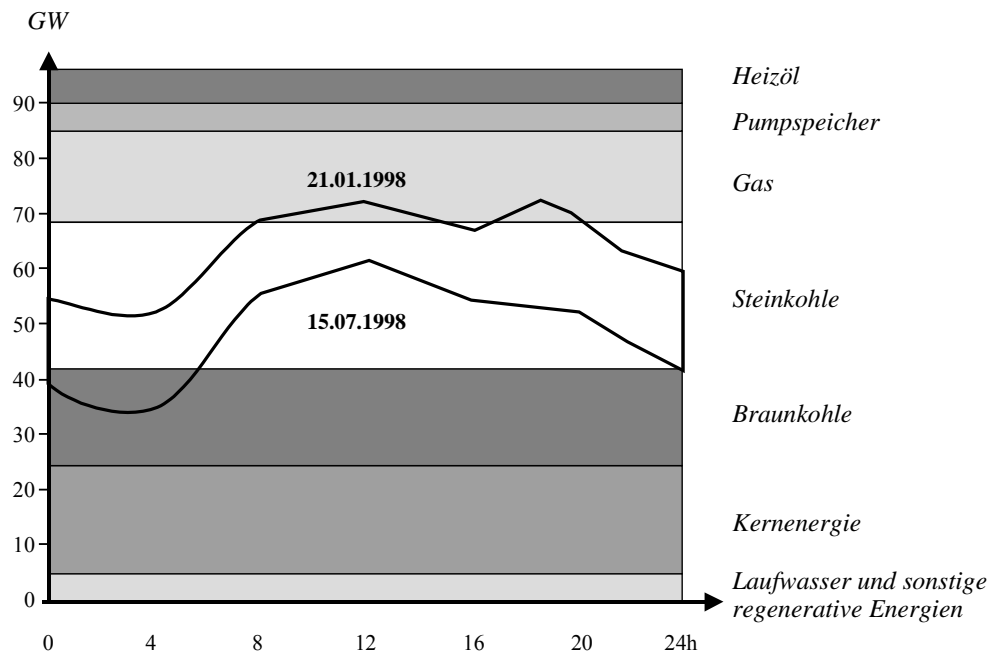
---

<sup>409</sup> Diese Aussage impliziert, dass der Strommarkt ein perfekter Markt ist, der alle Informationen über Angebots- und Nachfragesituation im Preis verarbeitet hat. Man kann entgegenhalten, dass gerade der junge Strommarkt, dessen Marktteilnehmer teilweise aus anderen Industrien stammen, noch gar nicht in der Lage ist, die Informationen zu den fundamentalen Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten richtig zu interpretieren, da den Marktteilnehmern hierzu das Know-how fehlt. Ferner kann man argumentieren, dass auch das Handelsvolumen zu gering sein könnte und kein perfekter Markt existiert. Als Konsequenz beider Argumente würden die Marktpreise die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt nicht richtig widerspiegeln. Dieser Argumentation kann zugestimmt werden, ohne dass dies die Richtigkeit der Annahme -eine höhere Bedeutung stark schwankender gegenüber stabilen Bestimmungsfaktoren- in Frage stellt. Wenn es zu Verzerrungen im Preis wegen mangelndem Know-how kommt, so ist dies in großen Teilen eine systematische Verzerrung, die sich mit konstanten Auf- und Abschlägen auf den „richtigen“ Preis äußert. Alle anderen Verzerrungen können ohnehin nicht prognostiziert werden, so daß es sich nicht lohnt, diese genauer zu analysieren. Auch wird dieses Problem mit zunehmender Marktreife abnehmen.

Gesamtkosten an den Energieträger- und Kraftwerkskosten. Das Kriterium der Veränderlichkeit beschreibt die wöchentliche bzw. jährliche Schwankung dieser Kostenelemente. Im Folgenden sollen die beiden Kriterien in Abhängigkeit des Prognosehorizontes für die verschiedenen Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten diskutiert werden. Die Zusammenfassung der Ergebnisse erfolgt danach in Tabelle 39.

Zunächst soll der *Einfluss* der Bestimmungsfaktoren von Energieträger- und Kraftwerkskosten betrachtet werden. In der kurzfristigen Analyse haben lediglich variable Energieträgerkosten Einfluss auf die Grenzkosten, für die langfristige Analyse sind auch die durchschnittlichen Kraftwerkskosten zu berücksichtigen. Der Einfluss dieser Bestimmungsfaktoren auf die Kosten ist zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedlich. So sind z.B. in Spitzenlastzeiten die Bestimmungsfaktoren der Gaskosten –unter der Annahme, dass das Grenzkraftwerk Gas als Brennstoff verwendet– für die Grenzkosten verantwortlich, in Grundlastzeiten aber vollkommen irrelevant, da Gaskraftwerke aufgrund der geringen Leistungsnachfrage nicht in der Einsatzfolge benötigt werden. Somit ist es faktisch nicht möglich, eine pauschale Aussage zu machen, welche Bestimmungsfaktoren der Durchschnittskosten den größten Einfluss haben. Dennoch beeinflussen bestimmte Bestimmungsfaktoren die Grenzkosten häufiger als andere. Der Grund ist, dass sie Kraftwerken zuzuordnen sind, die einen Großteil der Schwankungsbreite der nachgefragten Leistung abdecken und damit häufiger als andere das Grenzkraftwerk stellen. Dies soll am Beispiel der Bandbreite der Leistungsnachfrage in der Bundesrepublik Deutschland gezeigt werden. Wie nachfolgende Grafik zeigt, schwankt die typische Leistungsnachfrage zwischen 36 bis knapp über 70 GW, so dass fast ausschließlich Steinkohle- und Gaskraftwerke als Grenzkraftwerke in Frage kommen. Nur zu sehr lastschwachen Zeitpunkten, typischerweise in Sommernächten, bilden Grundlastkraftwerke das Grenzkraftwerk. Auch die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke und die noch existierenden Ölkraftwerke werden nur in Ausnahmefällen benötigt.

**Abbildung 36: Lastkurven bundesdeutscher Stromverbraucher an typischen Winter- und Sommertagen und Nettokapazitäten in der kurzfristigen Einsatzreihenfolge (in GW)**



Quelle: Eigene Berechnungen, VDEW (1999) S. 44.

Einen großen Einfluss haben daher Bestimmungsfaktoren, die einen hohen Anteil der Kosten jener Kraftwerke beeinflussen, die üblicherweise den Schwankungsbereich der Leistungsanforderung abdecken. So kommen bei kurzfristiger Betrachtung Braunkohlekraftwerke nicht in die Betrachtung, da die Energieträgerkosten der Braunkohle durch die Integration zwischen Kraftwerksbetreibern und Braunkohleproduzenten als fixe Kosten gelten. Bei den Kernbrennstoffen haben die Kosten für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen zwar einen hohen Kostenanteil an den Energieträgerkosten, allerdings stellen Kernkraftwerke selten das Grenzkraftwerk. Gleiches gilt für Wasser-, Solar- und Windkraftwerke. Somit bleiben lediglich die Bestimmungsfaktoren der Energieträgerkosten von Gas- und Steinkohle für die kurzfristigen Grenzkosten relevant.<sup>410</sup> Den größten Anteil an den Energieträgerkosten weisen hier Gas- sowie

<sup>410</sup> Eine Aussage, ob Gas- oder Steinkohlekraftwerke häufiger das Grenzkraftwerk stellen, kann nicht getroffen werden, da Gaskraftwerke auch im Mittellastbereich eingesetzt werden, sofern sie auf Basis moderner GuD-Technologie arbeiten. Aufgrund ihrer im Vergleich zu normalen Gasturbinen höheren Effizienz drängen sie teilweise die weniger effizienten Steinkohlekraftwerke als typische Mittellastkraftwerke in der Kraftwerkseinsatzfolge nach hinten. Im Mittellastbereich ist es daher äußerst schwierig einzuschätzen, ob die variablen Kosten für den Einsatz von Steinkohle oder die variablen Kosten für den Einsatz von Gas die Grenzkosten determinieren.



Transportkosten von Gas und die Kosten für die Steinkohle auf. Frachtkosten für Steinkohle und Energiesteuern weisen einen geringeren Anteil auf. Betrachtet man einen Prognosehorizont von einem Jahr, so sind neben den Energieträgern auch die Betriebskosten und mit Abstrichen die Investitionskosten für Gaskraftwerke grenzkostenrelevant.<sup>411</sup> Deren Durchschnittskosten übertreffen teilweise die Energieträgerkosten.<sup>412</sup>

Eine hohe Bedeutung gewinnen die Bestimmungsfaktoren erst, wenn sie auch *veränderlich* sind. Legt man die Schwankungsbreiten an nationalen und internationalen Märkten innerhalb einer Woche zugrunde, so ist lediglich bei Gas- und Steinkohlepreisen sowie Überseefrachtraten eine nennenswerte Schwankung zwischen 2 und 9% innerhalb einer Woche zu beobachten.<sup>413</sup> Sie sind daher kurzfristig die einzig bedeutenden Bestimmungsfaktoren. Auch langfristig weisen Gas, Kohle und Frachtraten die größten Schwankungen auf, wobei diesbezüglich die Frachtraten (24%) herausragen.<sup>414</sup> Langfristig können auch Schwankungen bei Netzgebühren für Gas erwartet werden. Erfahrungen im Strombereich zeigen, dass im Anschluss an die Liberalisierung Gebühren zunächst hoch angesetzt und dann im Druck internationaler Vergleichsmaßstäbe abgesenkt werden, so dass es auch auf Sicht eines Jahres zu signifikanten Veränderungen kommen kann.<sup>415</sup> Als Annahme für die Analyse soll eine Schwankungsbreite im Ferntransport von 5% p.a. gelten. Die Bestimmungsfaktoren der spezifischen Kraftwerkskosten (DM/kW) entwickeln sich auf Sicht eines Jahres relativ konstant, nahe der allgemeinen Inflationsrate.<sup>416</sup> Da es sich um volumenabhängige Durchschnittskosten

---

<sup>411</sup> Aufgrund der Bauzeiten sind auf Sicht eines Jahres die Investitionskosten nur bei Gaskraftwerken entscheidungsrelevant, sofern die Investitionsentscheidung noch nicht getroffen ist und die Kapazität zur Deckung der Last benötigt wird. Kraftwerke, die sich im Bau befinden und innerhalb eines Jahres die Erzeugung aufnehmen könnten, sind nicht relevant, da angenommen werden kann, dass bereits der Großteil der Investitionskosten „versunken“ ist, d.h. nicht mehr durch einen Baustopp rückgängig gemacht werden kann.

<sup>412</sup> Vgl. Tabelle 39.

<sup>413</sup> Vgl. die Quellenangaben zu Tabelle 39.

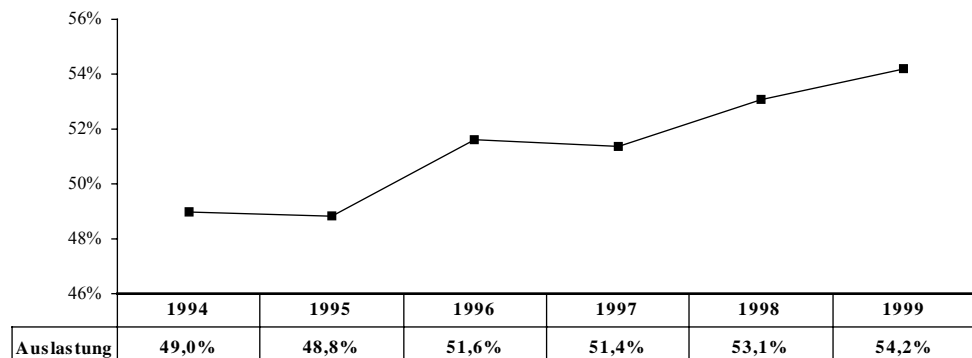
<sup>414</sup> Vgl. ebenda.

<sup>415</sup> Trotz Kostenorientierung kann man davon ausgehen, dass die Betreiber immer weniger die Kalkulationsspielräume bei den Netzgebühren zu ihren Gunsten ausnutzen und auch bedingt Rationalisierungspotenziale heben.

<sup>416</sup> Infolge des sinkenden Personalbedarfs moderner Kraftwerke nehmen die spezifischen Personalkosten im Zeitablauf ab, was sich allerdings erst auf Sicht von 5-10 Jahren bemerkbar macht; vgl. Hoster (1996) S. 48. Zur Konstanz von Investitionskosten vgl. ebenda S. 47.

handelt, können diese allerdings mit der erzeugten Menge stark schwanken. Betrachtet man die durchschnittliche Auslastung des bundesdeutschen Kraftwerkparks im Vergleich der letzten Jahre, so erkennt man, dass die Auslastung auf Sicht eines Jahres im Durchschnitt stetig um ca. 1% gestiegen ist. In Europa bestehen aufgrund der Priorisierung der Versorgungssicherheit in der Vergangenheit Überkapazitäten in Höhe von ca. 12-30% der Gesamtkapazität.<sup>417</sup> Es ist ökonomisch sinnvoll, die Nachfrage mit einer geringeren Kapazität zu befriedigen, da durch die bestehenden Überkapazitäten und dem stärkeren Verbund keine Einschränkungen in der Versorgungssicherheit zu befürchten sind.<sup>418</sup> Es ist daher davon auszugehen, dass der Trend zur Schließung unwirtschaftlicher Anlagen weiter geht, womit sich die Auslastung rechnerisch weiter erhöht.

**Abbildung 37: Entwicklung der durchschnittlichen Auslastung des deutschen Kraftwerkparks im Jahresvergleich**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis VDEW (2000) S. 78-79.<sup>419</sup>

Allerdings ist an dieser Stelle anzumerken, dass obige Werte keinen unmittelbaren Rückschluss auf die Auslastungsschwankungen eines Grenzkraftwerkes zulassen. Hier sind zwei Effekte zu berücksichtigen. Zum einen handelt es sich bei den stillgelegten Kraftwerken meist um Kraftwerke, die aufgrund ihrer ungünstigen Kostenstruktur ohnehin in der Einsatzfolge kaum Berücksichtigung fanden, so dass sich hieraus für die am Netz bleibenden Kraftwerke keine Zunahme der Erzeugungsmenge ableiten lässt. Zum andern bedingt eine Durchschnittsbildung, dass Auslastungsschwankungen verschiedener Kraftwerke vermischt werden. Entscheidend ist jedoch an dieser Stelle

<sup>417</sup> Vgl. Chevalier/Heidorn/Rütze (1999) S. 4.

<sup>418</sup> Quelle: TAM-Online vom 22.08.2000.

<sup>419</sup> Berechnung auf Basis der Netto-Leistung aller Kraftwerke des öffentlichen Versorgungssystems.

lediglich die Auslastungsschwankung des einen Grenzkraftwerkes, die im Einzelfall deutlich höher liegt als der Durchschnitt. Nimmt man eine konservative Schwankung der Auslastung von ca. 3% p.a. an, so lässt sich auf Basis der zuvor dargestellten Kostenstrukturen eine Senkung der durchschnittlichen Betriebskosten zwischen 4% (Kernkraftwerken) und 12% (Gaskraftwerke) in Abhängigkeit des Kraftwerkes errechnen.<sup>420</sup> Dies hätte zur Folge, dass die Auslastung von Gaskraftwerken nach den Gaspreisen zum bedeutenden Bestimmungsfaktor für die langfristige Analyse wird.

In die Kosten der Energieträger eingegangen sind bereits Annahmen über den Wirkungsgrad. Technischer Fortschritt kann zu Änderungen im Wirkungsgrad führen, der erhebliche Auswirkungen auf die Kosten der Energieträger hat. An dieser Stelle ist jedoch wieder relevant, wie stark der Wirkungsgrad eines Grenzkraftwerkes auf Sicht eines Jahres schwanken kann. Eine pauschale Aussage ist an dieser Stelle nicht möglich, allerdings liefert Abbildung 33 einen Hinweis. Selbst durch umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen lassen sich lediglich Steigerungen zwischen 0,05-0,7% des Bruttoanlagenwirkungsgrades erzielen. Insgesamt kann die technische Effizienz daher als relativ konstanter Bestimmungsfaktor der Grenzkosten gelten.<sup>421</sup>

Tabelle 39 fasst die bisherige Diskussion hinsichtlich Einfluss und Veränderlichkeit von Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten zusammen. Für das Kriterium „Einfluss“ wurde auf die zuvor dargestellten Kostenstrukturen zurückgegriffen. Aufgeführt sind jene Kosten der Bestimmungsfaktoren, die auch die Grenzkosten determinieren, d.h., durch den Betreiber beeinflussbar sind. Für das Kriterium „Veränderlichkeit“ wurde, sofern es das verfügbare Datenmaterial zuließ, die wöchentliche und jährliche Schwankungsbreite (in %) der Kostenelemente auf Basis ausgewählter wöchentlicher bzw. jährlicher Daten berechnet.<sup>422</sup>

---

<sup>420</sup> Simulation einer 3% Erhöhung der Auslastung jeder Kraftwerksart auf Basis der in dieser Arbeit verwendeten und in GP 3.2.2.1.1.1 dargestellten Kostenstrukturen.

<sup>421</sup> Wesentliche Veränderungen lassen sich nur durch Investitionen in neue Kraftwerke, v.a. mit moderner GuD-Technologie, erreichen. Die Bedeutung der Investitionen und Stilllegungen ist Gegenstand des nächsten Abschnittes.

<sup>422</sup> Die Quellen der Datenreihen sind in Anhang III dargestellt.

**Tabelle 39: Indikation zu Einfluss und Veränderlichkeit von Bestimmungsfaktoren der Energieträger- und Kraftwerkskosten**

Dimensionen	Bestimmungsfaktoren		Einfluss in Pf/KWh		Veränderlichkeit in %	
			Kurzfr. (1 Woche)	langfr. (1 Jahr)	kurzfr. (1 Woche)	langfr. (1 Jahr)
Energieträgerkosten	Wasser	-	*	*		
	Uran	Natururan	*	0,18		12%
		Anreicherung	*	0,23		9%
		Brennelementfertigung	*	0,22		1%
		Entsorgung	*	1,18		18%
	Braunkohle	Förderkosten	*	*		
	Steinkohle	Steinkohlepreis	1,83	1,83	2%	10%
		Überseefrachtkosten	0,35	0,35	3%	24%
		Binnentransport	0,34	0,34		3%
	Gas	Gaspreis	2,50	2,50	9%	20%
		Transport	1,40	1,40		5%
		Energiesteuern	0,36	0,36	-	0%
	Tech. Effizienz	Wirkungsgrad	<i>In Energieträgerkosten enthalten</i>			
Kraftwerkskosten	Wasser	Kapazitätskosten	*	*		
		Betriebskosten	*	1,03		5%
	Kernkraft	Kapazitätskosten	*	*		
		Betriebskosten	*	1,32		4%
	Braunkohle	Kapazitätskosten	*	*		
		Betriebskosten	*	1,08		4%
	Steinkohle	Kapazitätskosten	*	*		
		Betriebskosten	*	1,30		5%
	Gas	Kapazitätskosten	*	1,42		
		Betriebskosten	*	1,02		12%

\* Nicht grenzkostenrelevant

Anmerkung: Die Veränderlichkeit der Kraftwerkskosten ist rein auslastungsbedingt.

Quelle: Siehe Anhang III

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass es sich hier nur um eine Indikation handelt. Insbesondere sind die beiden folgenden Punkte erwähnt:

- Die Kosten sind Durchschnitte der Angaben aus verschiedenen Quellen. Sie können in Abhängigkeit von Anlagenart, Alter, Fahrweise und Wirkungsgrad von diesen Werten abweichen.
- Die Berechnungen zur Veränderlichkeit der Bestimmungsfaktoren basieren auf historischen Daten, die nicht zwangsläufig repräsentativ für die Zukunft sind.

Dennoch lassen sich Aussagen zur kurz- und langfristigen Bedeutung der Bestimmungsfaktoren auf Basis der Diskussion zu Einfluss und Veränderlichkeit ableiten. So wurde deutlich, dass in der kurzfristigen Prognose lediglich Gas- und Steinkohlepreise sowie die Überseefrachtraten einen größeren Teil der Grenzkosten bestimmen und

zudem hinreichend schwanken. Gaskosten sind gegenüber Steinkohle, aufgrund ihrer stärkeren Veränderlichkeit für den Handel, als bedeutender einzuschätzen. Andere Bestimmungsfaktoren sind entweder aufgrund ihrer Konstanz bereits eingepreist oder haben keinen Einfluss auf die Grenzkosten. Für die langfristige Prognose gewinnt insbesondere die Auslastung der Gaskraftwerke an Bedeutung. Wie oben bereits erwähnt, sind kurzfristig schwankende Bestimmungsfaktoren gegenüber langfristig schwankenden Bestimmungsfaktoren zu priorisieren, da sie mehr Handelschancen, aber auch Handelsrisiken beinhalten. Nachfolgende Matrix führt kurz- und langfristige Sichtweise hinsichtlich der Bedeutung zusammen und klassifiziert die Bestimmungsfaktoren entsprechend.

**Abbildung 38: Bedeutung von Bestimmungsfaktoren der Energie- und Kraftwerkskosten**

<b>Langfristige Bedeutung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung Gaskraftwerke</li> </ul> <p><b>hoch</b></p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marktpreis Gas</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslastung Steinkohlekraftwerke</li> <li>• Netzgebühren Gas</li> </ul> <p><b>mittel</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marktpreis Steinkohle</li> <li>• Überseeefrachtkosten (für Steinkohle)</li> </ul>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Binnentransport</li> <li>• Kapazitätskosten Gaskraftwerke</li> <li>• Bestimmungsfaktoren Kern-, Wasser- und Braunkohlekraftwerke</li> <li>• Technische Effizienz</li> </ul> <p><b>niedrig</b></p>			<b>hoch</b>
		<b>mittel</b>	<b>hoch</b>	
	<b>Kurzfristige Bedeutung</b>			

*Quelle; Eigene Darstellung*

Bestimmungsfaktoren der Gaspreise gefolgt von Steinkohlepreisen sowie der Übersee-transport haben kurz- und langfristig die größte Bedeutung für die Strompreisentwicklung. Die Analyse dieser Bestimmungsfaktoren bestimmt die Prognosegüte und hat daher den größten Einfluss auf den Handelserfolg. Es bietet sich daher an, sachliche und personelle Ressourcen auf diese Bestimmungsfaktoren zu konzentrieren. Die Auslastung der Gaskraftwerke, der Steinkohlekraftwerke und die Netzgebühren für Gas sind lediglich für langfristige Prognosen relevant und daher hinsichtlich der Bedeutung geringer einzuschätzen. Alle anderen Faktoren haben keine wesentliche Bedeutung für

den Handelserfolg. Schwankungen sind nicht zu erwarten, ihre Ausprägungen sind daher „eingepreist“.

### ***Kraftwerkseinsatz***

Die Beeinflussung der Kraftwerkseinsatzfolge kann unter der Annahme konstanter Leistungsnachfrage dazu führen, dass das Grenzkraftwerk wechselt und damit auch die Grenzkosten variieren.

Die Bestimmungsfaktoren des Kraftwerkseinsatzes wurden in die Kategorien Verfügbarkeitsschwankungen, Kraftwerksstrukturveränderungen und Handelsbeschränkungen eingeteilt. Um das Kriterium „Einfluss“ zu beurteilen, ist zu klären, wie viel der angebotenen Kapazität durch einen Bestimmungsfaktor beeinflusst werden kann, wobei die Einsatzfolge zu berücksichtigen ist. Werden Grundlastkapazitäten beeinflusst, so wirkt sich dies stärker auf die Grenzkosten aus als bei Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, die oft nicht in der Einsatzfolge berücksichtigt werden. Die Position in der Einsatzfolge spiegelt sich in der Auslastung in Volllaststunden wider und ergibt zusammen mit der Kapazität (in MW) die jährlich produzierte Menge (in MWh). Die produzierte Menge ist daher ein guter Indikator für den Einfluss. Darüber hinaus ist wieder die Veränderlichkeit zu prüfen. Aufgrund inkonsistenter und unvollkommener Daten muss die Analyse auf ein ordinales Rating begrenzt werden. Das Ergebnis der Analyse für den Bereich Kraftwerkseinsatz ist vorab in Tabelle 40 dargestellt und wird nachfolgend erläutert.

**Tabelle 40:** *Indikation zu Einfluss und Veränderlichkeit von Bestimmungsfaktoren des Kraftwerkseinsatzes*

Bestimmungsfaktoren		Einfluss in TWh		Veränderlichkeit	
		kurzfr. (1 Woche)	Langfr. (1 Jahr)	kurzfr. (1 Woche)	langfr. (1 Jahr)
Verfügbarkeit	Wasserkraft	150	150	mittel	mittel
	Kernkraft	569	569	hoch	gering
	Braunkohle	129	129	mittel	gering
	Steinkohle	172	172	gering	gering
	Gas	126	126	gering	gering

Bestimmungsfaktoren		Einfluss in TWh		Veränderlichkeit	
		kurzfr. (1 Woche)	Langfr. (1 Jahr)	kurzfr. (1 Woche)	langfr. (1 Jahr)
Kraftwerksstruktur	Wasserkraft	150	150	-	gering
	Kernkraft	569	569	-	gering
	Braunkohle	129	129	-	gering
	Steinkohle	172	172	-	gering
	Gas	126	126	-	gering
Handelsbeschränkung	Netzengpässe	140 (Handelsvolumen)	140 (Handelsvolumen)	hoch	hoch
	Netznutzungsgebühren	k.A.	k.A.	-	mittel

Quelle: Eigene Darstellung

Die Einfluss der Verfügbarkeit von Kraftwerken auf die Kraftwerkseinsatzfolge ergibt sich in der Kapazität, die infolge planmäßiger und unplanmäßiger Downs vom Netz geht und durch Kraftwerke mit höheren Durchschnittskosten kompensiert werden muss. Die Verfügbarkeit von Grundlastkraftwerken wird sich deutlich stärker auf die Grenzkosten auswirken als bei Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, da hier Revisionen in Schwachlastzeiten geplant werden, zu denen diese ohnehin nicht in der Einsatzfolge berücksichtigt werden. Abbildung 39 zeigt das Beispiel deutscher Atomkraftwerke und deren Stillstände eines Jahres infolge von geplanten Wartungsarbeiten. Die Darstellung zeigt, dass infolge von Wartungsarbeiten im Jahr 2000 durchschnittlich 8% der Nettokapazität aus Atomkraftwerken nicht verfügbar war, wobei der Großteil der Wartungsarbeiten auf die Sommermonate konzentriert wurde. So gingen im Juni bis zu 22% der Kapazität vom Netz. In dieser Zeit schossen die Marktpreise um ca. 6 Pf/kWh für Spitzenlaststrom in die Höhe.<sup>423</sup> Zu ungeplanten Störungen lassen sich keine verlässlichen Statistiken ermitteln, allerdings sind Ausfälle von bis zu 1 GW (5%) zusätzlich im Kernkraftbereich durchaus denkbar.<sup>424</sup> Die Veränderlichkeit kann daher im Bereich der Atomkraftwerke als hoch eingeschätzt werden.

<sup>423</sup> Quelle: DowPower vom 19.06.2000.

<sup>424</sup> Entspricht dem Ausfall eines größeren Kraftwerksblocks.





Thermische und Wasserkraftwerke verteilen die vorhandene Kapazität auf viele kleinere Kraftwerkseinheiten, so dass hier Verfügbarkeitsschwankungen einzelner Kraftwerke infolge von Wartungsarbeiten und Störungen nicht so stark ins Gewicht fallen. Zudem ist bei Mittel- und Spitzenlastkraftwerken von einer geringeren Wartungsintensität auszugehen.

Für längerfristige Prognosen sind die Verfügbarkeitsschwankungen bei thermischen Kraftwerken weniger relevant, da sie sich über den längeren Zeitraum weitestgehend ausgleichen. Wasserkraftwerke haben die Eigenschaft, dass ihre Verfügbarkeit zusätzlich von der Ressource Wasser abhängt (Niederschläge usw.). Die Pegelstände der Flüsse schwanken saisonal und die Schwankungsbreiten sind von geografischen Faktoren abhängig. So haben z.B. Laufwasserkraftwerke der Alpenregion höhere Verfügbarkeiten, nehmen aber auch in den Wintermonaten stärker ab.

**Tabelle 41: Saisonale Verfügbarkeit (%) von Laufwasserkraftwerken nach Kernregionen**

	Sommer	Übergangszeit	Winter
Deutschland	0,66	0,58	0,62
Frankreich	0,55	0,50	0,49
A/CH	0,77	0,58	0,45
Niederlande	0,66	0,58	0,62

Quelle: Hoster (1996) S. 53.

Auf Sicht einer Woche schwanken die Verfügbarkeiten nur mittelmäßig, innerhalb eines Jahres gleichen sich die saisonalen Schwankungen weitestgehend wieder aus. Nur bei extrem trockenen oder feuchten Jahreszeiten kann es auf Jahressicht im Vergleich zu thermischen Kraftwerken insbesondere in der Alpenregion zu stärkeren Unterschieden kommen.<sup>425</sup> Die Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken sollte daher auf Sicht eines Jahres relativ zu anderen Kraftwerken stärker schwanken.

Veränderungen in der Kraftwerksstruktur durch Investitionen in neue Kraftwerke bzw. Stilllegungen können die Einsatzfolge beeinflussen. Wie zuvor ausgeführt sind aufgrund der Bauzeiten und der üblichen Fristen von Handelsgeschäften lediglich Gas-kraftwerke relevant. Mitte der Siebziger Jahre wurde der Großteil der heute in Betrieb befindlichen Kraftwerke gebaut. Ende der 80er Jahre erreichte der Zugang an Kern-

---

<sup>425</sup> Aussagen basieren auf Analyse der historischen Pegelstände des Rheins.

kraftwerken sein Maximum.<sup>426</sup> Seit dieser Zeit wurden im Wesentlichen Ersatzinvestitionen getätigt. Nachfolgend sei der Leistungszugang in Deutschland von derzeit im Bau befindlichen Kraftwerken dargestellt.

**Tabelle 42:** *Leistungszugang aus im Bau befindlicher Neu- und Erweiterungsbauten in Kraftwerken der Stromversorger, 1998-2003*

MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Leistungszugang	1.100	1.938	2.016	-	1.200	264
Anteil an Gesamtkapazität	1%	2%	2%	0%	1%	0,2

Quelle: VDEW (1999) S. 48-49.

Typischerweise werden diese Investitionen in moderne GuD-Anlagen sowie in Braunkohlekraftwerke getätigt. Man kann davon ausgehen, dass Stilllegungen unrentabler Kraftwerke in gleichem oder leicht höherem Volumen entgegenstehen werden.<sup>427</sup> Der Leistungszugang durch ein modernes GuD-Kraftwerk bringt zwar einen enormen Effizienzgewinn, wie aber aus obiger Tabelle zu erkennen ist, ist hiervon im Verhältnis zur gesamten Kapazität nur ein sehr geringer Teil betroffen. Der Bestimmungsfaktor Kraftwerksstruktur verändert sich daher derzeit nur gering. Mit einem stärkeren Anstieg kann frühestens ab 2006 infolge technisch notwendiger Erneuerungen und des geplanten Atomausstiegs gerechnet werden.<sup>428</sup>

Des Weiteren wurden die Bestimmungsfaktoren des Handels in Form der Netzengpässe und der Netzgebühren detailliert. Netzengpässe sind nur im grenzüberschreitenden Bereich denkbar.<sup>429</sup> Aufgrund des noch geringen internationalen Handels ist der Einfluss gering. So beträgt der Handel mit den Kernländern 140 TWh im Vergleich zur Erzeugung von rund 1.200 TWh.<sup>430</sup> Die Schwankungen allerdings sind enorm. Ein Indikator hierfür sind die Veränderungen der Netto-Transferkapazitäten<sup>431</sup> auf Sicht eines Jahres

<sup>426</sup> Vgl. Hoster (1996) S. 66-67.

<sup>427</sup> Vgl. VDEW (1999) S. 48.

<sup>428</sup> Durch den Ausstieg der Atomenergie gehen insgesamt 21 GW in Deutschland vom Netz. Gemäß des derzeitigen Ausstiegsplans werden ab 2003 die kleineren Atomkraftwerke stillgelegt. Die Spitze wird in den Jahren 2009-2016 erreicht, wo insgesamt 14 GW stillgelegt werden. Quelle Eigene Berechnung auf Basis des Ausstiegsplans nach Financial Times Deutschland vom 12.10.2000 S. 9.

<sup>429</sup> Vgl. Döpke/Wagner (2000) S. 25.

<sup>430</sup> Vgl. <http://www.ucte.org>.

<sup>431</sup> Definiert als maximaler Austausch zwischen zwei Regelzonen unter Berücksichtigung der Sicherheitsstandards beider Zonen sowie möglicher technischer Unsicherheiten, vgl. <http://www.etsonet.org>.

wie sie von der vom Dachverband der europäischen Netzbetreibern regelmäßig veröffentlicht werden.

**Tabelle 43: Nettotransferkapazitäten in Spitzenlastzeiten Deutschland zu angrenzenden Ländern (in MW)**

	<i>Winter 1999-2000</i>	<i>Winter 2000-2001</i>	<i>Sommer 2001</i>
Österreich	250	1.650	1.850
Belgien + Niederlande	3.710	2.800	3.800
Schweiz	750	2.000	850
Frankreich	2.250	2.250	1.750
Dänemark (West)	800	800	800
Polen	200	-	-
Schweden	390	370	370
Dänemark (Ost)	550	550	550
Centrel-Region	420	1.200	2.000
Tschechische Republik	300	-	-

Quelle: <http://www.etso-net.org>.

Auch auf die kurze Frist können die Übertragungskapazitäten infolge von vorübergehenden Störungen und Engpässen signifikant schwanken.<sup>432</sup>

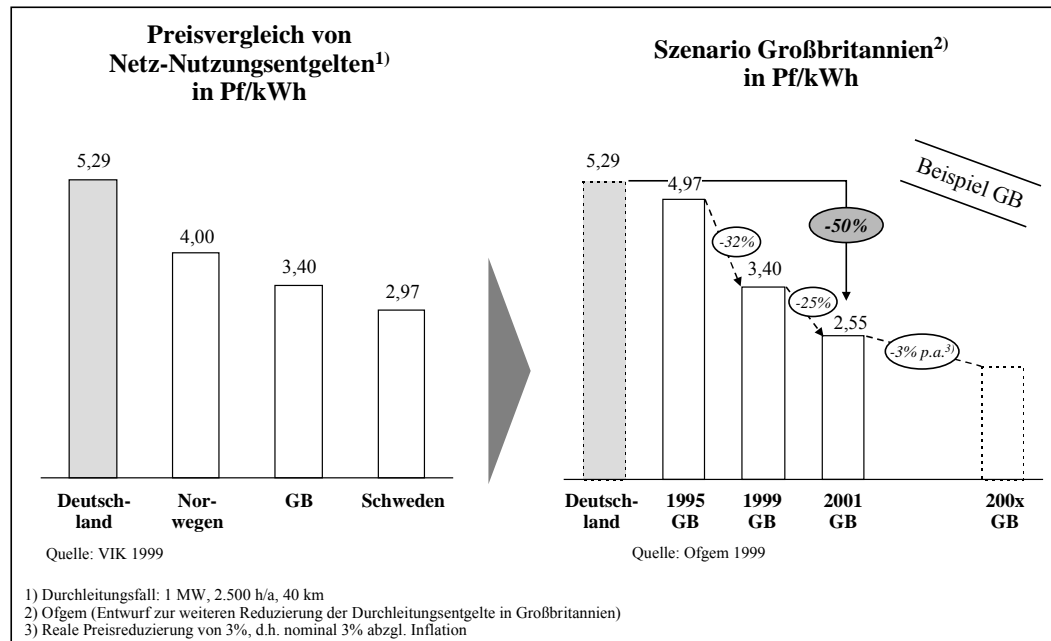
Netznutzungsgebühren beeinflussen die gesamte Einsatzfolge. Zu den Veränderungen der Netznutzungsgebühren existieren in Deutschland noch wenig Erfahrungen, jedoch ist davon auszugehen, dass es auf kurze Sicht zu keiner Veränderung kommt. Unter der Annahme, dass die Nutzungsgebühren ausschließlich an den Kosten der Betreiber orientiert sind, dürften auch auf Sicht eines Jahres nur geringe Schwankungen auftreten.<sup>433</sup> Allerdings lässt zumindest in Deutschland die Verbändevereinbarung Kalkulationsspielräume, welche die Netzbetreiber zu ihren Gunsten auslegen, so dass es im internationalen Vergleich noch zu hohe Netzgebühren gibt. Geht man davon aus, dass diese Spielräume beseitigt werden und es zur Anpassung an internationale Maßstäbe kommt, wird dies signifikante Veränderungen zur Folge haben. HAAG/KARTENBENDER/MAIER weisen die Spielräume nach, indem sie durch Vergleich

<sup>432</sup> Ein Beispiel für kurzfristige Restriktionen war die fast vollständige Reduktion der Kapazität des „Baltic Cable“ durch Engpässe in Südschweden Anfang Oktober 2000; Quelle: Platt’s European Power Daily vom 03.10.2000.

<sup>433</sup> Angaben basieren auf Erfahrungen in Beratungsprojekten mit Fokus auf Kostensenkungen in der Energiewirtschaft.

mit dem bereits deregulierten Markt Großbritannien zeigen, dass Reduktionen für Nutzungsentgelte von bis zu 50% notwendig sein werden, um den Abstand zu den europäischen Vorreitermärkten zu verringern.<sup>434</sup>

Abbildung 40: Entwicklung der Netznutzungsentgelte in deregulierten Märkten



Quelle: Haag/Kartenbender/Maier (2000) S. 6.

Aufgrund der in Deutschland einzigartigen Vorgehensweise, die Konsensverhandlungen zur Ermittlung der Rahmenbedingungen für Netznutzungsgebühren vorsieht, dürften notwendige Anpassungen weniger stark ausfallen. Dennoch kann hier von einer mittleren Veränderlichkeit ausgegangen werden.

Aufgrund der Ergebnisse soll nun wiederum eine Einschätzung der Bedeutung der Bestimmungsfaktoren des Kraftwerkseinsatzes getroffen werden. Abbildung 41 gibt einen Überblick. Priorisiert man wiederum die kurzfristige Sichtweise, so kann als bedeutender Einflussfaktor die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke gefolgt von den Netzengpässen, der Verfügbarkeit von Wasser-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken und Netzgebühren genannt werden. Eine geringe Bedeutung kommt der Verfügbarkeit von Gaskraftwerken sowie generell der Kraftwerksstruktur zu.

<sup>434</sup> Vgl. Haag/Kartenbender/Maier (2000) S. 4-6.

Abbildung 41: Bedeutung von Bestimmungsfaktoren des Kraftwerkseinsatzes

	hoch		
Langfristige Bedeutung	• Netzgebühren	• Netzengpässe	
	mittel		
	• Verfügbarkeit Gaskraftwerke	• Verfügbarkeit Braunkohle-, Wasser-, Steinkohlekraftwerke	• Verfügbarkeit Kernkraftwerke
	niedrig	mittel	hoch
	Kurzfristige Bedeutung		

Quelle: Eigene Darstellung

### Lastkurve

Analog zum Kraftwerkseinsatz kann das Grenzkraftwerk durch Änderung der Leistungsnachfrage bei konstanter Einsatzfolge wechseln. Im vorigen Kapitel wurden pro Verbrauchersegment (Haushalte, Industrie, usw.) und Einsatzzweck (Raumwärme, Kraft, usw.) die Bestimmungsfaktoren der Leistungsnachfrage in den Kategorien historisches Lastniveau, Sektorenstruktur und Verbrauchsumfeld, Wiedereinfluss sowie reguläre Einflüsse und Sondereinflüsse bestimmt. Um einzuschätzen, welchen Einfluss die einzelnen Bestimmungsfaktoren auf die Leistungsanforderungen haben, müsste die Korrelation zwischen beiden Größen bekannt sein. Diese Zahlen sind nicht durchgängig verfügbar und wohl nur den Netzbetreibern exakt bekannt. Rückschluss auf den Einfluss der einzelnen Bestimmungsfaktoren kann die in Tabelle 37 dargestellte Größe der Verbrauchersegmente pro Einsatzzweck geben. Ferner konnte den Segmenten und Einsatzzwecken in Tabelle 38 zumindest grob ein Bestimmungsfaktor zugeordnet werden. Es soll daher die folgende vereinfachende Annahme getroffen werden: Ein Bestimmungsfaktor hat einen um so stärkeren Einfluss auf den Verbrauch, je größer die Summe der Segmentverbräuche (in TWh), denen er zuzuordnen ist. Auf diese Art ergibt sich eine erste Indikation zum Einfluss eines Bestimmungsfaktors, die durch sachlogische Diskussion verifiziert und ggf. modifiziert werden kann. Dies soll am Beispiel der

Temperatur verdeutlicht werden. Beispielsweise wirkt der Bestimmungsfaktor „Temperatur“ auf das Verbrauchsverhalten in allen Segmenten zur Erzeugung von Raumwärme. Ferner können z.B. sinkende Temperaturen das Freizeitverhalten verändern, was dazu führt, dass die Menschen sich mehr im Inneren aufhalten und damit den Verbrauch von Strom für mechanische Energie, z.B. zum Betrieb von Fernsehern, und für Licht beeinflussen. Wie Abbildung 42 zeigt, beträgt die Summe des Einflussbereiches des Bestimmungsfaktors Temperatur somit rechnerisch 272 TWh, bzw. knapp 20% des gesamten Verbrauchs.

**Abbildung 42: Einflussbereich des Bestimmungsfaktors „Temperatur“ in den Kernländern**

	Industrie	Verkehr	Haushalt	GHD	Gesamt
Raumwärme	2	2	65	25	94
Warmwasser	2	-	63	32	96
Sonstige Prozesswärme	119	-	65	25	209
Mechanische Energie	326	29	146	116	617
Licht	26	2	32	52	112
<b>Summe</b>	<b>475</b>	<b>33</b>	<b>370</b>	<b>250</b>	<b>1.128</b>

Graue Schattierung: Einflussbereich des Bestimmungsfaktors "Temperatur"

Quelle: siehe Tabelle 37.

Der faktische Einfluss wird jedoch geringer liegen. Zum einen wird ein Teil der Raumwärme über Nachtspeicher bereitgestellt, so dass hier zumindest eine zeitliche Entkopplung des Zusammenhangs von Temperaturschwankungen und Leistungsanforderung entsteht. Zum anderen werden die Einsatzzwecke „Mechanische Energie“ und „Licht“ von anderen Faktoren, v.a. Tageszeit, Wochenenden, Energieeffizienz der eingesetzten Geräte wesentlich stärker beeinflusst. Sachlogisch lässt sich ein Zusammenhang der Temperatur und der Leistungsanforderung für Deutschland sowie der für den deutschen Markt relevanten Kernländer (Frankreich, Österreich, Niederlande, Schweiz) erkennen. Allerdings fällt dieser geringer aus als z.B. in den USA, wo Strom häufig zu Heiz- und Kühlzwecken eingesetzt wird. Nach Aussagen der Energiewirtschaft führt in Deutschland eine Veränderung der Temperatur von 1°C zu einer Veränderung der Leistungsanforderung von 0,5-1,5% in Abhängigkeit der Tages- und Jahreszeit.<sup>435</sup>

<sup>435</sup> Vgl. Eurprog (2000) S. 39.

Wendet man dieses Vorgehen auf alle Bestimmungsfaktoren an, so erhält man einen Indikator für den Einfluss eines Bestimmungsfaktors auf die Grenzkosten. Tabelle 44 zeigt das Ergebnis und gibt zudem eine Einschätzung für das Kriterium Veränderlichkeit in Form eines ordinalen Ratings. Eine Einschränkung ist für den Bereich Verkehr zu machen, da der Stromverbrauch weitgehend durch den Betrieb des Schienennetzes der Deutschen Bahn verursacht wird, welches durch eigene Erzeugungsanlagen der Bahn versorgt wird. Somit kommt diesem Bereich keine Bedeutung in der Strompreisbildung zu.

**Tabelle 44: Bedeutung einzelner Bestimmungsfaktoren des Verbrauchs**

Bestimmungsfaktoren		Einflussbereich in TWh <sup>436</sup>		Veränderlichkeit	
		kurzfr. (1 Woche)	langfr. (1 Jahr)	kurzfr. (1 Woche)	Langfr. (1 Jahr)
Segmentstruktur und Verbrauchsumfeld	Gewerbestructur	250	250	-	Gering
	Industriestructur	475	475	-	Gering
	Haushaltsstruktur	370	370	-	Gering
	Geräteeffizienz	173	173	-	Gering
	Wirtschaftswachstum	499	499	-	Mittel
	Bahnstandorte	4	4	-	Gering
	Aufkommen Schienenverkehr	29 (nicht relevant)	29 (nicht relevant)	-	Gering
Wettereinfluss	Sonnenscheindauer/ Bewölkungsgrad	112	112	Hoch	Mittel
	Temperatur	272 (de facto geringer)	272 (de facto geringer)	Hoch	Mittel
Reguläre Einflüsse/ Sondereinflüsse	„Zeitfaktoren“ (Wochende, Feiertage etc.)	1.128	1.128	Hoch	Niedrig
	Nationale und lokale Ereignisse	175	175	Hoch	Hoch

Quelle: Eigene Darstellung

An dieser Stelle sei nochmals gesagt, dass Tabelle 44 nur eine Indikation, nicht aber eine exakte Quantifizierung von Einfluss und Veränderlichkeit der Bestimmungsfaktoren liefern kann. Auf Basis dieser Indikation kommt den „Zeitfaktoren“, wie Tageszeit, Feiertage, Brückentage, Wochenende, ein überragendes Gewicht zu, da sie das Ver-

<sup>436</sup> Anmerkung: Mehrfachzuordnung ist möglich.

brauchsverhalten in allen Sektoren beeinflussen. Daneben haben die Bestimmungsfaktoren Industrie- und Haushaltsstruktur, Temperatur und wirtschaftliche Situation den stärksten Einfluss, wobei es keine Unterschiede zwischen kurz- und langfristiger Betrachtung gibt.

Um eine Bedeutung für den Handel zu haben, reicht es nicht aus, dass ein Bestimmungsfaktor nur einen großen Teil der Grenzkosten beeinflusst. Vielmehr muss er auch veränderlich sein, um Preisschwankungen zu verursachen. Hinsichtlich der Veränderlichkeit der Bestimmungsfaktoren ist wiederum zwischen kurzfristiger und langfristiger Analyse zu unterscheiden. Bei der Struktur der einzelnen Verbrauchersegmente, die Verbrauchseffizienz der eingesetzten Anlagen und Geräte kann auch auf Sicht eines Jahres von einer hohen Konstanz ausgegangen werden. Als Beispiel sei die Anzahl der Haushalte in der BRD angeführt. Zwischen 1995 und 2010 beträgt die jährliche Steigerung lediglich 0,3% und auch die Strukturverschiebungen (z.B. Einpersonen- zu Zweipersonenhaushalten) bewegen sich in ähnlicher Größenordnung. Lediglich das Wirtschaftswachstum kann innerhalb der Jahresfrist im Rahmen der Konjunkturzyklen schwanken.<sup>437</sup> So zeigen Erfahrungen aus der jüngsten Vergangenheit, dass gemessen am Bruttoinlandsprodukt Schwankungen von bis zu drei Prozent innerhalb eines Jahres möglich sind.

Die Bestimmungsfaktoren des Wetters können kurzfristig stark schwanken, erweisen sich langfristig als stabiler mit Tendenz zum langjährigen Durchschnitt, wobei es im Jahresvergleich zu Schwankungen, z.B. infolge heißer Sommer kommen kann.

Einflüsse des Faktors „Zeit“ (Wochenende, Urlaubszeit etc.) sind kurzfristig stark veränderlich, auf Sicht eines Jahres gleichen sie sich jedoch aus.

Die Vielzahl möglicher Sondereinflüsse (Sportereignisse, Zeitumstellung, usw.) sind sowohl kurz als auch langfristig signifikant schwankend.

Klassifiziert man diese Faktoren auf Basis der Indikation zu kurz- und langfristigem Einfluss und Veränderlichkeit, so lässt sich die folgende Matrix bilden:

---

<sup>437</sup> Vgl. Rose/Muthiah/Fusco (1997) S. 85.



Abbildung 43: Bedeutung der Bestimmungsfaktoren des Verbrauchs

<b>Langfristige Bedeutung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirtschaftswachstum</li> </ul> <p><b>hoch</b></p>		
	<p><b>mittel</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatur</li> <li>• Bewölkungsgrad</li> <li>• Nationale, lokale Ereignisse</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Industrie- und Haushaltsstruktur</li> <li>• Gewerbestruktur</li> <li>• Geräteeffizienz</li> <li>• Struktur Bahnstandorte/ Aufkommen Schienenverkehr</li> </ul> <p><b>niedrig</b></p>	<p><b>mittel</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reguläre Einflüsse des Faktors „Zeit“ (Urlaubszeit, Feiertage, etc.)</li> </ul> <p><b>hoch</b></p>
		<b>Kurzfristige Bedeutung</b>	

Quelle: Eigene Darstellung

In der Konsequenz bedeutet dies, dass der Einfluss der weitgehend konstanten Faktoren, wie Haushalts- und Industriestruktur, sich bereits in den historischen Lastdaten widerspiegelt und angesichts der geringen Veränderlichkeit der Bestimmungsfaktoren auch für die im Handel relevante Zukunft von drei Jahren als repräsentativ gelten kann. Ein Analyst sollte daher seine Lastprognose auf historischen Daten aufbauen und diese auf vergleichbare Tage in der Zukunft projizieren. Auf diese Weise ist der Einfluss des Faktors „Zeit“ berücksichtigt. Auf dieser Basis sind dann Anpassungen für mögliche Temperaturveränderungen, Bewölkung, Konjunkturschwankungen und Sondereinflüsse einzuarbeiten. Alle anderen Bestimmungsfaktoren sollten keine Relevanz haben. Für die langfristige Analyse kann vor allem die wirtschaftliche Situation zusätzlich hinzugezogen werden.

### **Fazit**

In obigen Ausführungen wurden die Bestimmungsfaktoren in den Klassen Verbrauch, Kosten, Kraftwerkseinsatz eingeteilt und hinsichtlich der kurz- und langfristigen Bedeutung analysiert. Um die Komplexität der Analyse zu beherrschen, mussten an verschie-

denen Stellen Einschränkungen gemacht werden.<sup>438</sup> Dennoch können die Einschätzungen mit Hilfe der Prioritätsmatrix als Hinweise für die Bedeutung der Bestimmungsfaktoren verstanden werden. Tabelle 45 fasst nochmals die Bestimmungsfaktoren in der Reihenfolge ihrer Bedeutung zusammen.

**Tabelle 45: Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten nach Bedeutung**

<b>Energie- und Kraftwerkskosten</b>	<b>Kraftwerkseinsatz<sup>439</sup></b>	<b>Verbrauch</b>
1. Marktpreis Gas	1. Verfügbarkeit von Kernkraftwerken	1. Zeitliche Faktoren
2. Marktpreis Kohle	2. Netzengpässe	2. Temperatur
3. Überseetransport Steinkohle	3. Verfügbarkeit von Wasser-, Braunkohle-, und Steinkohlekraftwerken	3. Nationale, regionale Ereignisse
4. Gebühren für die Übertragung von Gas	4. Netzgebühren Strom	4. Bewölkung
5. Auslastung Gaskraftwerke	5. Verfügbarkeit von Gaskraftwerken	5. Wirtschaftswachstum
6. Auslastung Steinkohlekraftwerke		6. Industrie- und Haushaltsstruktur
7. Binnentransport Steinkohle		7. Geräteeffizienz
8. Kapazitätskosten Gaskraftwerke		8. Gewerbestruktur
9. Bestimmungsfaktoren der Kosten von Kern-, Wasser- und Braunkohlekraftwerken		9. Aufkommen Schienenverkehr
10. Technische Effizienz		10. Struktur Bahnstandorte

*Quelle: Eigene Darstellung*

Mit Hilfe dieser Einschätzung kann auch die Frage beantwortet werden, auf welche Bestimmungsfaktoren die Analysen fokussiert werden und insbesondere sich der Einsatz von Satellitenmodellen lohnen sollte. Auf der Kostenseite ist vor allem der Aufbau von Satellitenmodellen zur Bestimmung der Gas- und Steinkohlepreise zu nennen. Auf der Verbraucherseite ist vor allem die Analyse der regulären und wiederkehrende spezifischen Einflüsse von Wochenenden, Urlaubszeiten, Feiertagen sowie Wetterprognosen von Bedeutung. Hier besteht z.B. die Möglichkeit durch Einsatz von Meteorologen die Analysen zu verbessern, was in Amerika zunehmend praktiziert

<sup>438</sup> Beispielsweise wurden nur die Kernländer und zwei beispielhafte Prognosehorizonte betrachtet, Teile der regenerativen Energien von der Analyse ausgeschlossen und aufgrund der Datenlage nur ordinale Ratings eingesetzt.

<sup>439</sup> Wie zuvor dargestellt beeinflussen Importe und Exporte den Kraftwerkseinsatz. Sie sind das Ergebnis von Handelsentscheidungen der Marktteilnehmer, welche auf Basis von beeinflussbaren Erzeugungskosten, der Kraftwerksstruktur, Verfügbarkeit und Handelsbeschränkungen getroffen werden. Diese Faktoren sind bereits im Grenzkostenmodell enthalten, so dass Im- und Exporte hier nicht separat aufgeführt werden.

wird.<sup>440</sup> Auf Seite des Kraftwerkseinsatzes ist vor allem die Verfügbarkeit von Kernkraftwerken zu nennen. Hier sind Quellen zu erschließen, die über kurzfristige Schwankungen möglichst zeitnah informieren und Modelle zu entwickeln, mit denen durch Wartungsarbeiten verursachte Stillstände prognostiziert werden können.

---

<sup>440</sup> Vgl. Turner (1998) S. 3.

### 3.2.2.1.2 Technische Analyse

#### 3.2.2.1.2.1 Interpretation technischer Signale

Durch die Analyse von Chartformationen sollen kurz- und mittel und langfristige Trends der auf Handelsplätzen fortlaufend ermittelten Preise abgeleitet werden. Relevant ist hier der Strompreis, aber ausgefeiltere technische Analysen könnten auch Gas- und Steinkohlemärkte betrachten und damit deren Bedeutung für den Strompreis Rechnung tragen.

Durch Beschränkung der Analyse auf Preisbewegungen ist der Informationsbedarf wesentlich geringer als bei der fundamentalen Analyse. Die Analyse eines börsennotierten Kontrakts basiert auf drei essentiellen Kurven:<sup>441</sup>

- Die Preiskurve mit Höchst-/Tiefst-/Schluss-(Eröffnungs-) kursen zu einem bestimmten börsennotierten Kontrakt.
- Umsatzkurve mit dem Umsatzvolumen aller abgeschlossenen Geschäfte zu einem Kontrakt- oder Preisindex.
- Kurve „Offenes Interesse“ (Open Interest), als Summe aller offenen Positionen in MWh zu einem bestimmten Termin.

Für alle Kurven gilt, dass sie die Daten sämtlicher aktiver Monate beinhalten sollten. Darüber hinaus sollten für Umsatz und Open Interest Vergleichskurven aus den vergangenen fünf Jahren als Durchschnittskurve vorliegen.<sup>442</sup> Die Veröffentlichung dieser Daten ist in der Regel nur den Terminbörsen vorbehalten.

Auf Basis dieser Daten bzw. Kurven können verschiedene Analysen durchgeführt werden. Verbreitete Analysen sind nachfolgend genannt:

- Marktcharakteranalyse, d.h., aus den Entwicklungen zu Preis- Umsatz und Open Interest den Zustand des Marktes abzuleiten. Beispiele für typische Zustände sind „überkauft“ und „überverkauft“.
- Strukturelle Entwicklungen (Zyklen), d.h. historische und saisonale Wiederholungen, die ähnliche Preis-, Umsatz- und Open Interest Bilder zeichnen.

---

<sup>441</sup> Vgl. Hirt (1983) S. 150-151.

<sup>442</sup> Ebenda. S. 153.

- Preiskurven-Bilder, aus denen Widerstands-, Unterstützungslinien und Trendumkehrungen abgeleitet werden können.<sup>443</sup>
- Trendfolge-Methodik, d.h., die statistische Analyse der Preistrends auf Basis der gleitenden Durchschnitte und Momentum. Ferner existiert eine Vielzahl technischer Indikatoren. Sie bauen jedoch allesamt auf obigen Kurven auf und stellen daher keine zusätzlichen Anforderungen an den Informationsbedarf.<sup>444</sup>

#### 3.2.2.1.2.2 Weiterentwicklung der technischen Analyse

Die Charttechnik ist ein „Seismogramm des Marktes“. Sie spiegelt dessen Verhaltensmuster wider. Diese Verhaltensmuster müssen sich mit der Entwicklung des Marktes erst herausbilden. Es ist daher von großer Bedeutung, Erfahrungen zu den technischen Signalen eines liberalisierten Strommarktes zu sammeln und permanent weiterzuentwickeln.

Aus Sicht des Informationsbedarfs ist daher neben den benötigten Datenreihen zu Preisen, Umsätzen und Open Interest vor allem wichtig, dass Stromhändler im laufenden Geschäft das Erkennen technischer Signale erlernen, die Signale und ihre Erfahrungen miteinander austauschen und diskutieren.<sup>445</sup> Dieses Wissen über technische Signale und das Verständnis über das Marktverhalten schneller zu entwickeln, kann ein bedeutender Wettbewerbsvorteil sein.

#### 3.2.2.2 Bestimmung der Gesamtposition

Unter einer Gesamtposition wird der Saldo von Long- und Short-Positionen gleichartiger Transaktionen verstanden. Ist der Saldo ausgeglichen, kann von einer geschlossenen Position gesprochen werden, ansonsten entsteht eine offene Position in Höhe des Saldos. Voraussetzung für die Ermittlung der Gesamtposition ist es, alle Handelspositionen sowie der physischen Positionen resultierend aus längerfristigen Vertriebsgeschäften und den eigenen Kraftwerkskapazitäten zu erfassen. In einem zweiten Schritt sind diese Positionen im Handelsbuch zu integrieren.

---

<sup>443</sup> Hierunter fällt auch die technische Analyse der Volatilität.

<sup>444</sup> Ein grobes Muster liefern die Erfahrungen der Finanz- und Warenterminmärkte. Für deren umfassende Darstellung sei auf die Literatur verwiesen werden; vgl. z.B. Murphy (2000) oder Hirt (1983).

<sup>445</sup> Vgl. Hirt (1983) S. 89.

### 3.2.2.2.1 Erfassung relevanter Positionen

Die Erfassung von *Handelsgeschäften* erfolgt durch den Händler nach Geschäftsabschluss in so genannten „Books“ (bzw. Büchern),<sup>446</sup> die als strukturierte Datenbasis für das gesamte Handelsgeschäft dienen.

Die künftigen Liefermengen aus *langfristigen Lieferverpflichtungen* ergeben sich aus der Aggregation der einzelnen Lastprofile je Kunde. Die einzelnen Lastprofile werden im Zuge des Geschäftsabschlusses bei Großverbrauchern auf Basis einer individuellen Prognose erstellt. Hierzu müssen historische Lastdaten, Wetterdaten und Sondereinflüsse berücksichtigt werden.<sup>447</sup> Für Kleinverbraucher wird auf Standardlastprofile zurückgegriffen.<sup>448</sup>

Die *eigenen Kraftwerke* sind in dem Maße im Portfolio einzuplanen, wie sie zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden können. Dies wird auch als gesicherte Leistung bezeichnet und gemäß Tabelle 33 ermittelt.<sup>449</sup>

### 3.2.2.2.2 Integration der Positionen im Handelsbuch

Um alle Positionen zentral im Handelsbuch zu erfassen und die Gesamtposition zu ermitteln, ist es notwendig, die Einzelpositionen vergleichbar zu machen. Ansätze hierfür finden sich im Zusammenhang mit so genannten „Real Optionen“.<sup>450</sup> Danach können Kraftwerke und die Lieferverpflichtungen des Vertriebs als Finanzderivate interpretiert werden. Wie bereits zuvor erwähnt, stellen Kraftwerkskapazitäten eine physische Long-Position dar,<sup>451</sup> hingegen repräsentieren Vertriebsgeschäfte eine Short-Position. Noch offen ist die Frage, welche Handelsprodukte mit den verschiedenen Kraftwerks- und Liefervertragsarten korrespondieren. Spitzenlastkraftwerke, die nur bei Bedarf angefahren werden, haben stärker den Charakter einer Option, dessen Inhaber das Recht bekommt, die Kapazität zu nutzen, dies aber nicht notwendigerweise tut. Sie entsprechen einem Long-Call. Für Grundlastkraftwerke kommt ein Abschalten aufgrund

---

<sup>446</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 207.

<sup>447</sup> Vgl. GP 3.2.2.1.1.4.

<sup>448</sup> Diese bilden statistisch den Lastverlauf eines „Durchschnittskunden“ nach; vgl. Bock/Nissen (1999) S. 606.

<sup>449</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993) S. 133.

<sup>450</sup> Vgl. zu „Real Options“ z.B. Meise (1998) oder Trigeorgis (1996).

der hohen Anfahrkosten nicht in Frage. Sie entsprechen daher eher einem Future, dessen Kapazität zwingend abzurufen ist.<sup>452</sup> Werden Kraftwerkskapazitäten für den Verbundbetrieb vorgehalten, so entspricht dies aus Sicht des Betreibers einem Short-Call, den ein Netzbetreiber ausüben kann, aber nicht muss. Offene Lieferverträge haben Optionscharakter.

Anhaltspunkte für die Transformation physischer Positionen in Handelspositionen liefert nachfolgende Aufstellung:

**Tabelle 46: Transformation von Kraftwerken und Vertriebsgeschäften in Handelspositionen**

<b>Lieferverträge/Erzeugungskapazitäten</b>	<b>Korrespondierende Handelsposition</b>
Feste Lieferverträge mit festem Preis und variabler Menge („Traditioneller offener Liefervertrag“)	Short Forward in Höhe der „sicheren“ Menge und Short-Calls bzw. Swing Options über die restliche Menge
Lieferverträge mit festem Preis und Menge	Serie von Short Forward zu den unterschiedlichen Erfüllungssterminen
Lieferverträge mit variablem Preis (an Index gebunden) und fester Menge	Short Forward mit Preisbindung an den Index
Freie Kapazität in Grundlastkraftwerken	Long-Forward
Freie Kapazität in Mittel- und Spitzenlastkapazitäten	Long-Call
Reservekapazitäten (für Verbundbetrieb)	Short-Call

*Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.*

Die bestehende Gesamtposition kann nach der Transformation durch einfaches Saldieren der Einzelpositionen bestimmt werden. Der Händler kann dann beispielsweise erkennen, ob er insgesamt in einer Short-Position ist, d.h., die Verkaufspositionen gegenüber den Kaufpositionen überwiegen oder er sich umgekehrt in einer Long-Position befindet.

### **3.2.2.3 Ermittlung von Anpassungsbedarf im Portfolio**

Auf Basis der erwarteten Preis- und Volatilitätsentwicklung sowie des bestehenden Portfolio kann der Händler Anpassungsmaßnahmen für sein Portfolio treffen. Grundsätzlich hat er die Möglichkeit, zwischen Kraftwerkseinsatz oder einer Handelstransaktion zu wählen. Entscheidungskriterium ist der aktuelle Spot- und Terminmarktpreis

<sup>451</sup> Eine Ausnahme bilden Reserven für den Verbundbetrieb (Primär- und Sekundärregelung), da diese vom Netzbetreiber abgerufen werden können.

<sup>452</sup> Vgl. Nagarajan (1999) S. 254.

und die Grenzkosten der eigenen Erzeugung. Das Resultat dieser Aufgabe sind daher konkrete Handelstransaktionen sowie ein Kraftwerkseinsatzplan. Insgesamt existieren eine Vielzahl möglicher Konstellationen von Vertriebsmengen, Kraftwerksverfügbarkeit und Markterwartung, die unterschiedliche Handelstransaktionen auslösen.<sup>453</sup>

Nachfolgend seien Beispiele genannt: Erwartet ein Portfoliomanager steigende Preise, wird er Strom auf Termin kaufen, d.h., er wird versuchen, eine offene Long-Position einzugehen, um diese nach Eintritt des Preisanstieges mit Gewinn wieder zu schließen. Gleiches gilt für den Fall einer ungewollten Short-Position aufgrund von Kraftwerksausfällen oder erhöhter Lastprognosen. Erwartet er zudem steigende Volatilität, impliziert dies steigende Optionspreise und der Händler wird versuchen, eine Long-Call Position einzunehmen.

### 3.2.3 Informationsbedarf

Nachfolgend sollen die Merkmale des Informationsbedarfs resultierend aus den Aufgaben des Kernprozesses „Erarbeitung eines Handelsplan“ nochmals zusammengefasst werden.

Der benötigte *Inhalt* entspricht im Falle der fundamentalen Analyse den abgeleiteten Indikatoren zu den Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten. Hier sei auf die zusammenfassenden Tabellen nach jeder Teilaufgabe verwiesen.<sup>454</sup> Allerdings konnte angesichts der Vielzahl möglicher Indikatoren kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben werden. Im Gegensatz zur fundamentalen Analyse können die benötigten Informationen bei der technischen Analyse einfach umrissen werden. Die Inhalte beschränken sich auf historische Daten zur Bestimmung der Kurven und auf Erfahrungen zu technischen Signalen. Zur Bestimmung der Gesamtposition und zur Ableitung entsprechender Handelstransaktionen werden Handelspositionen, aktuelle Lastprofile sowie die Einsatz-, Instandhaltungs- und Reserveplanung der eigenen Kraftwerke benötigt.

*Aufgabenträger* im Bereich der fundamentalen Analyse ist der Marktanalyst und im Bereich der technischen Analyse der technische Analyst. Die Auswahl konkreter

---

<sup>453</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 93-104 und S. 138-147. Die Autoren erläutern Handelstransaktionen in Abhängigkeit der Erwartung zu Preis und Volatilität.



Handelstransaktionen auf Basis der Marktprognose und der bestehenden Gesamtposition obliegt dem Portfoliomanager.

Ein Handelsplan wird täglich neu erstellt, entsprechend werden die Informationen täglich benötigt. (Kriterium: *Häufigkeit*).

Die Anforderungen an das Kriterium *Aktualität* ergeben sich aus der Häufigkeit. Da Handelspläne täglich neu erstellt werden, müssen die Informationen auch in täglich aktualisierter Form vorliegen. Dies impliziert auch, dass der Handel Zugriff auf alle tagesaktuellen Lastprofile des Vertriebs sowie auf die Kraftwerkseinsatzplanung bekommt. Für die technische Analyse als auch für die kurzfristig schwankenden Bestimmungsfaktoren sind die Anforderungen sogar noch höher. Nur wenn die Daten unmittelbar („real-time“), zumindest aber zeitnah verfügbar sind, ist gewährleistet, dass die Veränderungen nicht schon am Markt „eingepreist“ sind, ohne dass der Handel reagieren konnte.

Bei der technischen Analyse und der Erfassung der Vertriebs- und Erzeugungspositionen fallen täglich eine Vielzahl an Daten. Da diese weitestgehend standardisiert im Rahmen von Chart-Programmen verarbeitet werden können, wird darüber hinaus die Anforderung an ein elektronisch verarbeitbares *Format* gestellt.

Für eine vollständige Darstellung des Informationsbedarfs sei auf Anhang II verwiesen.

### **3.3 Aufgaben und Informationsbedarf: „Preisbewertung (Pricing)“**

#### **3.3.1 Grundlagen**

##### **3.3.1.1 Zielsetzung der Preisbewertung**

Nachdem die zu tätigen Handelsgeschäfte im Rahmen des Handelsplans ausgewählt wurden, ist nun ein adäquater Preis für die Transaktionen zu ermitteln. Zielsetzung der Preisbewertung, in der Fachsprache als Pricing bezeichnet, ist die Ermittlung eines fairen und von den meisten Marktpartnern akzeptierten Preises (Marktwert). Damit

---

<sup>454</sup> Vgl. Tabelle 21, Tabelle 23, Tabelle 25, Tabelle 28, Tabelle 32, Tabelle 34, Tabelle 35, Tabelle 36 und Tabelle 38.

unterscheidet sich das Pricing von der Marktprognose, die eine Abschätzung der allgemeinen Tendenz hinsichtlich Preis und Volatilität zum Ziel hat. Anwendungsgebiete des Pricing sind:<sup>455</sup>

- Konsistente Bepreisung der eigenen Handelsprodukte.
- Überprüfung der Marktgerechtigkeit von Handelsgeschäften.
- Erkennen von örtlichen, räumlichen und zeitlichen Arbitragemöglichkeiten.
- Regelmäßige Marktbewertung (mark-to-market) des Portfolio.

### 3.3.1.2 Finanzwirtschaftliche Preisbewertung

Methoden und Modelle der Preisbewertung wurden auf Finanz- und Warenterminmärkten über Jahre entwickelt. Diese werden grob in quantitative Modelle, Gleichgewichtsmodelle und marktorientierte Methoden eingeteilt.<sup>456</sup>

- *Quantitative Modelle* versuchen durch statistische Auswertung historischer Daten Preis bildende Zusammenhänge aufzudecken. Sie zielen damit eher auf die Ermittlung empirischer Regelmäßigkeiten als auf die Ableitung eines theoretisch „richtigen“ Preises.
- *Gleichgewichtsmodelle* haben dagegen die Bestimmung des theoretisch richtigen Preises zum Inhalt. Sie setzen einen vollkommenen Kapitalmarkt voraus und gehen von Kursverlaufshypothesen und der Annahme aus, dass Arbitragemöglichkeiten im Marktgleichgewicht nicht existieren.
- *Marktorientierte Methoden* versuchen den Wert eines Handelsproduktes auf Basis von Marktpreisindizes für vergleichbare Produkte (mark-to-market) zu ermitteln. Voraussetzung ist, dass ein solcher Index existiert und die Marktverhältnisse richtig widerspiegelt.

### 3.3.1.3 Besonderheiten des Stromhandels und Preisbewertung für Stromhandelsprodukte

Von den entwickelten Verfahren sollte der Stromhandel profitieren, allerdings können diese nicht 1:1 auf den Stromhandel übertragen werden. So konnten Finanzmärkte über Jahrzehnte reifen, hingegen steht der Strommarkt in Deutschland am Anfang der Entwicklung. Im Gegensatz zu reifen und liquiden Finanzmärkten können Händler im Pricing von Stromprodukten nicht auf Unmengen historischer Daten zurückgreifen.

---

<sup>455</sup> Vgl. Jameson (1999) S. 24.

<sup>456</sup> Vgl. Öhler/Unser (2001) S. 41-129. Meise (1998) S. 59 und vgl. Terstegge (1995) S. 30.

Eine Situation wie auf Kapitalmärkten ist auf dem Strommarkt derzeit und in den nächsten Jahren nicht zu erwarten.<sup>457</sup> Darüber hinaus sind Finanzmärkte hinsichtlich Ort, Kapital und Know-how zentralisiert. Beispielsweise existieren mit Frankfurt oder New York typische Finanzzentren und ein Euro hat den gleichen Preis in der gesamten Eurozone. Auf den Strommärkten sind Erzeuger und Endkunden über das ganze Land verstreut und der Preis variiert je nach Erfüllungsort.

Nachfolgend werden geeignete Methoden entwickelt, die auf Erfahrungen der Finanzmärkte beruhen und die Besonderheiten der Handelsware „Strom“ berücksichtigen.

### **3.3.1.3.1 Futures und Forwards**

Fast alle derivativen Stromhandelsprodukte haben einen Stromfuture oder -forward als Underlying.<sup>458</sup> Das richtige Pricing eines Forward ist daher Voraussetzung für das richtige Pricing der forwardbasierten Derivate. Aufgrund dessen kommt dem Pricing von Forwards eine besondere Bedeutung zu.<sup>459</sup> Werden Forwards zu verschiedenen Erfüllungszeitpunkten „gepreist“, so entsteht die so genannte Forwardkurve, wie sie in Abbildung 25 dargestellt ist.

Im einfachsten Fall basiert das Pricing meist auf vorhandenen Marktpreisindizes für vergleichbare Produkte („mark-to-market“). Im einfachsten Fall handelt es sich bei dem zu bepreisenden Produkt um einen börsengehandelten Future, so dass der Marktpreis sich im aktuellen Börsenpreis widerspiegelt. Nachfolgend seien die relevanten Preisindizes im deutschen Marktumfeld zum 01.09.2001 dargestellt, die zum Pricing auf Basis von Marktpreisen in Frage kommen.

---

<sup>457</sup> vgl. Duffie/Gray/Hoang (1999) S. 14.

<sup>458</sup> In diesen Fällen soll das Pricing von Futures und Forwards als identisch angesehen werden. Tatsächlich existieren durch die laufenden Marginzahlungen des Future im Vergleich zum Forward andere Zahlungsströme, die ggf. unterschiedliche Barwerte und damit unterschiedliche Marktwerte verursachen; vgl. Pilipovic (1997) S. 79-80.

<sup>459</sup> Was in der Praxis nicht der Fall ist. In Gesprächen mit Händlern im April 2000 wurde häufig auf die Frage nach der Bewertung von Forwards mit dem Satz geantwortet: „Ich hole mir ein Angebot bei meinem Broker“ oder „ich verlasse mich auf mein Bauchgefühl“.

Tabelle 47: Gängige Preisindizes im deutschen Marktumfeld zum 01.09.2001

Index	Erfüllungsort	Fristigkeit	Art	Veröffentlichung	Historie seit
<i>OTC-Indizes</i>					
GPI (bis 01.01.01 CEPI und EIS) <sup>460</sup>	Kupplungsstellen an den Übergangspunkten der Regelzonen der Höchstspannungsebene	Day-ahead (Base and Peak)	Gewichteter Index	Täglich ca. 15.00h	10.03.99
		Week-ahead (Base and Peak)	Gewichteter Index		
SWEP	Höchstspannungsebene, Laufenburg (CH)	Day ahead	Gewichteter Index der repräsentativen Mittagsstunde	Täglich	01.03.98
Platt's Market Assess- ment	Höchstspannungsebene	Day ahead	Umfrage unter Maklern	Täglich	Anfang 2000
		Weak ahead			
		Monatspreise (6 Monate im Voraus)			
		Quartalspreise (2 Quartale im Voraus)			
		Jahrespreise (3 Jahre im Voraus)			
	Week-ahead ( Base and Peak)				
Select Power Index (SPX)	Regelkreis der STEWAG (A)	Verbraucherpreise für Kunden die das Produkt Select gewählt haben	Index gegenüber Basiskonat	Monatlich	01.04.00
VIK- Preisindex	Alle Regelkreise	Regionsindex	Durchschnitt aus Stromangeboten an Industriekunden <sup>461</sup>	Monatlich	März 98
		VU-Preise			
<i>Börsen-Indizes</i>					
European Energy Exchange (EEX)	Spotmarkt: Höchstspannungsnetz (D) Terminmarkt: Finanzieller Ausgleich	Stundenpreise des Folgetages	In täglicher Auktion ermittelter Preis	Täglich ca. 10.00h	Spotmarkt 08.08.00
		Day Ahead- Block Preise (Base und Peak)	Fortlaufend gehandelter Preise	Fortlaufend zwischen 8- 12.00h	Termin- markt: 01.03.01
		Month Ahead Block (Base und Peak)	Fortlaufend gehandelter Preise	Fortlaufend zwischen 8- 12.00h	
		Year ahead Block (Base und Peak)	Fortlaufend gehandelter Preise	Fortlaufend zwischen 8- 12.00h	

<sup>460</sup> Der German Power Index (GPI) ist aus dem Central European Power Index (CEPI) und dem Electricity Index South (EIS) hervorgegangen. In den Index gehen Preise ein, welche von Stromgesellschaften zur Berechnung gemeldet werden. Die Berechnung des CEPI und des EIS bzw. des GPI erfolgt durch DowJones. Der CEPI berücksichtigte im Gegensatz zum GPI nur Geschäfte an den Kupplungsstellen des ehemaligen PreussenElektra-Netzes, der EIS war das Pendant im Netz der Bayernwerke, der GPI hingegen umfasst nun das gesamte deutsche Höchstspannungsnetz.

<sup>461</sup> Abnahme zwischen 100 kW über 1.600 Jahresstunden und 25 MW über 7.000 Jahresstunden.

Leipzig Power Exchange (LPX)	Höchstspannungsnetz (D)	Stundenblöcke	In täglicher Auktion ermittelter Preis	Täglich ca. 13.00h	14.06.00
		Stundenpreise des Folgetages	In täglicher Auktion ermittelter Preis	Täglich ca. 13.00h	
		Tagesdurchschnittspreis	Mengewichteter Index	Täglich ca. 13.00h	
Amsterdam Power Exchange (APX)	Deutschland (Regelkreis RWE/VEW) Niederlande	Stundenkontraktpreise	In täglicher Auktion ermittelter Preis	Wochentäglich	03.05.00
		Tagesdurchschnittspreis	Mengewichteter Index	Wochentäglich	25.05.99
NordPool	Spotmarkt (Elsport): verschiedene Übergabepunkte in Norwegen, Dänemark, Schweden und Finnland Terminmarkt (Eltermin) Finanzielles Settlement	52-Week Rolling Index	Gewichteter Index	Wochentäglich	Okt. 96
		Stundenkontraktpreise	In täglicher Auktion ermittelter Preis	Stündlich	Seit 1992
		Tageskontrakte (3-10 Tage im voraus)	Fortlaufend gehandelter Preise	Stündlich	25.09.95
		Monatskontrakt (10 Monate im voraus)	Fortlaufend gehandelter Preise	Stündlich	25.09.95
		Quartalskontrakte (12 Monate im Voraus)	Fortlaufend gehandelter Preise	Stündlich	25.09.95

Quelle: Homepages der Börsen, Angaben von Dow Jones, Platt's, DowPower.

Betrachtet man obige Indizes, so sind die folgenden Erkenntnisse abzuleiten:

- Während auf der deutschen Höchstspannungsebene eine Vielzahl von Indizes existiert, sind für die darunter liegenden Ebenen, mit Ausnahme des VIK-Indexes, keine Marktbewertungen vorhanden. Dieser hat jedoch durch eine zu geringe Aktualität infolge der monatlichen Veröffentlichung und ist nicht als aktueller Indikator zu verwenden.
- Es existieren keine Stundenpreise für Zeiträume über den nächsten Tag hinaus.<sup>462</sup>
- Terminpreise mit mindestens einem Jahr Datenhistorie existierten im September 2001 nur durch das „Market Assessment“ der Nachrichtenagentur Platt's, die täglich eine Befragung von Marktteilnehmern durchführt.
- Datenhistorien für den deutschen Markt existieren mit Ausnahme des VIK-Indexes erst seit März 1999 (CEPI/GPI).

Die Erkenntnisse lassen verschiedene Schlüsse zu. Einerseits muss in den wenigen Bereichen, wo mehrere Indizes zur Verfügung stehen, z.B. Spotpreise für die Höchstspannungsebene, ein geeigneter Preisindex ausgewählt werden.<sup>463,464</sup> Andererseits muss

<sup>462</sup> Zum selben Schluss kommen auch Eichholz/Otten (2000) S. 45.

<sup>463</sup> Dies ist Thema von GP 3.3.2.2.

in den meisten anderen Bereichen eine Lösung für die mangelnde Datenlage gefunden werden. Der Händler benötigt einen „Werkzeugkasten“, der ihm eine Preisbewertung in Abhängigkeit von der Datenlage ermöglicht. Insgesamt sind vier verschiedene Konstellationen denkbar, die eine unterschiedliche Vorgehensweise erfordern.<sup>465</sup>

**Abbildung 44: Wahl der Pricingmethoden in Abhängigkeit von der Datenlage**

		(1)	(3)
<b>Marktpreise für den Erfüllungsort vorhanden</b>	ja	Bewertung auf Basis der Forward-Preiskurve (Mark-to-Market)	a) <i>Fehlende Terminpreise:</i> Quantitative Fortschreibung von Spotpreisen b) <i>Zu niedrige Granularität:</i> Aufspaltung der Preise mittels historischer Lastprofile
	nein	Mark-to-Market unter Berücksichtigung zusätzlicher Kosten (z.B. Netznutzung)	nicht relevant
		ja	nein
		<b>Marktpreise für den Erfüllungszeitpunkt vorhanden</b>	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Angaben der Marktteilnehmer, Eichholz/Otten (2000) S. 45, Kreuzberg (1998) S. 43 und Pilipovic (1998) S. 79-98.

Ad 1) Wird in einer Konstellation mit frei verfügbaren und zugänglichen Marktpreisen für den Erfüllungsort und -termin gehandelt, so unterscheidet sich der Strommarkt hinsichtlich des Pricing nicht vom Finanzmarkt.<sup>466</sup> In der Regel kann eine Forwardkurve für Strom aus den frei zugänglichen Indizes abgelesen oder über die Kursstellungen der

<sup>464</sup> Als problematisch erweist sich hier noch die zersplitterte Börsenstruktur in Deutschland im August 2000, da die Liquidität auf die Börsen in Leipzig (LPX), Frankfurt (EEX) und dem deutschen Hub der Amsterdamer Börse verteilt wird. Zudem wird bei Blockkontrakten an der EEX ein fortlaufender Handel praktiziert, im Gegensatz zum Auktionshandel, der einmal am Tag den Preis auf Basis des gesamten Volumens ermittelt. Dies kann dazu führen, dass manche Preisstellungen auf Basis eines sehr geringen Volumens erfolgen. Dieses Problem könnte mittelfristig wegfallen, da allgemein von einer Konsolidierung der Börsenlandschaft ausgegangen wird.

<sup>465</sup> Dabei kann auf den Erfahrungen der Finanz- und Warenterminmärkte unter der Berücksichtigung der Besonderheiten des Strommarktes aufgebaut werden.

<sup>466</sup> Vgl. Pilipovic (1997) S. 79.

Makler eingeholt werden. Allerdings ist darauf zu achten, dass die Marktpreise auf Basis ausreichender Aktualität, Marktliquidität und Marktteilnehmern entstanden sind.

Ad 2) In dieser Konstellation werden Forwards und Futures gepreist, wobei für den spezifischen Erfüllungsort keine Indizes existieren. Allerdings existieren Preisdaten, die eine Bewertung des Stroms zum Erfüllungszeitpunkt ermöglichen, aber andere Erfüllungsorte aufweisen. Dies ist üblicherweise bei Geschäften mit Verbrauchern auf den unteren Spannungsebenen der Fall. Der Wert des Forward kann „mark-to-market“ an den Preisen auf der Höchstspannungsebene unter Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten für die Niederspannungsebene ermittelt werden, da Arbitrageure für die Synchronisierung der Preise sorgen werden.<sup>467</sup> Die Höhe der Durchleitungsgebühren und der Transportverluste bestimmen die preisliche Verknüpfung.

Ad 3) In der dritten Konstellation existiert ein Marktpreis für den Erfüllungsort, nicht jedoch für den Erfüllungstermin. Es ist zwischen zwei Fällen zu unterscheiden. Im ersten Fall existiert für den Erfüllungstermin zwar ein Spotmarktpreis, aber kein Terminmarktpreis. Im zweiten Fall existiert ein Terminmarktpreis, jedoch nicht in der notwendigen Granularität. Zu geringe Granularität liegt vor, wenn beispielsweise Tages- oder Stundenkontrakte gepreist werden sollen, jedoch nur Marktwerte für Monatskontrakte vorliegen.<sup>468</sup> Im ersten Fall besteht die einzige Möglichkeit die bestehenden Spotmarktpreise zu nutzen darin, deren historische Verläufe mit quantitativen Methoden in die Zukunft zu projizieren. Hierzu gibt es eine Vielzahl von Modellen.<sup>469</sup> Ausgangspunkt ist meist der aktuelle Spotmarktpreis, der langfristige Gleichgewicht-

---

<sup>467</sup> Vgl. Kreuzberg (1998) S. 43.

<sup>468</sup> Im ersten Fall wird auf traditionellen Warenterminmärkten die Forwardkurve abgeleitet, indem das „Cost-of-Carry“-Modell angewendet wird; vgl. Nagarajan (1999) S. 249-250 und Reichling (1991) S. 146-148. Das Konzept geht von der Annahme der Arbitragefreiheit aus. Würden Ungleichgewicht zwischen Spot- und Terminmarkt bestehen, würden Händler die Ware kaufen, einlagern und gleichzeitig am Terminmarkt eine entsprechende Position verkaufen. Der faire Terminpreis ist der Spotpreis zuzüglich der „Cost of Carry, definiert als Lager- und Finanzierungskosten bis Fälligkeit, abzüglich der „Convenience Yield“ als Prämie für die sofortige Verfügbarkeit. Das Konzept ist aufgrund der eingeschränkten Speicherbarkeit nur beschränkt auf den Stromhandel übertragbar. Wenn das „Cost-of-Carry“-Modell angewendet werden soll, besteht die Arbitragemöglichkeit darin, Brennstoffe zu kaufen, diese zu lagern, gleichzeitig Strom am Terminmarkt zu verkaufen und ihn zum Erfüllungszeitpunkt in Kraftwerken zu erzeugen und zu liefern. Das Modell basiert dann auf einer Modellierung der Brennstoffpreise und ist identisch mit der in der Konstellation 4 bzw. Fußnote 474 vorgestellten Methode.

<sup>469</sup> Vgl. z.B. Pilipovic (1997) S. 79-98.

preis und ein stochastischer Prozess. Das Vorgehen entspricht dann weitestgehend der Marktprognose über historische Daten.<sup>470</sup> Allerdings bestehen Probleme durch die kurze Datenhistorie auf einem noch jungen liberalisierten Strommarkt.<sup>471</sup>

Im zweiten Fall müssen die existierenden Blockpreise in Einzelwerte mit höherer Granularität aufgespaltet werden. Nach EICHHOLZ/OTTEN ist dies anhand historischer Lastprofile und dem Einsatz quantitativer Methoden möglich, wobei als Nebenbedingung gilt, dass die aufgespalteten Preise in Summe keine Arbitrage zu den Blockpreisen zulassen dürfen.<sup>472</sup> Wenn auf diese Weise die Forwardpreise  $\frac{1}{4}$ -stundengenau abgeleitet werden können, ist die Preisbewertung eines Forward mit beliebiger Ausgestaltung möglich. Die exakte Methodik ist allerdings ein von dem Marktteilnehmern gut geheutes Geheimnis und auch in der Literatur finden sich keine Anhaltspunkte.<sup>473</sup>

Ad 4) In dieser Konstellation soll ein Forward gepreist werden, obwohl weder Marktpreise für den Erfüllungstermin noch für den Erfüllungsort vorliegen. Da in Deutschland zumindest immer Spotmarktpreise für die Höchstspannungsebene vorhanden sind, ist diese Konstellation nicht relevant.<sup>474</sup>

### 3.3.1.3.2 Optionen auf Futures und Forwards

Futures und Forwards auf Strom sind in der Regel das Underlying einer Option im Stromhandel. Im Pricing von Optionen ist analog zu Forwards der faire Marktwert einer Option zu bestimmen. Dieser entspricht der Optionsprämie, die ein Optionsinhaber dem Stillhalter bezahlen muss. Der Wert einer Option liegt in der Flexibilität des Inhabers zu entscheiden, ob er die Option ausüben will und ggf. auch wann.<sup>475</sup> Der innere Wert und der Zeitwert bestimmen den Gesamtwert einer Option.<sup>476</sup>

---

<sup>470</sup> Vgl. GP 3.2.1.3.1.

<sup>471</sup> Pilipovic stellt in diesem Zusammenhang provokant die Frage „*How can anyone price new products without having price histories ready and readily available market prices for benchmarks*“. Pilipovic (1997) S. 7.

<sup>472</sup> Vgl. Eichholz/Otten (2000) S. 45.

<sup>473</sup> Quelle: Erfahrungen aus Gesprächen mit Marktteilnehmern.

<sup>474</sup> Einzige Möglichkeit in dieser Datenkonstellation eine Preisbewertung vorzunehmen, wäre es, den Preis für Strom aus den Marktpreisen der Primärenergieträger abzuleiten, da diese die Grenzkosten der Erzeugung und damit die Marktpreise bestimmen.

<sup>475</sup> Im Falle amerikanischer Optionen, die der Inhaber im Gegensatz zu europäischen Optionen jederzeit ausüben kann; vgl. GP .2.2.1.1.3.

<sup>476</sup> Vgl. Hampton (1999) S. 38.



- Der *innere Wert* ist definiert als der Betrag, den die Option „im Geld“ ist (Angelsächsisch: „in-the-money“). Es handelt sich bei einem Call um den Betrag, den der aktuelle Kurs über dem Ausübungspreis liegt. Bei einem Put ist der innere Wert der Betrag, den der aktuelle Kurs unterhalb des Ausübungspreises liegt.
- Den *Zeitwert* erhält eine Option aufgrund der Wahrscheinlichkeit, dass sie einen höheren inneren Wert annimmt. Er wird von der Volatilität des Underlying,<sup>477</sup> Restlaufzeit<sup>478</sup> und Zinssatz<sup>479</sup> bestimmt.

Zur Bewertung existieren verschiedene Modelle.<sup>480</sup> Das populärste Modell der Finanzwirtschaft, welches auf Basis dieser Bestimmungsfaktoren den Optionspreis ermittelt, ist das so genannte Black-Scholes-Modell.<sup>481</sup> Allerdings hat sich gezeigt, dass es in der Energiewirtschaft zu weniger guten Ergebnissen führt als im Finanzmarkt. Der Grund liegt in den Modellannahmen, welche die Realität des Energiemarktes nicht richtig widerspiegeln.<sup>482</sup> Dennoch ist das Modell sehr einfach anzuwenden und es wird in der Praxis häufig unter Verwendung von Volatilitätsaufschlägen verwendet.<sup>483</sup> Eine Alterna-

---

<sup>477</sup> Mit Zunahme der *Volatilität des Underlying* steigt die Wahrscheinlichkeit, dass eine Option einen positiven inneren Wert erreicht, während das Verlustrisiko auch bei höherer Schwankung auf die Optionsprämie beschränkt bleibt. Als Beispiel sei eine Option betrachtet, deren Underlying „at-the-money“ notiert. Steigt die erwartete Volatilität beispielsweise von 20 auf 30%, erhöht sich der Preis der Option um 50%. Aufgrund der hohen Volatilität der Spotmärkte für Strom steigt mit abnehmender Restlaufzeit auch die Volatilität des zugrundeliegenden Forward. Dies unterscheidet Optionen auf Stromfutures im Vergleich zu Finanzoptionen, welche weitestgehend konstante Volatilität aufweisen.

<sup>478</sup> Mit abnehmender *Restlaufzeit* sinkt die Wahrscheinlichkeit höherer innerer Werte. Als „Daumenregel“ gilt im Energiebereich, dass der Wert mit der Quadratwurzel der Restlaufzeit abnimmt. Eine 1-Jahres-Option sollte doppelt so viel wert sein wie eine 3-Monats-Option. Die Option hat eine viermal so lange Laufzeit, davon die Wurzel ist zwei; vgl. Hampton (1999) S. 44.

<sup>479</sup> Optionen stellen eine kostenlose Finanzierung dar, da der Optionshalter das zugrundeliegende Gut nicht sofort kaufen und transportieren muss. Mit zunehmendem *Zinssatz* steigt dieser Finanzierungswert der Option. Demgegenüber steht die Tatsache, dass ein Optionskäufer beim Kauf die Prämie vorab zahlen muss. Da sich beide Effekte weitgehend kompensieren, hat der Zins den geringsten Einfluss auf den Wert der Option. Beispielsweise verändert sich der Wert eines Call at-the-money mit Strike 18 DM/MWh und Volatilität 20% nur gering von 0,7 auf 0,692 DM, wenn der Zinssatz von 5 auf 10% verdoppelt wird; vgl. Hampton (1999) S. 44.

<sup>480</sup> Eine Übersicht über verschiedene Modelle zur Optionsbewertung gibt Terstegge (1995) S. 27-80.

<sup>481</sup> Vgl. zum Black-Scholes-Modell z.B. Weiss (1995) S. 4.

<sup>482</sup> Das Modell unterstellt eine konstante Normalverteilung der Volatilität während der Optionslaufzeit und eine Lognormalverteilung der Preissprünge des Stroms. In der Realität weist die Volatilität des Strompreises einen U-förmigen Verlauf auf - einschlägig als „Volatility Smile“ bezeichnet - und die Preise haben stärkere Ausschläge, als es die Lognormalverteilung impliziert; vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) 165-168.

<sup>483</sup> Vgl. Chevalier/Heidorn/Rütze (2000) S. 17.

tive zu den Optionspreismodellen stellen Binomial-Modelle dar.<sup>484</sup> Ähnlich den bekannten Bäumen aus der Entscheidungstheorie wird ein Baum ausgehend vom heutigen Preis des Underlyings über mögliche Preisentwicklungspfade während der Restlaufzeit der Option durchlaufen. Jede Preisentwicklung in den Ästen des Baumes wird mit Wahrscheinlichkeiten belegt und die jeweils resultierenden inneren Werte der Option diskontiert aufsummiert. Das Ergebnis ist der faire Wert der Option. Der besondere Vorteil des Modells ist der einfache Aufbau und eine hohe Flexibilität, da Kursänderungsfaktoren zeitpunkt- und sogar zustandsindividuell festgelegt werden können.<sup>485</sup> Binomialbäume werden vor allem zum Pricing von Swing-Optionen eingesetzt, d.h., Verträge, bei denen die Vertragspartner die abzunehmenden Mengen variieren können.<sup>486</sup>

### 3.3.1.3.3 Kombinierte Produkte

Unter kombinierten Produkten wurden in dieser Arbeit Swaps, die Kategorie „Caps/Floors/Collars“ und strukturierte Produkte zusammengefasst. In der Finanzwirtschaft erfolgt das Pricing durch die Aufspaltung („Stripping“) der kombinierten Produkte in die Basisprodukte, die dann einzeln bewertet und aggregiert werden.<sup>487</sup> Geht man davon aus, dass die Basisprodukte richtig bewertet wurden, so liefert die Aggregation auch die richtigen Ergebnisse.

Das „Stripping“ soll am Beispiel von Swaps verdeutlicht werden, gilt aber analog auch für andere kombinierte Produkte.<sup>488</sup> Ein Plain-Vanilla-Swap kann über zwei Forwardpositionen interpretiert werden. Die Position des Festsatzzahlers entspricht einem Short-Forward mit festem Preis, dessen Ausgestaltung identisch mit der Festsatzseite des Swap ist und einem Long-Forward mit variabler Preisbindung. Die Position des Festsatzempfängers ist spiegelbildlich. Um einen Swap zu bewerten, sind daher zunächst die beiden fiktiven Short- und Long-Positionen einzeln zu bewerten und dann zu summieren.

---

<sup>484</sup> Vgl. zum Binomialmodell Kaminski/Gibner/Pinnamaneni (1999) S. 65-67. Insbesondere können unterschiedliche Volatilität zu verschiedenen Zeitpunkten berücksichtigt werden.

<sup>485</sup> Vgl. Terstegge (1995) S. 57.

<sup>486</sup> Vgl. Spilcke-Liss (2000) S. 48 und GP 2.2.1.1.3.

<sup>487</sup> Vgl. Schmitt (1999) S. 123-126.

<sup>488</sup> Beispielsweise ist der klassische Kupon-Swap als Tausch eines festverzinslichen gegen ein variabel verzinstes Papier zu interpretieren. Vgl. Scharpf/Lutz (1996) S. 407.

### 3.3.1.3.4 Wetterderivate

Die grundsätzliche Vorgehensweise der verschiedenen Ansätze soll am Beispiel eines „HDD-Put“ dargestellt werden. Zahlungen an den Inhaber dieser Option hängen davon ab, inwieweit die tatsächlich eingetretenen Heizgradtage über der Anzahl an Heizgradtagen liegen, die in der Option vereinbart wurden („Strike“) und welcher Betrag mit der Abweichung verbunden ist. Um den fairen Wert dieser Option zu bestimmen, sind zwei wesentliche Analyseschritte zu vollziehen.<sup>489</sup>

Im *ersten Schritt* ist eine Temperaturkurve zu modellieren. Temperaturprognosen auf Basis der aktuellen Wetterlage sind nur für kurze Zeiträume möglich, so dass längerfristige Temperaturverläufe auf Basis historischer Daten beschrieben werden müssen. Um saisonale Einflüsse berücksichtigen zu können, sind im einfachsten Fall die durchschnittlichen historischen Temperaturdaten jeden Tages über i.d.R. 10 Jahre zugrunde zu legen. Bei längeren Zeitreihen ist der Trend der globalen Erwärmung bei gleichzeitig größeren Temperaturschwankungen zu berücksichtigen.<sup>490</sup> Da die Temperatur sehr stark von der Temperatur des Vortages abhängt, geht man zunehmend dazu über, Temperaturreihen mit stochastischen Modellen, basierend auf historischen Daten mit autoregressiver Komponente zu prognostizieren. Beispielsweise hat DISCHEL auf Basis historischer Daten ausgewählter Regionen der USA folgendes stochastisches Modell anhand der tatsächlich eingetretenen Temperaturen positiv geprüft.<sup>491</sup>

$$\hat{T}_{n+1} = \alpha * \Theta_{n+1} + \beta * T_n + \delta * \Delta T_{n,n+1}$$

mit  $T_{n+1}$  als prognostizierte Temperatur zum Zeitpunkt  $n+1$ , der auf der Temperatur  $T$  zum Zeitpunkt  $n$  basiert, einer zufälligen Temperaturschwankung zwischen  $n$  und  $n+1$  ( $\Delta T_{n, n+1}$ ) sowie dem historischem Temperaturmittel  $\Theta$  zum Zeitpunkt  $n+1$ . Die Parameter  $\alpha$  und  $\beta$  sind aus historischen Daten der Region, für die das Modell angewendet werden soll, regressionsanalytisch zu ermitteln.

---

<sup>489</sup> Vgl. z.B. o.V. (1998) S. 12.

<sup>490</sup> Vgl. ebenda (1998) S. 12. Der Autor stellt dar, wie sich in Abhängigkeit der Datenbasis der historischen Temperaturreihe (10/30/50/122 Jahre) der Wert der Option verändert. Bei kurzen Datenreihen (10 Jahre) wurde der faire Wert aufgrund der stärkeren Schwankung und der globalen Erwärmung um ca. 60% höher berechnet als bei langen Datenreihen (50 Jahre).

<sup>491</sup> Vgl. ebenda S. 12

Weitere Modell sind für die Zukunft zu erwarten. Als Meilenstein kann die Verzahnung der bisherigen auf historischen Daten basierenden Modellen mit faktischen Wetterbewegungen gesehen werden, was die zunehmende Bedeutung der Meteorologie für den Stromhandel unterstreicht.

Im *zweiten Schritt* kann auf Basis des modellierten Temperaturverlaufs die Anzahl der erwarteten Heizgradtage berechnet werden. Diese berechnen sich mit vereinbarter Auszahlung pro überschrittenem Heizgradtag zur gesamten Auszahlung am Fälligkeitstag. Abdiskontiert ergibt sich der heutige faire Wert der Option.

### 3.3.1.3.5 Besonderheiten des Pricing von Erzeugungskapazitäten

Durch die Einbindung des Handels in ein VU können die eigenen Kraftwerke in die Handelstransaktionen einbezogen werden. Dies wirft die Frage nach deren fairem Wert auf. Bereits vor der Liberalisierung wurde der Austausch von Nutzungsrechten an Kraftwerkskapazitäten seitens der Unternehmen in geringem Umfang durchgeführt. Die Verrechnung erfolgte auf Basis der durchschnittlichen Fixkosten, welche nachträglich durch die Stromlieferung abgegolten wurden.<sup>492</sup> Durch die Interpretation der Erzeugungskapazitäten als Finanzderivate ist eine marktorientierte Bewertung von Rechten zur Kraftwerksnutzung möglich. Wie bereits zuvor erläutert, stellen Spitzenlastkraftwerke einen Long-Call und Grundlastkraftwerke einen Long-Forward dar. Allerdings ist zu beachten, dass die Ausgestaltungsmerkmale sich von jenen der Finanzderivate unterscheiden. Nachfolgend seien die Ausgestaltungsmerkmale einer Option auf Kraftwerke im Vergleich zur Option auf einen Stromfuture aufgelistet.

**Tabelle 48:** *Unterschiede der Ausgestaltung von Optionen auf Kraftwerkskapazitäten im Vergleich zu Optionen auf einen Stromfuture*

Ausgestaltung	Option auf Stromfuture	Option auf Kraftwerkskapazität
<b>Underlying</b>	Stromfuture oder Forward	Kraftwerkskapazität
<b>Preis des Underlying</b>	Marktpreis des Strom-Future oder Forward	Spread zwischen Marktpreisen von Strom und Energieträgern mal Wirkungsgrad zum Einsatzzeitpunkt
<b>Strike</b>	Frei vereinbar	Variable Kosten des Kraftwerkes (v.a. Energieträger)
<b>Ausübungstermin</b>	Vereinbartes Datum	Erzeugungsbeginn

*Quelle: Eigene Darstellung*

<sup>492</sup> Vgl. Chevalier/Heidorn/Rütze (1999) S. 14.

Legt man diese Ausgestaltungsmerkmale zugrunde, ist das Pricing analog zu GP 3.3.1.3.1 möglich. Der Wert eines Forward als auch der innere Wert eines Call mit dem Underlying „Kraftwerkskapazität“ basieren auf dem Spread der Energieträger- und der Strommarktpreise. Die Bewertung wird steigen, wenn der Spread zwischen Strompreis und Brennstoff größer wird. Der Zeitwert eines „Spitzenlastkraftwerk-Call“ ist analog zu Finanzoptionen von der Volatilität des Spread, der Restlaufzeit und dem Zinssatz abhängig.

### **3.3.2 Teilaufgaben**

#### **3.3.2.1 Anwendung der Pricing-Methoden (anhand typischer Geschäftsvorfälle)**

Nachfolgend wird die Anwendung der Pricing-Methoden so weit detailliert, wie es erforderlich ist, um die benötigten Informationen zu erkennen. Der Informationsbedarf ergibt sich daher aus den Inputfaktoren der Bewertungsmethodik. Es sollen die definierten Geschäftsvorfälle zugrunde gelegt werden.

##### *Geschäftsvorfall 1*

In beiden Geschäftsvorfällen liegen strukturierte Produkte vor, die gepreist werden, indem man sie in die einzelnen Basisprodukte zerlegt („Stripping“) und einzeln bewertet.

Der beschriebene *Budget Forward (1a)* besteht aus Sicht des Händlers aus einem Long-Forward über 50 MW mit physischer Erfüllung zwischen 01.08.-31.01.2001 im Versorgungsgebiet der Avacon (Mittelspannungsebene) und einem Put-Verkauf über 50 MW (Europäische Art) des Kunden an den Händler auf einen Forward mit finanzieller Erfüllung zum Strikepreis 25 DM/MWh bei ansonsten analogen Ausgestaltungsmerkmalen. Zunächst sind die Forwards zu bepreisen. Um die Pricingmethode auszuwählen, ist die Datenlage zu prüfen. Zum Pricing des Forward werden Marktwerte für Strom im Mittelspannungsnetz der Avacon mit Erfüllung 01.08.-31.01.2001 benötigt. Aus Tabelle 47 erkennt man, dass für das Mittelspannungsnetz der Avacon weder Termin- noch Spotmarktindizes existieren. Für die Höchstspannungsebene existieren verschiedene Indizes. Einziger Index, der die Fristigkeit des Forward abdeckt, ist der des Nachrichtendienstes Platt's, welcher im Rahmen des „Market Assessment“ täglich die Bandbreiten der Broker-Preisstellungen für die verschiedenen Erfüllungszeiträume

herausgibt. Die Datenhistorie reicht bis Anfang 2000 zurück. Nachfolgend das Beispiel eines beliebigen Tages:

**Abbildung 45: An- und Verkaufspreise deutscher Broker für den 06.07.00**

**Platt's German Market Assessments (DM/MWh)**

DM/MWh					
	Baseload	Peak		Baseload	Peak
Day-Ahead	32.55 – 33.75	40.50 – 44.50	Q4	41.10 – 41.70	53.50 – 53.95
Week-ahead	29.65 – 30.05	40.60 – 41.60	Q1	43.60 – 44.00	55.25 – 55.75
Weekend	19.00 – 20.05	n/a – n/a	Year 2001	37.95 – 38.65	53.40 – 53.80
August	32.30 – 32.50	44.50 – 44.65	Year 2002	42.50 – 44.00	52.00 – 54.00
September	34.05 – 34.45	45.00 – 46.00	Year 2003	45.00 – 47.00	54.50 – 57.00
October	38.00 – 38.20	50.65 – 50.90	<i>Peak=0800-2000</i>		
November	45.00 – 46.00	57.10 – 57.20			
December	41.55 – 42.05	52.85 – 53.80			
January	41.00 – 43.00	52.00 – 54.00			

*Quelle: Platt's European Power Daily vom 06.07.00.*

Es liegt Konstellation 2 vor, d.h., es können Marktwerte der sechs einzelnen Monatskontrakte von August bis Januar unter Berücksichtigung der Netznutzungskosten verwendet werden. Der Preis des Forward ergibt sich aus der Differenz des vereinbarten Preises zu den Werten der Monatskontrakte. Auf Basis der Bewertung des Forward kann der Put bewertet werden. Der innere Wert ergibt sich aus der Differenz zwischen Marktwert des Forward zum 31.07. und dem Strikepreis der Option. Zur Berechnung des Zeitwertes wird üblicherweise der risikolose Marktzins und die historische Volatilität bestimmt werden. Als risikoloser Zinssatz wird üblicherweise die Rendite der Bundesanleihe mit Fälligkeit nahe am Ausübungstermin verwendet. Die historische Volatilität muss auf Basis der verfügbaren Datenhistorie aus Platt's bestimmt werden.<sup>493</sup> Der Preis der gesamten Transaktion ist daher der Preis für den Future abzüglich des Preises für den Short-Put sowie zusätzlicher Kosten für Netznutzung und fiskalischer Abgaben.

Bei dem Geschäftsvorfall „*Flexibles Leistungsband*“ handelt es aus Sicht des Händlers um einen Short-Forward über 21 MW für den Zeitraum 01.08. -31.07.2001 sowie über 365 Short-Calls über 21 MW und 365 Short-Calls über 8 MW auf einen entsprechenden Tageskontrakt. Das Pricing verläuft analog zu oben durch separates Pricing der For-

<sup>493</sup> Was problematisch erscheint, da in die Datenhistorie für des Zeitraums bis zum 01.08. nicht repräsentativ ist für den Zeitraum der Erfüllung.

wards und der Calls. Wie oben liegen zwar Marktwerte für 2000 und 2001 aus Platt's vor, nicht jedoch in der erforderlichen Granulierung. Es liegt die Konstellation 3b vor, die eine Aufsplittung der Preise in tagesgenaue Preise anhand der historischen Lastkurve erfordert. Ist dies erfolgt, kann das Pricing analog zu Geschäftsvorfall 1a erfolgen, ist jedoch aufgrund der vielen Optionskontrakte hinsichtlich der Informationsverarbeitung komplexer.

### *Geschäftsvorfall 2*

Hedgingaktivitäten in Geschäftsvorfall 2 beruhen auf dem Abschluss eines Wetterderivates (2a), mehrerer Long-Futures (2b) und eines Location-Swap (2c)

*Wetterderivate (2a)* werden wie oben beschrieben auf Basis der berechneten künftigen Temperaturverläufe gepreist. Ausgehend von historischen Temperaturdaten der Wetterstation München und der aktuellen Temperatur berechnet man die Bewegung hin zu einem historischen Mittelwert. Es werden die historischen Wetterdaten mindestens der letzten 5 Jahre für statistische Signifikanz benötigt, aber höchstens 10 Jahre, um eine Verzerrung durch die globale Erwärmung nicht überzugewichten. Aus der errechneten Temperaturreihe resultierten entsprechende Zahlungsströme. Mit dem aktuellen Marktzinssatz abdiskontiert ergibt sich der faire Wert des Wetterderivats.

Der Marktwert der *Future-Kontrakte (2b)* kann direkt über die Preisstellungen der Börse NordPool abgerufen werden (Pricing Konstellation 1). Es werden daher lediglich die historischen und aktuellen Börsennotierungen der Kontrakte 02/01 bis 07/01 benötigt.

Wie oben geschildert muss der korrespondierende *Cross-Location Swap (2c)* zur Preisbewertung in einzelne Forward-Positionen zerlegt werden. In diesem Fall in einzelne Short-Positionen der aktuellen Wochenkontrakte an der Börse NordPool und Long-Forward-Positionen auf den CEPI für die entsprechende Zeit. Zum Vertragsabschluss existieren für den CEPI als Spotmarktindex keine Terminpreise für den Zeitraum 01.02.-31.07.01 (Konstellation 3a). Daher müssen die künftigen Werte über historische Spotmarktpreise und ein stochastisches Modell berechnet werden. Auch an der Börse NordPool werden die Wochenkontrakte nur bis zu 10 Wochen im Voraus gehandelt, zumindest aber existieren Monatskontrakte, deren Marktpreis zugrunde gelegt werden kann (Konstellation 3b). Somit ist der Preis des Monatskontrakts mit Hilfe historischer Lastprofile in Wochenpreise zu transformieren. Der Saldo der Diffe-

renzen zwischen ermittelten CEPI- und NordPool-Werten für jede Woche des Erfüllungszeitraums ergibt den fairen Wert des Swaps.

#### *Geschäftsvorfall 3*

Der Geschäftsvorfall besteht aus einem Short-Forward auf Strom, einen Long-Forward auf Gas und der Tolling-Vereinbarung.

Zur Bewertung der beiden Forward-Kontrakte werden wiederum Marktpreise für Strom zum 01.04. -30.04.2001 für das Höchstspannungsnetz im Regelkreis von RWE sowie Marktpreise für Gas und entsprechende Transportkosten und Verbrauchssteuern zum Kraftwerk zugrunde gelegt.

Das Recht auf Nutzung des Gaskraftwerks kann als Option bewertet werden. Der innere Wert ergibt sich aus der Differenz des Strom-Gas-Spread zum vereinbarten Strike. Der Zeitwert wird über die Volatilität des Spread (aus historischen Daten) und dem Zins ermittelt.

#### *Optimierungsaktivitäten*

Zur Einsatzoptimierung sollten die Grund- und Spitzenlastblöcke sowie die Stundenkontrakte eingesetzt werden. Diese Produkte werden an den Börsen LPX und EEX gehandelt, so dass die dort ermittelten Marktpreise herangezogen werden können (Konstellation 1).

### **3.3.2.2 Weiterentwicklung der Pricing-Methoden**

Die Weiterentwicklung der Methoden hat eine große Bedeutung für die Qualität des Pricing. Nachfolgend seien die wichtigsten Teilaufgaben in diesem Zusammenhang skizziert.

Das Vorgehen im Pricing hängt stark von der bestehenden Datenlage und den gehandelten Produkten ab. Werden neue Indizes kreiert, die bestehende Lücken schließen könnten, sind diese auf ihre Eignung zu prüfen. Wesentlich ist die Frage, ob ein Index einen marktgerechten Preis widerspiegelt, d.h., ob er auf ausreichender Aktualität und



Marktliquidität sowie unter Einbeziehung einer repräsentativen Anzahl an Handelstransaktionen entstanden ist.<sup>494</sup>

Werden Produktinnovationen kreiert, sind wiederum geeignete Methoden zu definieren.

In vielen Bereichen handelt es sich um Methoden, die auf Basis der gemachten Erfahrungen entwickelt wurden und weiter entwickelt werden.<sup>495</sup> Dieser Entwicklungsbedarf ist angesichts des unreifen Stromhandelsmarktes in deutschen VU stark ausgeprägt. Die Erfahrungen der Portfoliomanager sind untereinander auszutauschen und auch dann im Unternehmen zu bewahren, wenn ein Know-how-Träger das Unternehmen verlässt. Voraussetzung ist, dass die Portfoliomanager ihre Erfahrungen in kodifizierter Form abgeben und dieses zentral verfügbar gemacht wird.

Da das Pricing in der Literatur ein diskutiertes Thema ist, können externe Erfahrungen von Anwendern aus anderen Unternehmen oder Erkenntnisse der Forschung zu einer Verbesserung der Methodik führen. Aus diesem Grund hat die Beobachtung neuerer Publikationen zu diesem Thema große Bedeutung.

### 3.3.3 Informationsbedarf

Der Informationsbedarf hinsichtlich des Kriteriums *Inhalt* für den Kernprozess Pricing liegt zum einen in Informationen zur Weiterentwicklung der eigenen Methoden. Hierzu werden Informationen über neue Indizes, interne Erfahrungen in kodierter Form und Fachbeiträge verwendet. Zum anderen werden Daten als Inputfaktoren der Bewertungsmodelle benötigt. Diese variieren mit den gehandelten Produkten und können für die typischen Geschäftsvorfälle gemäß Tabelle 49 beschrieben werden.

---

<sup>494</sup> Ein geeigneter Index spiegelt Angebot und Nachfrage des gesamten Marktes am besten wider. Er erfüllt Anforderungen an die Aktualität, basiert auf ausreichendem Handelsvolumen und bezieht eine ausreichende Anzahl Marktteilnehmer ein. Ist dies der Fall, ist gewährleistet, dass der Index den Marktpreis korrekt wiederspiegelt. Bei OTC-Indizes besteht das Problem, dass sie auf Handelstransaktionen selektierter Marktteilnehmer beschränkt sind. Zudem ist die genaue Berechnung des Indizes sowie das zugrundeliegende Handelsvolumen meist nicht veröffentlicht. Dies ist bei börslich ermittelten Werten nicht der Fall. Da zudem durch die hohe Produktstandardisierung das zugrundeliegende Handelsvolumen hoch sein sollte, sind diese Indizes vorzuziehen.

<sup>495</sup> Dies gilt insbesondere in der Bewertung von Forwards bei Vorliegen von Marktdaten in zu niedriger Granularität (Konstellation 3b).

**Tabelle 49: Benötigte Daten zum Pricing der typischen Geschäftsvorfälle**

Geschäftsvorfall	Benötigte Daten zu Inputfaktoren für Pricing-Modelle
1a) Budget Forward	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aktuelle Terminpreise (Platt's), Höchstspannungsebene, 01.08.00-31.01.2001</li> <li>▪ Terminpreishistorie</li> <li>▪ Referenzzinssätze für Fälligkeit 01.08-31.01.2001</li> <li>▪ Netznutzungsgebühren für den Regelkreis Avacon</li> </ul>
1b) Flexibles Leistungsband	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Daten wie 1a), mit Zeiträumen 01.08.00-31.07.2001 und Höchstspannungsebene, Regelkreis RWE</li> <li>▪ Lastdaten deutsche Höchstspannungsebene für 01.08.00-31.07.01</li> </ul>
2a) Wetterderivat	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Historische Temperaturdaten letzte 5-10 Jahre für München</li> <li>▪ Referenzzinssätze für Fälligkeit 01.08-31.01.2001</li> </ul>
2b) Long Position NordPool	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Marktpreise NordPool für Monatskontrakte</li> </ul>
2c) Cross-Location Swap	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Historische CEPI-Daten</li> <li>▪ Lastdaten norwegische Höchstspannungsebene 01.02.-31.07.01</li> <li>▪ Marktpreise Monatskontrakte 01.02.-31.07.01</li> </ul>
3a) Short Forward	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Daten wie 1a), mit Zeiträumen 01.04.-30.04.01 und Regelkreis RWE</li> </ul>
3b) Long Forward Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aktuelle Marktpreise Gas 01.04.-30.04.01</li> <li>▪ Transportkosten Gas, Versorgungsgebiet der Ruhrgas</li> </ul>
3c) Long Call auf Kraftwerk	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Marktpreise Gas und Strom wie 3a) und 3b)</li> <li>▪ Historische Strompreise, Höchstspannungsebene</li> <li>▪ Historische Gaspreise, Hochdrucknetz, Versorgungsgebiet der Ruhrgas</li> <li>▪ Referenzzinssätze für Fälligkeit April.2001</li> </ul>
Transaktionen zur Kraftwerkseinsatzoptimierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fortlaufend aktuelle Spotmarktpreise für Stunden-, Tages- und Wochenkontrakte sowie Terminmarktpreise</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

*Aufgabenträger* im Pricing ist der Portfoliomanager.

Das Pricing ist eine elementare Aufgabe im Stromhandel. Sie wird zum einen vor jedem Geschäftsvorfall durchgeführt, zum anderen wird das bestehende Portfolio täglich neu bewertet, um den Erfolg des Händlers zu bestimmen. In beiden Fällen ist das Vorgehen identisch. Die Informationsnutzung erfolgt daher mehrmals täglich und das Merkmal der *Häufigkeit* ist entsprechend hoch ausgeprägt.

Die Inputfaktoren der Bewertungsmodelle stellen an das Kriterium *Aktualität* die Anforderung täglich aktualisierter Daten, da sie mit Ausnahme der Netznutzungsgebühren täglich schwanken. Für Informationen zur Weiterentwicklung der eigenen Methoden können die Anforderungen niedriger angesetzt werden.

Da die Informationen zu Inputfaktoren täglich neu anfallen und mit Hilfe von Pricing-Systemen verarbeitet werden, ist an das *Format* die Anforderung einer elektronischen Verarbeitbarkeit zu stellen.

Der gesamte Informationsbedarf, der aus dem Pricing der typischen Geschäftsvorfälle abgeleitet werden kann, findet sich in Anhang II.

### **3.4 Aufgaben und Informationsbedarf: „Risikomanagement und –controlling“**

Nachdem die Produkte ausgewählt und bepreist wurden, ist nun das Risiko dieser Transaktionen und deren Auswirkung auf das gesamte Portfolio zu ermitteln.

#### **3.4.1 Grundlagen**

##### **3.4.1.1 Zielsetzung von Risikomanagement und -controlling**

Die Entscheidung über eine Handelstransaktion ist stets mit Risiken verbunden,<sup>496</sup> die sich aus dem Verlustpotenzial einer Position ergeben. Die Risiken sind dabei nicht negativ zu sehen. Zum einen kann das wohlüberlegte Eingehen von Risiken im spekulativen Handel überproportionale Ertragschancen eröffnen, zum anderen zeigt die Portfoliotheorie, dass das Risiko eines wohldiversifizierten Portfolio unter gewissen Voraussetzungen wesentlich geringer ist, als die Summe der Einzelrisiken unter gleichzeitiger Erhöhung des Ertrags.<sup>497</sup> Risikomanagement wird aus funktionaler Sicht die Aufgabe zugewiesen, die aus dem Abschluss von Handelsgeschäften resultierenden Risiken zu analysieren und zu steuern.<sup>498</sup> Es wird zumeist als Prozess aufgefasst, der sich in verschiedene Teilprozesse der Identifizierung sowie laufende Quantifizierung, Überwachung und Steuerung der Risikopositionen gliedert.<sup>499</sup> In der einschlägigen Literatur wird dieser Prozess unterschiedlich detailliert, ohne dass dies für die weitere Untersuchung von Bedeutung wäre.<sup>500</sup>

Die Grenze zwischen Risikomanagement und –controlling wird in der Praxis häufig nicht klar gezogen. In der Literatur werden die Teilprozesse des Risikomanagements oft

---

<sup>496</sup> Die Unterscheidung von Unsicherheit und Risiko, wird in der Literatur teilweise danach vorgenommen, dass man in Risikosituationen vom Vorliegen objektiver Wahrscheinlichkeiten für bekannte Umweltzustände ausgeht, während bei Ungewissheit „nur“ subjektive Wahrscheinlichkeiten vorliegen. Subjektive Wahrscheinlichkeit spiegelt den Grad der individuellen Überzeugung des Eintreffens von Ereignissen wider; vgl. Öhler/Unser (2001) S. 11.

<sup>497</sup> Vgl. Biermann (1998) S. 4.

<sup>498</sup> Die Auffassung des Risikomanagement als Institution beschäftigt sich mit der aufbauorganisatorischen Verankerung des Risikomanagement; vgl. hierzu GP 2.1.

<sup>499</sup> Vgl. Wall (1996) S. 16.

<sup>500</sup> Vgl. z.B. Burger (1998a) S. 185 oder Öhler/Unser (2001) S. 20.

auch einem Risikocontrolling-Prozess zugewiesen.<sup>501</sup> Während im Risikomanagement der Fokus auf Positionssteuerung und –verantwortung und damit handelsnahen Tätigkeiten liegt, umfasst Risikocontrolling die neutrale, quantitative und analytische Überwachung der Risiken.<sup>502</sup> Ziel ist die Informationsversorgung der Geschäftsleitung und Entscheidungsunterstützung für das Risikomanagement. Zwar führen beide Funktionen vergleichbare Aufgaben durch, sind jedoch organisatorisch zu trennen. Dies hat neben dem pragmatischen Grund, dass ein Portfoliomanager nicht seine eigenen Geschäfte kontrollieren sollte, auch die in GP 2.1.2 geschilderten rechtlichen Gründe. Die Tatsache, dass beide Funktionen gleiche Aufgaben umfassen, bedeutet auch, dass sie den gleichen objektiven Informationsbedarf haben.<sup>503</sup> Im Folgenden wird daher auf eine separate Aufgabenanalyse verzichtet und der resultierende Informationsbedarf den Aufgabenträgern beider Funktionen zugeordnet.<sup>504</sup>

### 3.4.1.2 Finanzwirtschaftliches Risikomanagement

Die Finanzwirtschaft hat im Handel mit Zinstiteln, Aktien, und Warentermingeschäften bereits jahrelange Erfahrung. Der wesentliche Erfahrungsvorsprung liegt in den Modellen zur Quantifizierung der verschiedenen Risikoarten. Tabelle 50 zeigt Risikoarten, die eine besondere Beachtung durch die Finanzwirtschaft erfahren haben.

*Tabelle 50: Typische finanzwirtschaftliche Risikoarten*

Marktrisiken	Kredit- bzw. Ausfallrisiken	Operative Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Preisrisiko</li> <li>▪ Volumenrisiko</li> <li>▪ Basisrisiko</li> <li>▪ Liquiditätsrisiko</li> <li>▪ Währungsrisiko</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eindeckungsrisiko</li> <li>▪ Abwicklungsrisiko</li> <li>▪ Vorleistungsrisiko</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Organisatorisches Risiko</li> <li>▪ Technisches Risiko</li> <li>▪ Personelles Risiko</li> <li>▪ Rechtliches Risiko</li> </ul>

*Quelle: Oehler/Unser (2001) S. 14-15 und Lehmkuhl (1999).*

Das Marktrisiko ist der potenzielle Verlust infolge von Änderungen der Marktparameter. Hieraus lassen sich verschiedene Subkategorien ableiten:

<sup>501</sup> Vgl. König (2000) S. 50.

<sup>502</sup> Vgl. ebenda S. 50.

<sup>503</sup> Was in der Natur einer Entscheidungsunterstützungs- und -kontrolltätigkeit liegt.

<sup>504</sup> In der folgenden Aufgabenanalyse werden die Begriffe synonym verwendet.

- Das *Preisrisiko* ist das Risiko, dass Preisschwankungen offener Positionen zu Verlusten führen können.
- Das *Basisrisiko* ist die Gefahr, dass die Wertentwicklung des physischen Grundgeschäfts und des Sicherungsgeschäfts wegen unterschiedlicher Erfüllungsorte und -zeiträume sowie Qualitäten nicht vollständig korrelieren.
- Das *Währungsrisiko* beinhaltet die Gefahr, dass sich das Verhältnis der Auslandswährung zur Inlandswährung aus der Sicht der Beteiligten verschlechtert und Verluste bei dem Umtausch in die Inlandswährung entstehen. Dieses Risiko hat durch die Einführung des Euro an Relevanz verloren.<sup>505</sup>
- Das *Marktliquiditätsrisiko* besteht in dem potenziellen Verlust aufgrund unzureichender Markttiefe in einzelnen Produkten, Geschäfte zur (Teil-) Schließung ihrer Position nicht oder nur zu vergleichsweise schlechten Konditionen abschließen zu können. Dieses Risiko ist insbesondere bei speziellen OTC-Produkten relevant und ist um so höher, je höher eine Position für einen spezifischen Erfüllungsort oder ein spezifisches Derivat ist.<sup>506</sup>

Der Ausfall bzw. Kreditrisiko ist der potenzielle Verlust bei Ausfall des Geschäftspartners oder die messbare Verschlechterung des Wertes eines Geschäfts, was sich aus der Nichterfüllung der vereinbarten Leistungen durch den jeweiligen Kontrahenten ergeben würde. Das Ausfallrisiko kann in zwei Arten eingeteilt werden:

- Das *Eindeckungsrisiko* ist der potenzielle Verlust aus Termingeschäften, der durch den zusätzlichen Aufwand bei einem Neuabschluss des ausgefallenen derivativen Geschäfts zu ungünstigeren Konditionen verursacht wird.
- Das *Vorleistungsrisiko* ist der potenzielle Verlust, der aus der Nichterfüllung des Geschäftspartners ab Erbringung der Vorleistung entsteht.

Das operative Risiko besteht im Verlust oder Aufwand für Handlungen oder Maßnahmen, die auf *organisatorische*, *technische*, *personelle* oder *rechtliche* Schwachstellen zurückzuführen sind.<sup>507</sup>

---

<sup>505</sup> Aufgrund dessen wird es nicht als separates Risiko erfasst, sondern soll im Preisrisiko als ein Risikofaktor betrachtet werden.

<sup>506</sup> Das Risiko, das sich aus der finanziellen Situation des Unternehmens ergibt, soll hier nicht betrachtet werden.

<sup>507</sup> Vgl. Lehmkühl (1999) S. 10. Die einzelnen Risikoarten können wie folgt beschrieben werden: Das *organisatorische* Risiko umfasst aufbau- und ablauforganisatorische Schwachstellen. Aufbauorganisatorische Mängel können z.B. unidentifizierte Limitüberschreitungen oder unautorisierter Handel durch einzelne Trader beinhalten. Ablauforganisatorische Risiken resultieren aus dem Geschäftsprozess, z.B. das Risiko einer fehlerhaften Erfassung und Buchung der Handelsgeschäfte.

Die Festlegung, welche Risikoarten überwacht werden, obliegt gemäß MAH der Geschäftsleitung. In der Praxis werden lediglich Markt- und Ausfallrisiken aktiv gesteuert.<sup>508</sup> Für operative Risiken erfolgt meist eine „passive“ Steuerung über Pläne für Handelsaktivitäten bei plötzlich auftretenden Notfällen, z.B. im Falle eines Systemcrashes oder bei einer Gebäudeevakuierung.

### 3.4.1.3 Besonderheiten des Stromhandels und Konsequenzen für das Risikomanagement in einem Verbundunternehmen

Inwieweit die Erfahrungen der Finanzwirtschaft auf den Strommarkt übertragbar sind oder neue Ansätze kreiert werden müssen, hängt davon ab, in welcher Form diese Risiken auch auf einem liberalisierten Strommarkt existieren. Tabelle 51 gibt einen Überblick über vier verschiedene Konstellationen.

*Tabelle 51: Risiken auf einem liberalisierten Strommarkt im Vergleich zur Finanzwirtschaft*

Vergleichbar	Andere Charakteristik	Nicht vorhanden	„Neue“ Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eindeckungsrisiko</li> <li>▪ Liquiditätsrisiko</li> <li>▪ Zeitbasisrisiko</li> <li>▪ Ortsbasisrisiko</li> <li>▪ Alle operativen Risiken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Preisrisiko</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Qualitätsbasisrisiko</li> </ul>	Volumenrisiken: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Absatzrisiko</li> <li>▪ Lieferrisiko</li> <li>▪ Abwicklungsrisiko</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

Die Erfahrungen der Finanzwirtschaft können für den Stromhandel sehr nützlich sein, wenn auf dem Strommarkt *Risiken mit vergleichbarer Charakteristik* bestehen. Zu Zeiten der Gebietsmonopole war Stromhandel auf wenige Marktteilnehmer beschränkt, deren Kreditwürdigkeit außer Frage stand. In der Vergangenheit war deshalb kein

---

Das *technische* Risiko umfasst das IT-Systemrisiko, welches sich aus fehlerhaften Programmabläufen bzw. dem Ausfall von IT-Systemen ergibt und dem Modellrisiko, welches entsteht, wenn auf der Grundlage von Modellinformationen Entscheidungen getroffen werden, die sich im Nachhinein als fehlerhaft erweisen und einen Verlust oder Aufwand verursachen.

Das *personelle* Risiko umfasst das Betrugs- und Manipulationsrisiko, welches aus Manipulationen der Mitarbeiter (oder Dritter) resultiert, das Know-how-Risiko, welches aus unzureichender Sachkenntnis des Personals resultiert sowie das Verfügbarkeitsrisiko, welches aus einer fehlenden Vertreterregelung bei unvorhergesehenen Personalausfällen resultiert.

<sup>508</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

nennenswertes Ausfallrisiko vorhanden.<sup>509</sup> Im Zuge der Liberalisierung kommt es zum Eintritt vieler neuer, teilweise unbekannter und mit geringer Kapitaldecke ausgestatteter Marktteilnehmer. Ferner werden etablierte Unternehmen mit Risiken konfrontiert, in deren Bewältigung sie keine Erfahrungen haben. Ausfallrisiken werden daher stark an Bedeutung gewinnen.<sup>510</sup> Das Liquiditätsrisiko ist insbesondere in der Anfangsphase der Liberalisierung relevant, solange das Handelsvolumen noch gering ist. Unterschiede bei operativen Risiken sind nicht vorhanden. Ortsbasisrisiken sind ein typisches Kennzeichen des Stromhandels, da Netzengpässe zu unterschiedlicher Preisentwicklung zwischen regionalen Märkten führen können.<sup>511</sup>

Markpreissrisiken existieren auch im Stromhandel, haben aber eine *andere Charakteristik*. Es kann zumindest auf den Erfahrungen aufgebaut und diese für den Stromhandel modifiziert werden. Händler unterliegen auf Strommärkten den Risiken erheblicher Preisschwankungen mit extremen Preisspitzen.<sup>512</sup> Diese Volatilität resultiert aus den starken und häufig nicht vorhersehbaren Nachfrageschwankungen, die in erster Linie wetter- und produktionsbedingt sind, kombiniert mit Verfügbarkeitsschwankungen der Erzeugungskapazität in einer Region. Durch die mangelnde Speicherbarkeit von Strom kommen extreme Preissprünge auf Strommärkten häufiger vor, da insbesondere kurzfristige Engpässe nicht mit Lagermengen abgefedert werden können.<sup>513</sup> Wenn der Engpass beseitigt ist, kehrt der Preis jedoch schnell zu seinem langfristigen Mittelwert zurück („Mean-Reverting“). Im Vergleich zur Finanzwirtschaft ist die Verteilungskurve der Strompreise flacher und hat fattere Enden.<sup>514</sup>

---

<sup>509</sup> Da es sich meist um die großen VU mit großer Kapitalmacht handelte; vgl. Lapson/Hunter (1999) S. 223-224.

<sup>510</sup> Insbesondere durch die Umwidmung und Privatisierung im kommunalen Bereich, sind kleinere Stadtwerke einer genauen Bonitätsprüfung zu unterziehen; vgl. Linde/Maxant/Travers (2000) S. 40.

<sup>511</sup> Innerhalb Deutschlands besteht aufgrund der ausreichend vorhandenen Netzkapazitäten, dem freien Netzzugang und den entfernungsunabhängigen Nutznutzungsgebühren eine starke handelstechnische Verknüpfung zwischen den Spannungsebenen, so dass die verschiedenen Ebenen eine ähnliche Preisentwicklung haben sollten. Ortsbasisrisiken innerhalb Deutschlands sind daher als gering anzusehen, können aber bei Positionen in fremden Märkten auftreten; vgl. Döpke/Wagner (2000) S. 25 und GP 3.2.2.1.1.3.

<sup>512</sup> Vgl. Pilipovic (1997) S. 2-3 und Chevalier/Heidorn/Rütze (1999) S. 4-5.

<sup>513</sup> Beispiele liberalisierter Märkte zeigen Schwankungsbreiten über 3000%; vgl. GP1.3.3.1.

<sup>514</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 166-168.

Hingegen sind Qualitätsrisiken im Stromhandel *nicht vorhanden*. Sie können nicht entstehen, da die Qualitätsanforderungen an das Produkt Elektrizität - v.a. Spannung von 220V und Frequenz von 50Hz - definiert sind und ihre Einhaltung im Rahmen eng definierter Toleranzgrenzen durch den jeweiligen Netzbetreiber eines Regelkreises sichergestellt wird.

Neben den bisher genannten Risiken existieren mit den Volumenrisiken *neue Risiken*, die auf Finanzmärkten in dieser Form nicht bekannt sind und die daher eigene stromhandelsspezifische Lösungen benötigen. Endverbraucher, mit denen offene Lieferverträge bestehen, können geringere oder höhere Mengen abnehmen. (Absatzrisiko). Zum anderen können eigene Erzeugungseinheiten ausfallen (Lieferrisiko). Während unabhängige Händler und Erzeuger nur jeweils eine dieser Risikoarten bewältigen müssen, sind VU aufgrund ihrer umfangreichen Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten beiden Risiken in hohem Maße ausgesetzt. Risiken, die in Zusammenhang mit den eigenen Produktionskapazitäten und dem Absatz an Endverbraucher entstehen, werden für VU deutlich höher eingeschätzt, als die anderen Risikoarten.<sup>515</sup> Als Sonderform des Volumenrisikos kann das Abwicklungsrisiko gesehen werden, da es nur am Erfüllungstag besteht. Gemäß Verbändevereinbarung muss der Netzbetreiber bei Ungleichgewichten zwischen Netzeinspeisung und -entnahme für entsprechenden Ausgleich sorgen.<sup>516</sup> Da ein Anreiz geschaffen werden soll, einen ausgeglichenen Bilanzkreis zumindest zu planen, werden Mehr- und Mindereinspeisung asymmetrisch vergütet. Kleinere Ungleichgewichte gibt es, da es unmöglich ist, die exakte Leistungsnachfrage zu prognostizieren. Größere Ungleichgewichte gibt es, wenn der Vertragspartner bzw. eigene Erzeugungseinheiten kurzfristig ausfallen und keine Möglichkeit mehr besteht, dies durch Spotmarkttransaktionen zu kompensieren. Das Risiko der Mehrkosten für Ausgleichsenergie besteht für den Händler, wenn er die Kosten nicht auf seinen Kunden umlegen kann. Volumenrisiken stehen in enger Verbindung mit den Preisrisiken, da Absatz- und Lieferschwankungen durch Spotmarkttransaktionen oder durch Regelenergie ausgeglichen werden müssen, deren Preis wiederum schwanken kann. Eine analytische Trennung von Preis- und Volumenrisiken ist daher nicht sinnvoll.

---

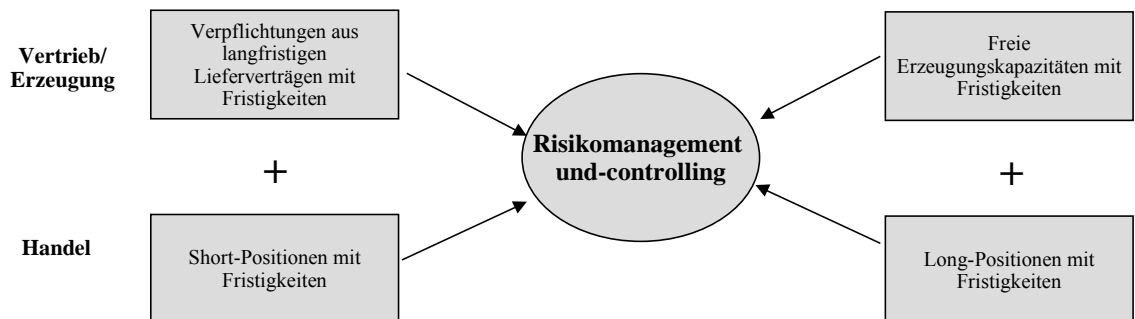
<sup>515</sup> Vgl. Kollberg/Elf (1998) S. 22.

<sup>516</sup> Zuviel eingespeiste Mengen werden deutlich unter Marktpreis vergütet, hingegen zu wenig eingespeiste Mengen deutlich über Marktpreis berechnet; vgl. GP 1.3.2.3.



Diese Risiken müssen einerseits bewältigt werden, andererseits können die langfristigen Lieferverpflichtungen und die eigenen Kraftwerke als Short- und Long-Positionen interpretiert werden. Da sie deshalb in ähnlicher Weise wie Handelspositionen einer aktiven Risikosteuerung zugänglich sind und zudem als Gegenposition zu den „echten“ Handelspositionen zur Absicherung eingesetzt werden können, wird in der Literatur die Einführung eines integrierten Risikomanagements gefordert.<sup>517</sup> Dies erfordert die Transformation der physischen Positionen in Handelspositionen worauf in GP 3.2.2.2.1 eingegangen wird. Auf Basis dieser Transformation lassen sich alle Risiken aus Handel, Vertrieb und Erzeugung im Handelsbuch sammeln und als ein Portfolio steuern.

**Abbildung 46: Integriertes Risikomanagement in einem VU**



Quelle: Eigene Darstellung

Die Konsequenzen der bisherigen Ausführungen können wie folgt zusammengefasst werden.

- Wesentliche Teilprozesse des Risikomanagements sind Quantifizierung, Limitierung, sowie Steuerung und laufende Überwachung der Risiken.
- Durch die Vorteilhaftigkeit eines integrierten Risikomanagements, ist der Teilprozess „Integration aller Risikopositionen“ aufzunehmen. Dieser beinhaltet die Erfassung aller natürlichen Positionen sowie der „echten“ Handelspositionen als Basisprodukte des Handels in einem Portfolio.
- Im Rahmen der Quantifizierung sind finanzwirtschaftliche Methoden teilweise zu übernehmen, wobei im Bereich der Marktpreisrisiken die im Vergleich zur Finanz-

<sup>517</sup> Z.B. Haag/Kartenbender/Maier (2000) S. 10.

wirtschaft andere Charakteristik der Strompreisverläufe zu berücksichtigen ist. Ferner ist eine eigene Lösung für Volumenrisiken zu finden.<sup>518</sup>

### 3.4.2 Teilaufgaben

#### 3.4.2.1 Integration aller Risikopositionen

Die Notwendigkeit der Integration der Risiken des Handels mit Vertrieb führt dazu, dass zunächst die Basis für ein integriertes Risikomanagement gelegt werden muss, indem alle Positionen in einem Handelsbuch zentral erfasst werden. Hierzu ist es notwendig, zunächst die Geschäftsvorfälle des Handels, die Lieferverpflichtungen des Vertriebs und die verfügbaren Erzeugungskapazitäten in Basisprodukten des Handels zu beschreiben.

**Tabelle 52:** *Fiktives Handelsbuch auf Basis der typischen Geschäftsvorfälle*

Geschäftsvorfälle		Position		GWh	Erfüllungsort	Settlement	Erfüllungstermin
Verfügbare Kapazität	Grundlast	Forward	Long	438	HÖS-D	physisch	01.08.00-31.07.01
	Mittellast	Call	Long	219	HÖS-D	physisch	01.08.00-31.07.01
	Spitzenlast	Call	Long	131	HÖS-D	physisch	01.08.00-31.07.01
Vertrieb	Lastprognose	Forward	Short	- 438	NS	physisch	01.08.00-31.07.01
Geschäftsvorfälle	1a	Forward	Short	- 221	MS-Avacon	physisch	01.08.00-31.01.01
	1a	Put	Long	- 221	HÖS-D	finanziell	01.08.00-31.01.01
	1b	Forward	Short	- 184	NS-Isar Amper	physisch	01.08.00-31.07.01
	1b	Call	Short	- 254	NS-Isar Amper	physisch	01.08.00-31.07.01
	2a	Wetterder.	Long		München	finanziell	01.08.00-31.03.01
	2b	Forward	Long	262	HÖS-NO	finanziell	01.02.01-31.07.01
	2c	Forward	Short	- 262	HÖS-NO	finanziell	01.02.01-31.07.01
	2c	Forward	Long	262	HÖS-D	finanziell	01.02.01-31.07.01
	3a	Forward	Short	- 36	HÖS-D	physisch	01.04.01-30.04.01
3c	Call	Long	36	HÖS-D	physisch	01.04.01-30.04.01	

HÖS: Höchstspannungsebene; MS: Mittelspannungsebene, NS: Niederspannungsebene; Geschäftsvorfälle transformiert in Basisprodukte des Handels gemäß GP 3.2.2.2. Quelle: Eigene Darstellung

In Tabelle 52 seien die typischen Geschäftsvorfälle inklusive der verfügbaren Erzeugungskapazitäten und der prognostizierten Leistungsnachfrage der Vertriebskunden in einem fiktiven Handelsbuch bestehend aus 14 Positionen zusammengefasst.

<sup>518</sup> Operative Risiken sollen von der Betrachtung ausgeschlossen werden, da ihr Schwerpunkt weniger in der Verarbeitung von Informationen liegt, als vielmehr in der Schaffung adäquater organisatorischer Voraussetzungen, die operative Risiken beherrschbar machen. Dennoch sei auf die Bedeutung des Managements operationeller Risiken hingewiesen. Ein anschauliches Beispiel bietet der Zusammenbruch der 233 Jahre alten Barings-Bank durch die Spekulationen ihres Händlers Nick Leeson im Jahr 1995, welches auf fehlerhaftes personelles und organisatorisches Risikomanagement zurückzuführen ist; vgl. ausführlich Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 235-238.

Der Informationsbedarf dieser Teilaufgabe kann daher in der konkreten Ausgestaltung aller Geschäftsvorfälle des Handels, der langfristigen Lieferverpflichtungen aus den Vertriebsaktivitäten und der gesicherten Leistung der Erzeugungskapazitäten gesehen werden.

### **3.4.2.2 Quantifizierung von Risiken**

#### **3.4.2.2.1 Marktrisiken**

##### 3.4.2.2.1.1 Preis- und Volumenrisiko

Wie zuvor dargestellt, sind Preis- und Volumenrisiken eng miteinander verbunden. Nachfolgend werden zwei verschiedene Ansätze vorgestellt, die diesen Risikoarten zuzuordnen sind. Der Value-at-Risk (VAR)-Ansatz ist das finanzwirtschaftliche Standardverfahren zur Messung des Marktpreisrisikos. Der Profit-at-Risk (PAR)-Ansatz ist eine neuere Entwicklung, die auf Spezifika physischer Positionen eingeht.

Die Methoden werden nur soweit detailliert, wie es für ein Verständnis der Einsatzzwecke und des Informationsbedarfs erforderlich ist. Für eine ausführliche Darstellung der Techniken sei auf die angegebene Literatur verwiesen.

#### ***Value at Risk (VAR)***

VAR ist der Geldbetrag, den eine Handelseinheit bei ungünstigen Marktentwicklungen verlieren kann, bevor entsprechende Positionen wieder geschlossen werden. Der VAR misst unter Vorgabe eines Konfidenzintervalls den zu erwartenden Verlust innerhalb einer zu bestimmenden Periode bei normalem Marktverhalten. Zur Berechnung existieren verschiedene Techniken, die jedoch ein grundsätzliches Vorgehen gemeinsam haben. Die Bestimmung des VAR erfolgt in drei Schritten.<sup>519</sup>

#### ***Festlegen des Zeithorizontes***

Der Zeithorizont, für den der potenzielle Verlust geschätzt werden soll, ist festzulegen und sollte sich an dem Zeitraum orientieren, der notwendig ist, um die Positionen zu schließen.

---

<sup>519</sup> Vgl. im Folgenden Öhler/Unser (2001) S. 153-162 und Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 211-223.

### Bestimmung der Risikofaktoren

Zunächst ist festzulegen, welche Risikofaktoren den Wert des Portfolio bestimmen. Dies wiederum ist abhängig von den Positionen des Portfolio und deren individuellen Wertschwankungen. Dabei ist zu unterscheiden, ob die Wertschwankungen der Position auf einem Marktplatz regelmäßig festgestellt werden können (mark-to-market) oder ob sie mittels eines Bewertungsmodells ermittelt werden müssen. Im ersten Fall sind die Risikofaktoren die beobachteten Marktpreisschwankungen, im zweiten Fall sind es die Inputfaktoren der Bewertungsmodelle, z.B. im Falle des Wetterderivats, die historische Temperatur. Für das Musterportfolio sind die Risikofaktoren in Tabelle 53 genannt.

**Tabelle 53: Risikofaktoren des Musterportfolio**

Geschäftsvorfall	Position			Risikofaktoren
Grundlast	1	Forward	Long	▪ Marktpreise HöS
Mittellast	2	Call	Long	▪ Marktpreise HöS ▪ Historische Volatilität ▪ Zins
Spitzenlast	3	Call	Long	▪ Spotmarktpreise HöS ▪ Volatilität ▪ Zins
Lastprognose	4	Forward	Short	▪ Terminmarktpreise HöS
1a	5	Forward	Short	▪ Terminmarktpreise HöS
1a	6	Put	Long	▪ Terminmarktpreise HöS ▪ Historische HöS ▪ Zins
1b	7	Forward	Short	▪ Terminmarktpreise HöS
1b	8	Call	Short	▪ Terminmarktpreise HöS ▪ Historische HöS ▪ Zins
2a	9	Wetter-derivat	Long	▪ Temperatur ▪ Temperaturschwankung ▪ Zins
2b	10	Forward	Long	▪ Terminmarktpreise NordPool ▪ Wechselkurs NOK-EUR
2c	11	Forward	Short	▪ Terminmarktpreise Verbundebene
2c	12	Forward	Long	▪ Terminmarktpreise Verbundebene
3a	13	Forward	Short	▪ Terminmarktpreise Verbundebene
3c	14	Call	Long	▪ Terminmarktpreise Verbundebene ▪ Terminmarktpreise Gas ▪ Historische Volatilität ▪ Zins

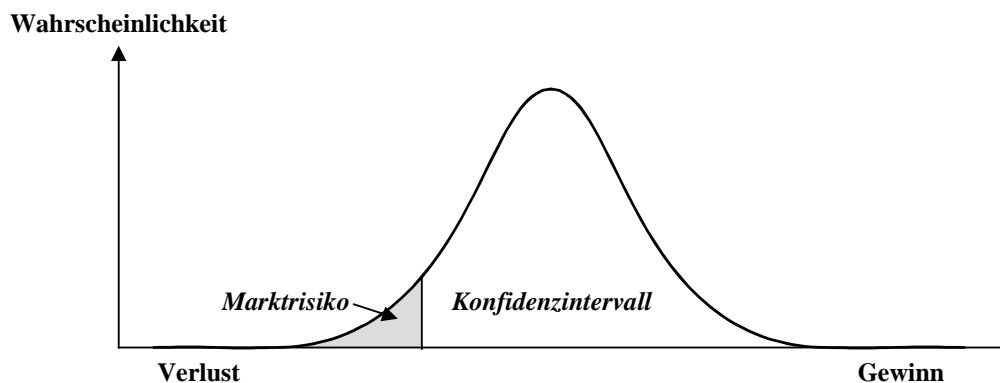
HöS: Höchstspannungsebene

Quelle: Eigene Darstellung

### *Ermittlung der Wahrscheinlichkeitsverteilung für Risikofaktoren und Portfoliowerte*

Aus der Verteilung der Risikofaktoren lässt sich die Wahrscheinlichkeitsverteilung des Wertes aller Positionen innerhalb eines Portfolio ableiten. Es kann zwischen analytischen Verfahren und Simulationen unterschieden werden.<sup>520</sup> Zu den wichtigsten analytischen Verfahren zählt die Varianz-Kovarianz-Methode, die von einer Standardnormalverteilung der Ausprägungen von Risikofaktoren ausgeht. Auf Basis der Einzelverteilungen lassen sich dann die Verteilungseigenschaften des gesamten Portfoliowertes berechnen. Zur zweiten Kategorie gehören die historische Simulation und die Monte-Carlo-Simulation. Erstere bewertet das Portfolio für unterschiedliche, in der Vergangenheit beobachtete Werte der Risikofaktoren jeweils neu. Die Monte Carlo Simulation durchläuft eine Vielzahl simulierter Pfade auf Basis einer hypothetischen, meist auf historischen Daten beruhenden Verteilung. Der VAR kann dann in Abhängigkeit des Konfidenzintervalls bestimmt werden.

**Abbildung 47: Darstellung einer VAR-Verteilung**



Quelle: Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 213

Der Informationsbedarf zur Berechnung des VAR beschränkt sich auf die aktuellen und historischen Daten zu den Risikofaktoren der typischen Geschäftsvorfälle gemäß Tabelle 53.

<sup>520</sup> Vgl. Öhler/Unser (2001) S. 155-156.

### ***Profit-At-Risk (PAR)***

Das Profit Profit-At-Risk (PAR)-Verfahren unterscheidet sich von dem VAR-Ansatz, dass es auf physische Positionen abzielt und davon ausgeht, dass die Positionen bis zur Fälligkeit gehalten werden.<sup>521</sup> PAR umfasst die folgenden Schritte:

#### *Prognose der Netto-Spot- Position*

Zunächst sind die Liefer- und Bezugsmengen, resultierend aus Positionen des Portfolio, für die künftigen Perioden zu prognostizieren. Der Saldo wird als Netto-Spotposition bezeichnet. Für das Musterportfolio lässt sich der Saldo wie folgt darstellen:

**Tabelle 54: Physische Netto-Spotpositionen im Musterportfolio in Leistungseinheiten**

Geschäftsvorfälle	Position			2000					2001						
				Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jan.	Feb.	Mrz	Apr.	Mai	Jun.	Juli
Grundlast	1	Forward	Long	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Mittellast	2	Call	Long	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Spitzenlast	3	Call	Long	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Lastprognose	4	Forward	Short	-30	-40	-50	-60	-70	-70	-70	-60	-50	-40	-30	-30
1a	5	Forward	Short	-50	-50	-50	-50	-50	-50	0	0	0	0	0	0
1b	7	Forward	Short	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21
1b	8	Call	Short	-29	-29	-29	-29	-29	-29	-29	-29	-29	-29	-29	-29
3a	13	Forward	Short	0	0	0	0	0	0	0	0	-50	0	0	0
3c	14	Call	Long	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0
<b>Netto-Spotposition</b>				<b>-40</b>	<b>-50</b>	<b>-60</b>	<b>-70</b>	<b>-80</b>	<b>-80</b>	<b>-30</b>	<b>-20</b>	<b>-10</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>10</b>

*Quelle: Eigene Darstellung*

Das typische Portfolio weist eine physische Short-Position bis März 2001 aus, die dann in eine Long-Position dreht. Unter der Annahme, dass die Prognosen zutreffend sind, müsste sich das Unternehmen bis März 2001 am Spotmarkt eindecken, um die offene Short-Position zu schließen. Danach entsteht eine Long-Position, die am Spotmarkt verkauft werden muss.

#### *Berechnung der Erlöse auf Basis von Spotmarktpreisen*

Im nächsten Schritt ist der Erlös der physischen Position zu berechnen. Basis ist eine Prognose der Spotmarktpreise für die verschiedenen Perioden. Hierzu existieren verschiedene Möglichkeiten. Ein häufiges Vorgehen ist es, historische Spotmarktdaten mit Hilfe von mathematischen Methoden in die betrachteten Perioden fortzuschreiben und

<sup>521</sup> In der Literatur ist der PAR Ansatz bisher kaum verbreitet. Die folgenden Ausführungen basieren auf einem Vortrag von Warwick (1998) sowie auf Keers (2000) und Keers (2000a).

auf Basis der Forwardpreise zu rejustieren.<sup>522</sup> Je Periode werden die prognostizierten Preise mit den Netto-Spotpositionen multipliziert, was in der Summe über alle Perioden den Gesamterlös bzw. -verlust ergibt.

*Bildung verschiedener Szenarien für Risikofaktoren*

Dieser Gewinn schwankt in Abhängigkeit der Kraftwerksverfügbarkeit, der Leistungsnachfrage und der Spotmarktpreise. Für diese Risikofaktoren sind nun verschiedene Szenarien zu bilden. Typischerweise wird eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Für die Simulation sind Verteilungseigenschaften (Mittelwerte, Standardabweichung) der Risikofaktoren zu bestimmen. Nachfolgend seien die Daten dargestellt, die zur Bestimmung von Verteilungseigenschaften der Risikofaktoren heranzuziehen sind.

**Tabelle 55:** *Datenbasis zur Bestimmung der Verteilungseigenschaften der Risikofaktoren resultierend aus Geschäftsvorfällen des Musterportfolios*

<b>Risikofaktoren</b>	<b>Datenbasis für Verteilungseigenschaften</b>
Kraftwerksverfügbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerksausfälle (Wartung, Störung)</li> <li>▪ Schwankungen der Wasserreservoirs</li> </ul>
Leistungsnachfrage <sup>523</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lastdaten</li> <li>▪ Wetter (insbesondere Temperatur)<sup>524</sup></li> </ul>
Spotmarktpreise	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Spotpreise für Höchstspannungsebene</li> <li>▪ Preise für Regelenergie</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

Auf Basis der Verteilungseigenschaften kann mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der Erlöse des Unternehmens ermittelt werden, aus der das Volumenrisiko für die verschiedenen Konfidenzintervalle abgelesen werden kann.<sup>525</sup>

Der Informationsbedarf zur Bestimmung des PAR ergibt sich daher in historischen und aktuellen Spotpreisen, aktuellen Terminpreisen sowie historische Daten zu obigen Risikofaktoren.

<sup>522</sup> Vgl. Keers (2000) S. 7.

<sup>523</sup> Für die Leistungsnachfrage können historischen Lastdaten und weitere Bestimmungsfaktoren der Nachfrage verwendet werden. Größten Einfluss haben Temperaturschwankungen; vgl. GP 3.2.2.1.1.3.

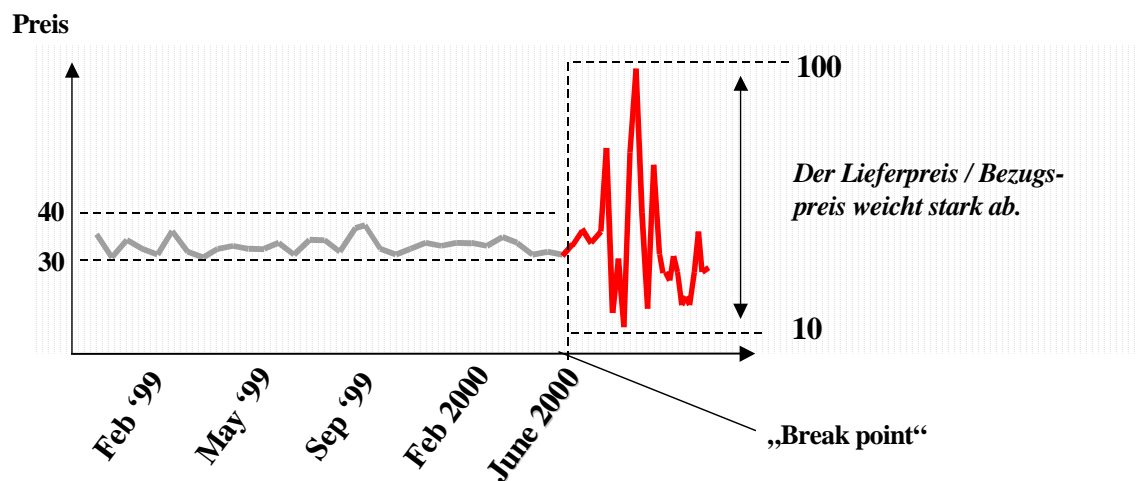
<sup>524</sup> Wurden Wetterderivate eingesetzt, so ist dies in der Verteilung zu berücksichtigen.

<sup>525</sup> Vgl. Abbildung 47.

### *Synthese der Ansätze im Stromhandel*

Der VAR stammt ursprünglich aus dem Bankbereich und wurde zur Steuerung von Aktien-, Zins- und Währungsrisiken eingesetzt. Er berücksichtigt daher naturgemäß keine Volumenrisiken, die aus den eigenen Erzeugungskapazitäten und der Vielzahl an Endverbraucherverträgen resultieren. Der VAR-Ansatz wurde vor dem Hintergrund der Idee entwickelt, das Risiko einer Position aufzudecken, bevor sie wieder geschlossen wird.<sup>526</sup> Wird er im Strombereich für hoch standardisierte liquide Termingeschäfte mit fest vereinbarten Mengen eingesetzt, z.B. für börslich gehandelte Futures, bestehen im Vergleich zur Finanzwirtschaft keine Einschränkungen. Handelt es sich hingegen um individuelle Handelsprodukte oder gar um Positionen, die aus Erzeugungskapazitäten und Endverbraucherverträgen resultieren, ist es fraglich, ob diese überhaupt vorzeitig geschlossen werden können.<sup>527</sup> Für solche Positionen, deren Erfüllung in ferner Zukunft liegt, ist es unerheblich, welchen theoretischen Wertverlust diese Positionen vor der Erfüllung erleiden könnten, da eine kurzfristige Liquidation ohnehin unrealistisch ist. Entscheidend ist vielmehr das Wertverlustrisiko zum Erfüllungstag.

**Abbildung 48: Prinzip der Volatilitätsentwicklung von Terminkontrakten im Zeitablauf**



Quelle: Keers (2000) S.6, <http://www.kwi.uk>.

Wie in GP 3.2.1 dargestellt, entwickeln sich Preise von langlaufenden Verträgen, deren Erfüllung noch weit entfernt ist, nach relativ stabilen Bestimmungsfaktoren wie Wirtschaftswachstum und Bevölkerungsentwicklung. Rückt der Erfüllungstermin näher,

<sup>526</sup> Vgl. Keers (2000a) S.1, <http://www.kwi.uk>.



werden plötzlich veränderliche Bestimmungsfaktoren wie Temperatur- und Verfügbarkeitsschwankungen preisrelevant, was dazu führt, dass die Volatilität stark zunimmt. Das erhöhte Risiko gegen Ende der Laufzeit eines Kontraktes spiegelt sich nicht im VAR wider, da dieser auf Basis der historischen Daten berechnet wird. Abbildung 48 verdeutlicht diesen Sachverhalt.

Der PAR-Ansatz kann diese Probleme lösen, da er nicht von historischen Schwankungen der Forwardpreise, sondern von Spotpreisen ausgeht und zudem Volumenschwankungen berücksichtigt.<sup>528</sup> Allerdings sind die Vorteile des VAR die Nachteile des PAR. Wird finanzieller Eigenhandel in liquiden Produkten getrieben, ist die PAR-Methode kein sinnvolles Quantifizierungsverfahren.

Als Fazit kann daher gelten, dass zur Steuerung eines Portfolio, welches Handelspositionen aber auch physische Positionen enthält, beide Methoden einsetzen muss. Standardisierte Produkte, die für eine vorzeitige Liquidation vorgesehen waren, sollten mit der VAR-Methode quantifiziert und gesteuert werden, alle anderen mit der PAR-Methode.

#### 3.4.2.2.1.2 Marktliquiditätsrisiko

Das Liquiditätsrisiko auf dem Strommarkt bezieht sich auf eine Situation, in der es nicht möglich ist, eine Position glattzustellen, ohne den Marktpreis stark zu den eigenen Ungunsten zu verändern. Gerade in der Anfangsphase ist der Strommarkt von Illiquidität geprägt.<sup>529</sup> Das Liquiditätsrisiko ist von drei Faktoren abhängig.<sup>530</sup>

##### *Größe der eigenen Position*

Je größer die offene Position eines Unternehmens an einem speziellen Übergabepunkt, Erfüllungszeitpunkt oder in einem bestimmten Derivattyp, desto schwieriger wird es, eine Gegenseite zu finden.

---

<sup>527</sup> Vgl. Keers (2000) S. 6 und Keers (2000a) S. 1-5, <http://www.kwi.uk>.

<sup>528</sup> Vgl. Keers (2000) S. 7, <http://www.kwi.uk>.

<sup>529</sup> Wie bereits oben ausgeführt, besteht für verschiedene Positionen im Portfolio eines Stromhändlers keine Möglichkeit, die Positionen zu liquidieren. Für diese erübrigt sich die Bestimmung des Risikos, da sie bis zum Fälligkeitstag gehalten werden müssen, um dann eine entsprechende Spotmarkttransaktion durchzuführen. Das Risiko besteht dann im Risiko eines ungünstigen Spotpreises zum Erfüllungszeitpunkt, und entspricht dem PAR.

<sup>530</sup> Vgl. Scharpf/Lutz (1996) S. 126-127.

### *Größenstruktur fremder Positionen*

Der Aufbau und das Glattstellen außergewöhnlicher großer Positionen einzelner Marktteilnehmer kann einen bisher liquiden Markt vorübergehend „austrocknen“ lassen.<sup>531</sup>

### *Handelsvolumen*

Je höher das Handelsvolumen in einem bestimmten Derivat ist, desto höher die Chance, eine passende Gegenseite zu finden. Sofern verfügbar, wird das Umsatzvolumen pro Zeiteinheit der beste Indikator sein. Allerdings ist eine solche Kennzahl nur an Börsenplätzen verfügbar. Ist dies nicht der Fall wird häufig noch der Bid-Ask Spread, wie er von Brokern genannt wird, als Indikator für die Liquidität verwendet.

Eine Bestimmung der Verlustwahrscheinlichkeit aus dem Liquiditätsrisiko wie im VAR- und PAR-Ansatz erfolgt in der Regel nicht.<sup>532</sup> Die Quantifizierung beschränkt sich auf die Bestimmung obiger Kennzahlen oder, sofern diese nicht verfügbar sind, auch über Informationen zu liquiditätsrelevanten Marktereignissen, wie der Ausfall eines großen Marktteilnehmers.<sup>533</sup> Diese Kennzahlen bzw. Marktereignisse determinieren den Informationsbedarf zur Bestimmung des Marktliquiditätsrisikos.

#### 3.4.2.2.1.3 Basisrisiko

Das Basisrisiko beschreibt das Risiko, dass ein Hedginginstrument nicht vollständig mit seinem Underlying korreliert. Da auf Strommärkten eine Vielzahl von OTC-Produkten existiert, aber nur wenige liquide Hedginginstrumente, i.d.R. sind es börsengehandelte Futures, wird es zwangsläufig zu unvollkommenen Hedges kommen.<sup>534</sup> Ursachen des unvollkommenen Hedges können in der unterschiedlichen Orts- und Zeitbasis liegen.

Unterschiedliche *Zeitbasis* liegt vor, wenn Long-Positionen, mit gleichen Short-Positionen aber unterschiedlichen Erfüllungsterminen gehedged werden. In der Finanzwirtschaft erfolgt die Ermittlung des Zeitbasisrisikos anhand der historischen Spreads über die jeweilige Zeit. Auf deren Grundlage kann wiederum eine Verteilung möglicher künftiger Spreads berechnet bzw. simuliert werden, was eine Ableitung einer möglichen

---

<sup>531</sup> Häufig erfolgt dies kurz vor üblichen Verfallstermin von Termingeschäften.

<sup>532</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer. Eine Möglichkeit zur Quantifizierung wäre, die Netto-positionen in kWh je Erfüllungsort, Erfüllungstermin und Produktart zu gliedern und mit historischen Bid-Ask-Spreads zu multiplizieren. Hieraus ließe sich dann eine Verlustverteilung ableiten. Das Verfahren ist dann vergleichbar mit der VAR Methode.

<sup>533</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

Verlustverteilung ermöglicht. Der Handel mit Strom weist zusätzlich die Besonderheit auf, dass der Erfüllungstermin nicht zeitpunktbezogen ist, sondern sich typischerweise über einen Zeitraum erstreckt. Im Gegensatz zu Finanzmärkten, die eine zeitpunktbezogene Erfüllung vorweisen, kommt es im Handel mit Strom auch dann zu Zeitbasisrisiken, wenn Long- und Short-Positionen zwar die gleichen Mengen und Erfüllungszeiträume aufweisen, nicht jedoch die gleiche Erfüllungsstruktur. Im nachfolgenden Beispiel ist eine Problematik dargestellt, in der eine schwankende physische Auslastung der Erzeugungskapazitäten (Short-Position) mit einem Long-Future abgesichert wird, der typischerweise über den Erfüllungszeitraum gleichverteilte Erfüllungsmengen aufweist. Beide Positionen gleichen sich in Summe aus, sind aber innerhalb des Erfüllungszeitraums unterschiedlich, weshalb es zu temporär offenen Positionen kommt.

*Tabelle 56: Fiktives Beispiel zur Bestimmung des Zeitbasisrisikos*

	<b>26.3.</b>	<b>28.3.</b>	<b>29.3.</b>	<b>30.3.</b>	<b>31.3.</b>	<b>Total</b>
Long	10	10	10	10	10	50
Short	15	14	12	6	3	50
<b>Netto</b>	-5	-4	-2	4	7	0

*Quelle: Eigene Darstellung*

Ähnlich wie in der Berechnung des PAR kann dann die Verlustwahrscheinlichkeit auf Basis der historischen Preisschwankungen auf der Höchstspannungsebene für die offenen Netto-Spotpositionen während des Erfüllungszeitraumes erfolgen. Der Informationsbedarf ist daher analog zu dem des PAR.

Unterschiedliche *Ortsbasis* liegt vor, wenn der Hedge einen anderen Erfüllungsort aufweist als das zu sichernde Produkt. Das Risiko resultiert aus einer unterschiedlichen Entwicklung der beiden Märkte. Unterschiedliche Marktentwicklungen sind wie oben erläutert auf der Höchstspannungsebene zwischen den Ländern sowie zwischen den Netzebenen zu erwarten. Im Hinblick auf das Musterportfolio bestand ein Basisrisiko darin, dass eine Long-Position am norwegischen Terminmarkt eingegangen wurde, die Stromlieferungen im deutschen Markt absichern sollte (GV 2b). Durch den Location-Swap (GV 2c) zwischen NordPool und CEPI wurde dieses Basisrisiko zwischen Deutschland und Norwegen eliminiert. Der Swap ist jedoch an den CEPI und damit an

---

<sup>534</sup> Vgl. Hampton (1999) S. 41.

die Höchstspannungsebene gebunden, so dass das Risiko einer unterschiedlichen Spannungsebene bleibt. Nachfolgende Tabelle zeigt die Netto-Spotposition des Musterportfolio nach Erfüllungsorten.

**Tabelle 57: Netto-Spotposition des Musterportfolio nach Erfüllungsorten (in MW)**

Netto-Spotposition/ Erfüllungsort	2000					2001						
	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jan.	Feb.	März	Apr.	Mai	Juni	Juli
HÖS-Deutschland	40	40	40	40	40	40	150	150	150	150	150	150
HÖS-Norwegen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MS-Avacon	-50	-50	-50	-50	-50	-50	0	0	0	0	0	0
Eigenes Versorgungsgebiet	-30	-40	-50	-60	-70	-70	-70	-60	-50	-40	-30	-30
NS-Isar Amper	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50
<b>Gesamt</b>	<b>-90</b>	<b>-100</b>	<b>-110</b>	<b>-120</b>	<b>-130</b>	<b>-130</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>70</b>	<b>70</b>

Quelle: Eigene Darstellung

Die Preise der Short-Positionen, deren Erfüllung in den unteren Spannungsebenen erfolgt, können sich anders entwickeln als die Preise der Long-Position auf der Höchstspannungsebene. Zwar sollten die Preise der unteren Ebenen dem Preis auf der Höchstspannungsebene zusätzlich Netznutzungsgebühren entsprechen, ein Auseinanderdriften der Preise kann jedoch nur durch regionale Netzengpässe oder Veränderungen der Netznutzungsgebühren erfolgen.

In der Finanzwirtschaft würde das Ortsbasisrisiko durch historische Preisspreads zwischen den Erfüllungsorten quantifiziert werden. Indizes sind für die unteren Spannungsebenen derzeit nicht verfügbar.<sup>535</sup> Eine Einschätzung des Risikos kann lediglich über Häufigkeit und Ausmaß von Netzengpässen in den Versorgungsgebieten sowie der dort vorhandenen Erzeugungskapazitäten erfolgen. Diese Daten stellen dann den Informationsbedarf zur Bestimmung des Ortsbasisrisikos dar. Mit Auftreten weiterer Indizes für die unteren Spannungsebenen können diese Ansätze weiterentwickelt werden.

<sup>535</sup> Beispielsweise die unterschiedliche Preisentwicklung an verschiedenen Börsen.

### 3.4.2.2.2 Ausfallrisiken

Das Ausfallrisiko bezeichnet das Risiko der anfallenden Kosten und Aufwendungen, die entstehen, wenn der Handelspartner seiner vertraglichen Leistungsverpflichtung nicht nachkommt.

Zu unterscheiden ist das Ausfallrisiko bei OTC- und börslichen Handelstransaktionen. Im Gegensatz zu OTC-Märkten besteht bei Börsengeschäften kein Ausfallrisiko, da die Börse als Kontrahent auftritt und für die Erfüllung der Transaktion haftet. Im Folgenden sind die Betrachtungen des Ausfallrisikos daher auf den OTC-Markt beschränkt.<sup>536</sup>

#### 3.4.2.2.2.1 Vorleistungsrisiko

Bei Forwards bestehen Vorleistungsrisiken in der Regel nicht. Allerdings ist es denkbar, dass Kontrahenten bei OTC-Geschäften so genannte „Upfront Payments“ vereinbaren, welche in voller Höhe einem Vorleistungsrisiko zuzurechnen sind. Bei Optionen besteht in der Regel für den Inhaber ein Vorleistungsrisiko, da die Optionsprämie vorab dem Stillhalter zu bezahlen ist. Die Höhe der Vorleistung wird meist als Maß für das Risiko angesetzt. Informationsbedarf über die Transaktionsdaten hinaus existiert daher nicht.

#### 3.4.2.2.2.2 Eindeckungsrisiko

Methoden der Quantifizierung von *Eindeckungsrisiken* basieren auf den Mehrkosten, die anfallen, um eine durch Ausfall entstehende offene Position am Markt wieder zu schließen. Ein Risiko besteht, wenn Marktkonditionen sich derart verändern, dass die Wiederbeschaffung am Markt höhere Kosten als die ausgefallene Transaktion verursacht. Dieses Risiko wird in der Finanzwirtschaft einschlägig als „Kreditexposure“ bezeichnet, wobei zwischen aktuellem und potenziellem Exposure unterschieden wird.<sup>537</sup> Das aktuelle Exposure besteht aus der Differenz zwischen Anschaffungswert der Position und dem aktuellen Marktwert, sofern dieser den Anschaffungswert übersteigt. Der aktuelle Marktwert wird nach den in GP 3.3.1.2 beschriebenen Pricing-Methoden ermittelt. Das potenzielle Exposure unterscheidet sich darin, dass es mögliche künftige Schwankungen des Exposures -bedingt durch Schwankungen des Markt-

---

<sup>536</sup> Hierunter zählen auch die zahlreich entstehenden Strombörsen im Internet. Vgl hierzu auch GP **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** In diesen Fällen tritt der Betreiber nicht als rechtlich haftender Kontrahent auf. Es bietet sich daher an, diese Geschäfte wie OTC-Transaktionen zu behandeln.

wertes- berücksichtigt.<sup>538</sup> Diese Ermittlung der Schwankungen erfolgt analog zur Ermittlung der Wahrscheinlichkeitsverteilung für Änderungen der Risikofaktoren und des Portfoliowertes im Rahmen des VAR-Ansatzes.<sup>539</sup>

Eine Reduktion des ermittelten Risikos kann erfolgen, wenn bestimmte Positionen besichert sind. Darüber hinaus können gegenseitige Positionen mit dem gleichen Geschäftspartner saldiert werden, sofern eine Nettingvereinbarung besteht.<sup>540</sup> Kein Wiedereindeckungsrisiko besteht bei Stillhalterpositionen in Optionen, da die Optionsprämie vorab bezahlt wird, womit alle zu empfangenden Leistungen abgegolten sind.

Der Informationsbedarf besteht in den genauen Transaktionsdaten, insbesondere im Hinblick auf die Besicherung und ist ansonsten identisch mit dem zur Berechnung des VAR und zur Durchführung des Pricing.

### **3.4.2.3 Steuerung und Überwachung**

Die Steuerung der Risiken erfolgt durch die Vergabe von Limits für die verschiedenen Markt- und Ausfallrisiken. Die Einhaltung der Limite ist laufend zu überwachen und bei deren Überschreitung sind Maßnahmen zur Risikoreduktion bzw. eine Limitanpassung zu vollziehen. Diese Aufgaben werden nachfolgend detailliert.

#### **3.4.2.3.1 Limitierung von Risiken**

Hinsichtlich der Limitierung ist zwischen Global- und Kontrahentenlimits zu unterscheiden. *Globallimite* sollen die Struktur des Portfolio steuern.<sup>541</sup> Typischerweise

---

<sup>537</sup> Vgl. Linde/Maxant/Travers (2000) S. 38-39 und. Scharpf/Lutz (1996) S. 122.

<sup>538</sup> Oftmals das potenziellen Exposure noch mit einem Expected-Loss-Wert modifiziert, der die Ausfallwahrscheinlichkeit des Kontrahenten berücksichtigt. Der Expected-Loss wird auf Basis von Bonitätskriterien festgelegt; vgl. Linde/Maxant/Travers (2000) S. 41. Diese werden nachfolgend noch behandelt. Zum Expected-Loss vgl. Öhler/Unser (2001) S. 313-338.

<sup>539</sup> Vgl. Linde/Maxant/Travers (2000) S. 41, zum VAR-Ansatz vgl. GP 3.4.2.2.1.1.

<sup>540</sup> Vgl. Lehmkuhl (2000). Als „Netting“ wird die Reduzierung des Ausfallrisikos gegenüber einem Geschäftspartner durch „verrechnen“ der gegenseitig bestehenden Ansprüche verstanden.

<sup>541</sup> Dieses Vorgehen entspringt den Erkenntnissen der Portfoliotheorie, dass die Summe der Einzelrisiken nicht dem Gesamtrisiko entspricht, sondern durch die Diversifizierung eine Verringerung des Gesamtrisikos möglich ist; vgl. Öhler/Unser (2001) S. 297-298.

werden Globallimite in Geldeinheiten für jede der oben quantifizierten Risikoarten sowie nach weiteren Kriterien vergeben, z.B.:<sup>542</sup>

- Gesamtrisikohöhe für Preis-, Volumen-, Basis-, Liquiditäts-, Eindeckungs- und Vorleistungsrisiken
- Gesamthandelsvolumen in einzelnen Bonitätsklassen
- Gesamthandelsvolumen nach Ländern und Branchen
- Handelsvolumen nach Fristenbändern<sup>543</sup>

Die Höhe des Limits wird durch eine Entscheidung der Geschäftsleitung bestimmt. Sie ist Ausdruck der Risikostrategie des Unternehmens und wird vor dem Hintergrund der Unternehmensziele, der Kapitalkraft des Unternehmens und der Risikopräferenz der Geschäftsleitung getroffen.<sup>544</sup> Für die Durchführung von Handelstransaktionen ist nur die Höhe der Limits zu kennen.<sup>545</sup>

Neben Globallimits sind Einzellimits je Kontrahent, im Folgenden als *Kontrahentenlimit* bezeichnet, nach definierten Vorgaben zu vergeben.<sup>546</sup> Diese müssen für jeden Kontrahent spezifiziert und laufend an dessen Bonitätsentwicklung angepasst werden. Die Vergabe von Kontrahentenlimits ist daher im Gegensatz zu den Globallimits den operativen Aufgaben der Kreditabteilung zuzurechnen. Sie erfolgt auf Basis der Bonität, definiert als die Wahrscheinlichkeit, dass ein Geschäftspartner bei der Erfüllung vertraglicher Pflichten ausfällt.<sup>547</sup> Existiert für einen Kontrahenten ein Rating<sup>548</sup> einer renommierten Ratingagentur, z.B. Moody's, Standard & Poors, Fitch oder DCR,<sup>549</sup> kann die Aufgabe der Bonitätsprüfung als an die Ratingagenturen ausgelagert betrachtet und die Höhe des Limits weitestgehend am externen Rating festgemacht werden. Existiert kein Rating, ist eine eigene Bonitätsprüfung anhand ausgewählter Kriterien durchzuführen.

---

<sup>542</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer und Everling (1999) S. 251.

<sup>543</sup> Nach Laufzeiten in definierten Fristenbändern, da das Risiko mit zunehmender Restlaufzeit steigt

<sup>544</sup> Vgl. Bergschneider/Karasz/Schumacher (1999) S. 205. Sie sind insbesondere von Bedeutung, da die Portfoliostruktur eine wesentliche Determinante der Ratingvergabe seitens der Ratingagenturen ist.

<sup>545</sup> Entsprechend der getroffenen Themeneingrenzung auf operative Aufgaben, wird die Bestimmung der Kontrahentenlimits nicht thematisiert.

<sup>546</sup> Vgl. Scharpf/Lutz (1996) S. 121.

<sup>547</sup> Vgl. Linde/Maxant/Travers (2000) S. 40.

<sup>548</sup> Ratingagenturen prüfen das Ausfallrisiko eines Marktteilnehmers und tragen dazu bei Markttransparenz herzustellen, indem sie in einer Art Schulnotensystem bessere Ratings von schlechteren Ratings unterscheiden und ordinal skalieren; zur Funktion der Ratingagenturen vgl. Everling (1999).

<sup>549</sup> Vgl. ebenda S. 251.

ren und interne Ratings zu etablieren. Letzteres dürfte im Stromhandel der Regelfall sein, da eine Vielzahl neuer Marktteilnehmer noch kein Rating vorweisen kann.

In der Finanzwirtschaft existiert viel Erfahrung mit der Bonitätsprüfung. Die Ermittlung der Bonitätskriterien erfolgt durch statistische Untersuchung historischer Insolvenzen.<sup>550</sup> Um neben quantitativen Faktoren, wie die üblichen finanzwirtschaftlichen Kennzahlen, auch qualitative Informationen zu verarbeiten, haben sich Scoring-Modelle als Umsetzung der klassischen Nutzwertmethode etabliert.<sup>551</sup> Bei der Festlegung der Kriterien kann man sich an den Ratingagenturen orientieren. Tabelle 58 zeigt zwei Beispiele.

**Tabelle 58: Ratingkriterien in standardisierten Verfahren großer Agenturen**

Dun & Bradstreet		Standard & Poors	
		Geschäftsrisiken	Finanzielle Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zahlungsweise</li> <li>▪ Krediturteil</li> <li>▪ Auftragslage</li> <li>▪ Unternehmensentwicklung</li> <li>▪ Mitarbeiterstruktur</li> <li>▪ Umsatz/ Gesamtleistung</li> <li>▪ Produktivität (Umsatz pro Mitarbeiter)</li> <li>▪ Eigenkapitalstruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zahlungsverhalten der Kunden</li> <li>▪ Zahlungsverhalten der Firma</li> <li>▪ Kapitalumschlag</li> <li>▪ Rechtsform</li> <li>▪ Altersstruktur</li> <li>▪ Gesellschafterstruktur</li> <li>▪ Branchensituation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Branchencharakteristik</li> <li>▪ Wettbewerbsposition               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Marketing</li> <li>– Technologie</li> <li>– Effizienz</li> </ul> </li> <li>▪ Management</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Finanzielle Charakteristik</li> <li>▪ Finanzierungspolitik</li> <li>▪ Rentabilität</li> <li>▪ Kapitalstruktur</li> <li>▪ Cash-Flow Sicherheit</li> </ul>

Quelle: <http://www.dbgermany.de> und Linde/Maxant/Travers (2000) S. 40.

Diese Kriterien können in fünf Bereiche eingeteilt werden

- Firmengrunddaten (Alter, Gesellschaftsstruktur, usw.)
- Bisherige Erfahrungen (v.a. zur Zahlungsmoral)
- Spezifische Stärken und Schwächen
- Branchensituation
- Finanzielle Kennzahlen (Bilanz, G&V)

<sup>550</sup> Eine ausführliche Darstellung der Verfahren liefern Öhler/Unser(2001) S. 209-269.

<sup>551</sup> Vgl. zur Nutzwertanalyse GP 4.1.1.3.2.1.



Im Bereich der Stärken und Schwächen wird im Stromhandelsumfeld vor allem die Kapitalausstattung, Branchenerfahrung des Personals und die Risikomanagementfähigkeit, z.B. beurteilt anhand eingesetzter Verfahren und Systeme, eine besondere Begutachtung erfahren.<sup>552</sup> Insbesondere bei Handelstransaktionen, welche auf eine physische Erfüllung gerichtet sind, kommt es auf die Fähigkeit des Kontrahenten an, die vertraglich festgelegte Menge zu liefern. Wesentlicher Analysegegenstand ist daher die Erzeugungskapazität in MW, die zum Unternehmenskonglomerat des Händlers gehört oder durch diesen über langfristige Verträge kontrolliert wird.<sup>553</sup>

Durch die Festlegung der Bonitätskriterien wird letztlich der Informationsbedarf determiniert.

#### **3.4.2.3.2 Laufende Überwachung und Anpassung**

Vor jedem Geschäft wird seitens der Portfoliomanager geprüft, ob dies zu einer Überschreitung des Globallimits oder der Kontrahentenlimits führt. Der Risikocontroller überwacht mögliche Limitüberschreitungen, die bei Auftreten sofort an die Geschäftsleitung zu melden sind. Die Geschäftsführung kann eine Limitanpassung nachträglich genehmigen oder eine Rückführung in das Limit verlangen. Ist letzteres der Fall, sind bestimmte Positionen zu schließen oder eine Risikoanpassung über den Einsatz von Derivaten herbeizuführen.<sup>554</sup>

Der Kreditanalyst muss Veränderungen in der Bonität der Transaktionspartner, z.B. durch Änderung des Rating, überwachen und ggf. Anpassungen an den Kontrahentenlimits vornehmen.

Zusätzlicher Informationsbedarf für diese Teilaufgabe nicht abzuleiten.

---

<sup>552</sup> Vgl. Linde/Maxant/Travers (2000) S. 41.

<sup>553</sup> Vgl. Williams (1999) S. 9.

<sup>554</sup> Für Marktrisiken kommen die in GP 2.2.1 dargestellten derivativen Stromhandelsprodukte in Betracht, für den Bereich der Ausfallrisiken die sogenannten Kreditderivate. So ist es denkbar, dass bestehende Ansprüche und Verpflichtungen zweier Stromhändler mit Hilfe von Kreditswap getauscht werden. Ohne die Positionen in den Büchern zu ändern, kann somit das Risiko gemäß Vorgaben der Risikostrategie angepasst werden. Allerdings ist im Bereich der Kreditderivate noch keine nennenswerte Verbreitung zu erwarten, da diese sich gerade erst im Zinsbereich etablieren; vgl. zu Kreditderivaten Öhler/Unser (2001) 378-388.

#### 3.4.2.4 Weiterentwicklung der Methoden

Die Weiterentwicklung der Methoden ist eine zentrale Aufgabe des Risikomanagements und besteht darin, externes und vorhandenes internes Wissen für die Organisation nutzbar zu machen.

Von allen bearbeiteten Geschäftsprozessen ist das Risikomanagement sicherlich der am meisten diskutierte Bereich. Es ist zu erwarten, dass insbesondere in der finanzwirtschaftlichen Forschung die Methoden weiterentwickelt werden und bestehende Defizite beseitigt werden. Als Beispiel für ein Defizit sei die Fokussierung der Methoden auf historische Daten genannt, die nicht notwendigerweise repräsentativ für die Zukunft sind oder die fehlenden Ansätze zur Verknüpfung des VAR- und des PAR-Ansatzes im Bereich der Preis- und Volumenrisiken.

Im internen Bereich gilt es, die Verfahren durch ex-post Betrachtung auf ihre Prognosefähigkeit zu prüfen und zu weiterzuentwickeln. Der wichtigste Bereich ist hier sicherlich der Zusammenhang zwischen Bonitätsbewertung und tatsächlich eingetretener Insolvenzen. Ferner sind Erfahrungen der Händler in der Anwendung der Methoden und ggf. Anpassungen sind auch nach deren Ausscheiden zu bewahren.

Der Informationsbedarf kann daher mit externen Fachpublikationen, internen Erfahrungen der Aufgabenträger sowie einer Datensammlung zu historischen Insolvenzen umschrieben werden.

#### 3.4.3 Informationsbedarf

Der *inhaltliche* Informationsbedarf zur Integration aller Risikopositionen erfordert Informationen zu allen Geschäftsvorfällen des Handels der langfristigen Lieferverpflichtungen aus den Vertriebsaktivitäten und den verfügbaren Erzeugungskapazitäten. Nach der zentralen Erfassung in Form von Basishandelsprodukten ist dies die informatorische Basis des gesamten Risikomanagements. Der inhaltliche Informationsbedarf zur Quantifizierung der Marktrisiken ergibt sich im Wesentlichen aus aktuellen und historischen Daten zu den Ausprägungen der Risikofaktoren, um daraus eine Verteilung der Portfoliowerte abzuleiten. Hier besteht ein enger Bezug zu dem Kernprozess „Pricing“, allerdings steht im Risikomanagement mehr die historische Entwicklung der Risikofaktoren im Vordergrund. Tabelle 59 fasst den Informationsbedarf bezüglich des Merkmals „Inhalt“ für Marktrisiken zusammen.

**Tabelle 59: Inputfaktoren zur Quantifizierung der Marktrisiken im Musterportfolio**

Preis- und Volumenrisiko		Basisrisiko		Marktliquidität
VAR	PAR	Zeitbasis	Ortsbasis	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aktuelle und historische Terminmarktpreise, HöS</li> <li>▪ Aktuelle und historische Referenzzinssätze</li> <li>▪ Aktuelle und historische Temperaturdaten</li> <li>▪ Aktuelle und historische Terminmarktpreise, NordPool</li> <li>▪ Aktuelle und historische Wechselkurse NOK-EUR</li> <li>▪ Aktuelle und historische Terminmarktpreise Gas, Hochdruckebene</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aktueller Forwardpreis, HöS</li> <li>▪ Aktuelle und historische Spotmarktpreise, HöS</li> <li>▪ Kraftwerksausfälle</li> <li>▪ Schwankungen der Wasserreservoirs</li> <li>▪ Lastdaten</li> <li>▪ Wetter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Identisch mit PAR</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Häufigkeit von Netzeingängen</li> <li>▪ Kraftwerksstruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bid-Ask Spread, HöS</li> <li>▪ Handelsvolumen (nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit)</li> <li>▪ Netto-positionen großer Marktteilnehmer</li> </ul>

HöS: Höchstspannungsebene

Quelle: Eigene Darstellung

Der Informationsbedarf zur Ermittlung der Ausfallrisiken kann den einzelnen Teilaufgaben wie folgt zugeordnet werden:

- *Quantifizierung*: Informationen zur Bestimmung des Kredit-Exposure wie bei VAR, exakte Transaktionsvereinbarung (inkl. Besicherung).
- *Limitierung*: Aktuelle externe Ratings und, sofern diese nicht vorhanden sind, Daten zur Bestimmung der Bonitätskriterien.
- *Überwachung und Steuerung*: Festgelegte Global- und Kontrahentenlimits aktuelles Exposure.

Der Informationsbedarf zur laufenden Weiterentwicklung der Methoden kann mit externen Fachpublikationen, internen Erfahrungen der Portfoliomanager und Risikocontroller sowie historischen Insolvenzdaten zusammengefasst werden.

*Aufgabenträger* des Kernprozesses und damit Empfänger der Informationen sind der Portfoliomanager, Risikocontroller und die Mitarbeiter der Kreditprüfung. Die Quantifizierung der Risiken ist durch den Portfoliomanager vorzunehmen und wird durch den Risikocontroller nochmals nachvollzogen. Die Bestimmung von Kreditlimits auf Basis

der Bonitätsprüfung ist im Wesentlichen die Aufgabe der Kreditabteilung. Die laufende Überwachung erfolgt durch den Risikocontroller und den Portfoliomanager.

Da in einem liberalisierten Strommarkt ein Händler die Risikoposition permanent ändern kann, ist die Anforderung an die *Aktualität* und die Ausprägung des Merkmals *Häufigkeit* generell hoch einzuschätzen. Aufgrund der Volatilität der Preise und der permanenten Auswirkungen auf die Risikosituation sind die Anforderungen hinsichtlich der Integration der Risikopositionen, Quantifizierung von Marktrisiken und des Kreditexposure am höchsten ausgeprägt. Eine geringere Ausprägung ist bei der Limitierung zu finden, da Bonitätsveränderungen innerhalb eines Jahres im Vergleich zu Preisschwankungen gering sind und ein Limit vorübergehend stabil sein sollte.<sup>555</sup>

Für den Teil des Informationsbedarfs, der auf hohe Aktualität angewiesen ist, werden auch hohe Anforderungen an das *Format* im Sinne elektronischer Verarbeitbarkeit gestellt. Aufgrund der permanenten Bestimmung der Position und der Quantifizierung der Risiken muss hier das Ziel eine fast vollständige Systemunterstützung sein.

### **3.5 Aufgaben und Informationsbedarf: „Identifikation eines Handelspartners“**

#### **3.5.1 Grundlagen**

Nachdem Handelsprodukte ausgewählt und bewertet wurden, sind sie am Markt mit Handelspartnern umzusetzen. Im Falle eigeninitiierten Transaktionen bedeutet dies, dass zunächst ein geeigneter Handelspartner zu identifizieren ist. Bei börslichen Geschäften ist diese Aufgabe in dieser Form nicht existent, da hier Anbieter und Nachfrager zusammengebracht werden. Die Aufgabe des Händlers beschränkt sich auf die Eingabe der Order in das Handelssystem. Im Falle von individuelleren OTC-Kontrakten, ist es Aufgabe des Händlers, geeignete Handelspartner zu finden, die bereit und in der Lage sind, diese Transaktionen durchzuführen. Dies verlangt eine gute Kenntnis der Marktteilnehmer. In diesem Zusammenhang wird häufig auf die Bedeutung des persönlichen

Netzwerks eines Händlers verwiesen.<sup>556</sup> Im Folgenden wird aufgrund der Bedeutung des Netzwerkes die Kontaktpflege zu den Handelspartnern als eine wesentliche Teilaufgabe neben der oben erwähnten Auswahl potenzieller Geschäftspartner verstanden.

### 3.5.2 Teilaufgaben

#### 3.5.2.1 Kontaktpflege

Das Spektrum dieser Teilaufgabe reicht von regelmäßigen Telefongespräche bis hin zu gemeinsamen außerberufliche Aktivitäten. Die konkrete Ausführung unterliegt der individuellen Gestaltung des einzelnen Händlers, so dass keine allgemeingültige Detaillierung der Aufgabe sinnvoll ist. Als Informationsbedarf kann lediglich eine Übersicht zu Adressdaten seiner potenziellen Geschäftspartner genannt werden, was als Unterstützung der Kontaktpflege hilfreich sein kann.

#### 3.5.2.2 Auswahl potenzieller Partner und Kontaktaufnahme

Nicht alle aktiven Händler kommen für ein Handelsprodukt in Frage. Gründe liegen beispielsweise in einer regionalen und produktspezifischen Spezialisierung des Handelspartners oder seiner mangelnden Größe, um bestimmtes Handelsvolumen abzuwickeln. Um zu hohe Transaktionskosten in der Suche nach geeigneten Handelspartnern zu vermeiden, ist es sinnvoll, eine Vorauswahl der Händler mit bestem „Fit“ zu dem zu handelnden Produkt zu treffen. Ausgangspunkt ist eine Long-List potenzieller Geschäftspartner.

Tabelle 60 zeigt mögliche Eignungskriterien für eine Vorauswahl. Zu nennen ist *allgemein* das Handelsvolumen sowie der Regional- und Produktfokus potenzieller Kontrahenten. Daneben können in Abhängigkeit des Transaktionsmotives weitere Kriterien verwendet werden. Bei *Arbitragegeschäften* sowie bei der *Kraftwerkseinsatzoptimierung* gilt es vor allem, eine Preismesslatte zu schlagen. Bei der Arbitrage ist dies der

---

<sup>555</sup> Bei solventen Schuldern (Minimumrating A) zeigen historische Daten von Ratingagenturen, dass in über 80% der Fälle keine Bonitätsveränderung auf Sicht eines Jahres erfolgt; vgl. Öhler/Unser (2001) S. 262-264.

<sup>556</sup> Dies spiegelt sich im Marktwert eines Händlers wieder. Je umfangreicher das Netzwerk ausgeprägt ist, um so höher sein Wert am Arbeitsmarkt. Aus diesem Grund kommt es nicht zu selten vor, dass ein einzelner Händler ein höheres Gehalt als seine Geschäftsleitung bezieht.

Preis der Gegenposition, welche durch ein Handelsgeschäft mit Arbitragegewinn wieder geschlossen werden soll. Bei der Kraftwerkseinsatzoptimierung sind es die eigenen variablen Kosten der Erzeugung. In diesen Fällen sind die Kontrahenten auszuwählen, die potenziell in der Lage wären, die Messlatte zu schlagen. Haben diese eigene Erzeugungskapazitäten, so ist ein Schluss auf die Fähigkeit die Messlatte zu schlagen möglich, indem man über die Kraftwerksstruktur des Kontrahenten seine Erzeugungskosten abschätzt. Für *Hedging*-Geschäfte ist die Kenntnis gefragt, welche Händler derivative Produkte handeln können. Bestimmte Konstruktionen können aufgrund hoher Komplexität nur von wenigen Kontrahenten abgewickelt werden. Einen Hinweis kann das Know-how der Mitarbeiter, diese Produkte zu bepreisen und hinsichtlich des Risikos zu bewerten, sowie die systemtechnische Unterstützung liefern. Keine zusätzlichen Kriterien ergeben sich aus *Spekulationsgeschäften* und *strukturierten Produkten*.<sup>557</sup>

**Tabelle 60:** Kriterien zur Vorauswahl potenzieller Handelspartner

Transaktionsmotiv	Auswahlkriterien
Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regionaler Fokus</li> <li>▪ Produktfokus</li> <li>▪ Handelsvolumen</li> </ul>
Kraftwerkseinsatz-optimierung/ Arbitrage	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Struktur der Kraftwerkskapazitäten</li> </ul>
Hedging/Spekulation	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Know-how zu Pricing und Risikomanagement von derivativen Produkten</li> <li>▪ Systemunterstützung</li> </ul>
Strukturierte Emission	-

Quelle: Eigene Darstellung

Der Informationsbedarf des Händlers ist daher auf die Bereitstellung der auszuführenden Produkte seitens des Portfoliomanagers, der „Long-List“ mit entsprechenden Kontaktpersonen sowie der geschilderten Auswahlkriterien beschränkt. Die Informationen zu den Eignungskriterien werden oftmals auf Basis persönlicher Kontakte im Handel gewonnen oder entspringen einer früheren beruflichen Tätigkeit. Sie sind Bestandteil des von den Händlern so gepflegten „Netzwerkes“.

<sup>557</sup> Strukturierte Produkte werden im Großhandel in der Regel immer fremdinitiiert und erfordern daher keine Auswahl.

### 3.5.2.3 Besonderheiten spezifischer Transaktionen

Bisher wurde von dem klassischen Fall ausgegangen, dass Transaktionen vom Handel initiiert werden. Daneben besteht die Möglichkeit, dass Handelsgeschäfte auf Initiative eines Kontrahenten getätigt werden oder sie über den Vertrieb an den Handel weitergeleitet wurden.

Im Falle *fremdinitiiertes* Transaktionen geht ein Handelspartner aktiv auf die Handelseinheit zu, um ein Geschäft anzubieten bzw. ein Großverbraucher wünscht ein Angebot für seinen individuellen Bedarf. Ist dies der Fall ist das Handelsprodukt möglichst schnell an den Marktanalysten weiterzuleiten, der das Produkt prüft, inwieweit es in den Handelsplan passt und es hinsichtlich Profitabilität und Risikogehalt bewertet. Die Aufgaben entsprechen den Ausführungen in GP 3.1, 3.3 und 3.4. Wird dieser Prozess zu lange verzögert, wird sich der Kontrahent ggf. einen anderen Handelspartner suchen und ein lukratives Geschäft geht verloren. Zusätzlicher Informationsbedarf im Falle fremdinitiiertes Transaktionen besteht nicht.

Gemäß der organisatorischen Rahmenbedingungen dieser Untersuchung ist der Vertrieb die Kundenschnittstelle in überschneidenden Segmenten, die nicht eindeutig dem Handel zuzuordnen sind. Ein Teil der Handelstransaktionen ist daher *vertriebsinitiiert*. Handelt es sich dabei um individuelle und komplexe Produkte, fallen zusätzliche Kommunikationsaufgaben zur Abstimmung zwischen Vertrieb und Handel an. Diese beinhalten die Weitergabe von Wissen über spezifische Bedarfe der Verbraucher und ihrer Eigenheiten an den Handel durch die Vertriebsmitarbeiter sowie die Unterstützung in der Produktstrukturierung und dem Pricing für den Vertrieb durch den Handel. Der zusätzliche Informationsbedarf für den Handel ergibt sich im Falle vertriebsinitiiertes Transaktionen in den Informationen über das Vorhandensein eines Verbraucherbedarfs und dessen konkrete Ausgestaltung.

### 3.5.3 Informationsbedarf

Der Informationsbedarf dieses Kernprozesses ist relativ gering. Er ergibt sich aus *inhaltlicher* Sicht aus der Bereitstellung durchzuführender Transaktionen durch den Portfoliomanager. Ferner wird zur Partnerauswahl eine Long-List potenzieller Geschäftspartner und die Ausprägung der Eignungskriterien benötigt. Im Falle vertriebsinitiiertes Transaktionen werden zusätzliche Informationen über das Vorhandensein eines Verbraucherbedarfs und dessen konkrete Ausgestaltung benötigt.

*Aufgabenträger* ist der Händler im Front-Office.

Die *Aktualität* der Informationen zur Partnerauswahl kann im Vergleich zu anderen Prozessen deutlich geringer angesetzt werden, da nicht jeder neue Marktteilnehmer ein potenzieller Kontrahent ist und auch die Grunddaten der bestehenden Kontrahenten stabil sein sollten. Hohe Anforderungen bestehen an die Informationen über das Vorliegen von Kundenbedarfen, die natürlich unmittelbar bedient werden sollten.

Besondere Anforderungen an das *Format* bestehen nicht

Die *Häufigkeit* der Aufgabenausführung ist deutlich geringer als in anderen Prozessen, da ein Großteil der Transaktionen über Marktplätze abgewickelt wird.<sup>558</sup>

Eine ausführliche Beschreibung des Bedarfs findet sich in Anhang II.

### **3.6 Aufgaben und Informationsbedarf: „Verhandlung und Abschluss“<sup>559</sup>**

#### **3.6.1 Grundlagen**

##### **3.6.1.1 Zielsetzung**

*„Das Schlimmste, was passieren kann, ist, dass der Verhandlungspartner meine Position kennt.“<sup>560</sup>*

Wie im Falle der Identifikation eines Handelspartners existiert der Kernprozess „Verhandlung und Abschluss“ auf börslich organisierten Märkten nicht. Auf einem von OTC-Geschäften dominierten Strommarkt ist man sich hingegen in Literatur und Praxis einig, dass eine der wesentlichen Anforderungen an einen Händler seine Verhandlungsstärke ist.<sup>561</sup> Verhandlungsstärke kann als Symbiose aus dem Geschick während einer Verhandlung als auch der Güte der Verhandlungsvorbereitung verstanden werden. Obiges Zitat zeigt, dass erfolgreiche Verhandlungen wesentlich vom Informationsstand

---

<sup>558</sup> Vgl. GP Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..

<sup>559</sup> Die folgenden Ausführungen gelten ausschließlich für OTC-Geschäfte.

<sup>560</sup> Zitat eines Händlers im April 2000.

<sup>561</sup> Vgl. Dudenhausen/Döhret/Gravert-Jenny (1999) S. 304.



eines Händlers über seinen Verhandlungsgegner abhängen. Eine solide faktenbasierte Vorbereitung ist hierfür Voraussetzung. Dies steht im Gegensatz zu vielen deutschen Stromhändlern, die sich auf ihre Intuition - das berühmte „Bauchgefühl“ des Händlers - verlassen und auf ihr Wissen und Erfahrungen „im Kopf“ verweisen.<sup>562</sup> Als Grund wird angeführt, dass der Händler bereits am Telefon sehr schnell einen Abschluss herbeiführen muss und daher wenig Zeit für aufwendige Informationsverarbeitungsaktivitäten bleiben.<sup>563</sup> Auch wenn das Argument gelten mag, sollte es Ziel sein, Verhandlungen in einem ausgewogenen Verhältnis aus Intuition und Analyse zu bestreiten.

In der Literatur wird das Thema der Verhandlungsvorbereitung und -führung in Zusammenhang mit dem Telefonhandel bisher nicht aufgegriffen. Um die Grundlage für eine Aufgabenanalyse zu schaffen, sollen daher zunächst andere Branchen außerhalb des Handels betrachtet werden. Industrien mit geringer Leistungstiefe auf kompetitiven Märkten, z.B. die Automobilindustrie, haben die Verhandlungsfunktion nahezu perfektioniert, da das Beschaffungsvolumen einen wesentlichen Bestandteil der Kostenstruktur darstellt. Als wesentlicher Erfolgsfaktor hat sich die faktenbasierte Verhandlungsvorbereitung herausgestellt.<sup>564</sup> In einem nächsten Schritt sollen dann die Erfahrungen auf den Handel mit Strom projiziert werden, wobei die Anforderungen des Telefonhandels zu berücksichtigen sind.

### **3.6.1.2 Verhandlungsmethodik im professionellen Einkaufsmanagement**

Nachfolgend soll ein faktenbasiertes Vorgehen zur Verhandlungsvorbereitung vorgestellt werden. Es wird häufig von Einkäufern der Industrie und in Beratungsprojekten eingesetzt<sup>565</sup> und basiert auf den Arbeiten von FISHER/RATTON/URY.<sup>566</sup>

Grundlage des Modells von FISHER/RATTON/URY ist die Prämisse, dass sich Verhandlungsposition und -spielraum durch drei Eckpunkte beschreiben lassen:

---

<sup>562</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>563</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>564</sup> Die entspricht den Erfahrungen aus Beratungsprojekten im Einkauf.

<sup>565</sup> Basierend auf Aussagen von Spezialisten der Einkaufspractice der Unternehmensberatung A.T. Kearney GmbH, Düsseldorf.

<sup>566</sup> Vgl. Fisher/Ratton/Ury (2000) S.1-271.

### *Das ideale Verhandlungsergebnis*

Es wird im Angelsächsischen als „Most Desired Outcome“ (MDO) bezeichnet und beschreibt ein Verhandlungsergebnis, welches zwar eine Wunschvorstellung des Händlers darstellt, aber noch als erzielbar eingeschätzt wird. Beispielsweise könnte ein MDO auf den niedrigsten Preis im Markt gerichtet sein, jedoch nicht auf das unrealistische Ergebnis „Strom umsonst“.

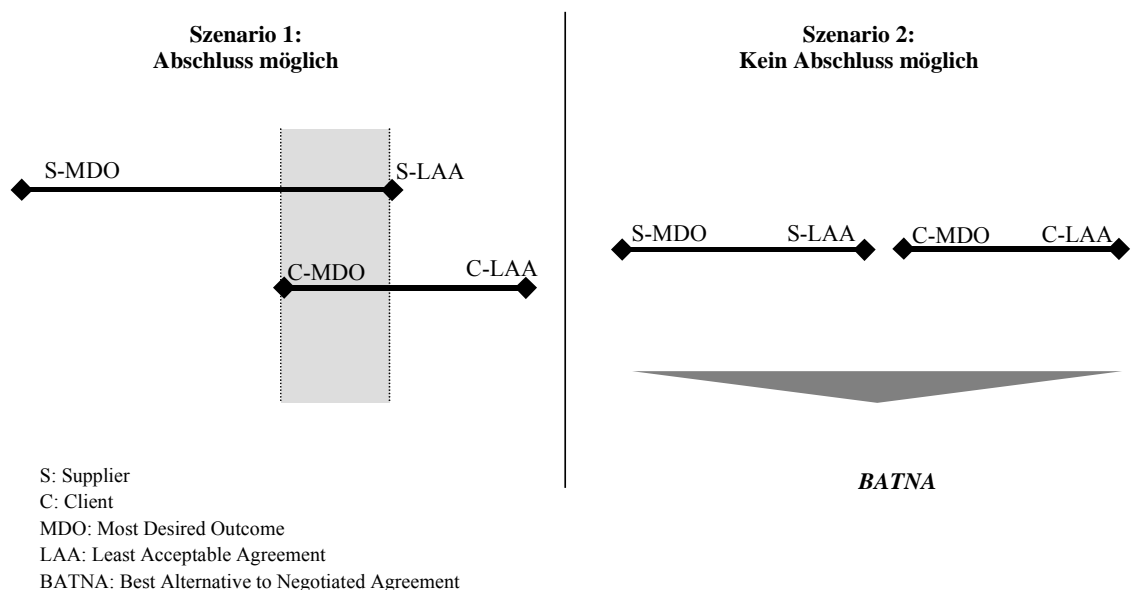
### *Das minimale akzeptable Verhandlungsergebnis*

Auch bezeichnet als „Least Acceptable Agreement“ (LAA), beschreibt es eine Einigung, die ein Einkäufer gerade noch akzeptieren kann. Es stellt die untere Grenze des Verhandlungsraums dar. Eine Einigung darunter wird ein Einkäufer nicht akzeptieren.

### *Die beste Alternative zu einem Verhandlungsergebnis*

Der Eckpunkt „Best Alternative Solution to a Negotiated Agreement“ (BATNA) beschreibt die Alternativen im Falle eines Scheiterns der Verhandlungen. Eine Alternative zu haben, stärkt die Verhandlungsposition, da man nicht auf seinen Verhandlungspartner und den Verhandlungserfolg angewiesen ist. Das Modell geht davon aus, dass beide Parteien durch Bestimmung dieser Eckpunkte ihren Verhandlungsraum definieren. Ziel beider Verhandlungspartner muss sein, ein besseres Ergebnis zu erzielen als das BATNA. Existiert zwischen beiden Partner keine Überlappung in ihren individuellen Verhandlungsspielräumen, so werden die Verhandlungen scheitern und beide Kontrahenten ihr BATNA ausüben. Existieren Überlappungen, bestehen Einigungsmöglichkeiten. Abbildung 49 illustriert diese Eckpunkte.

**Abbildung 49: Eckpunkte des Verhandlungsraums**



Quelle: Modifizierte Darstellung nach Fisher/Ratton/Ury (1995) S. 131.

In diesem Modell und anhand von Erfahrungen der Praxis kann gezeigt werden, dass Verhandlungspartner, die den eigenen und den fremden Verhandlungsraum kennen, ein besseres Ergebnis erzielen werden, als Verhandlungspartner, die keine Informationen haben. Wesentlicher Erfolgsfaktor für einen Händler ist daher die Kenntnis der eigenen Eckpunkte, d.h., MDO, LAA und BATNA sowie eine bestmögliche Antizipation von BATNA und LAA des Kontrahenten.

### 3.6.1.3 Besonderheiten des Stromhandels

Das obige Modell basiert auf Verhandlungen zwischen Lieferanten und Kunden, welche meist von wenigen Abschlüssen mit langfristigen Verträgen und hohen Volumina geprägt sind. Entsprechend werden mehrere Verhandlungsrunden über einen längeren Zeitraum geplant und aufwendige vorbereitende Analysen durchgeführt. Stromhandelsgeschäfte basieren auf vielen Transaktionen mit kurzfristigen Verträgen über kleinere Volumina.

In der Regel werden zwei Gründe für die mangelnde Übertragbarkeit dieser Ansätze angeführt.<sup>567</sup> Zum einen bestünden bei standardisierten Produkten nur winzige Handelsmargen, so dass kaum Verhandlungsspielraum gegeben sei. Akzeptiert man, dass der Spielraum in diesen Fällen zumindest gering ist und der Aufwand zur Vorbereitung daher nicht in Relation zum Nutzen steht, gilt dies jedoch nicht für individuelle Produkte. Zum zweiten wird angeführt, dass die Zeitspanne im Telefonhandel zu kurz für eine Verhandlungsvorbereitung sei. Entsprechend müssen Abschlüsse oftmals innerhalb weniger Minuten am Telefon herbeigeführt werden, so dass nur wenig Zeit für eine kurze und stark standardisierte Vorbereitung bleibt. Im Extremfall fremdinitiiertes Transaktionen bleibt überhaupt keine Zeit zur Verhandlungsvorbereitung und die notwendigen Informationen müssten parallel zum Telefonat abgerufen werden. Um die Verhandlungen möglichst knapp und damit die Transaktionskosten gering zu halten, ist es im Telefonhandel üblich, den Abschluss in Abhängigkeit bestimmter Faktoren voranzutreiben und dem Verhandlungspartner unter bestimmten Umständen schnell entgegenzukommen. Folgende Faktoren fördern einen schnellen Abschluss:<sup>568</sup>

---

<sup>567</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>568</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

### *Bisherige Erfahrungen mit Handelshäusern und individuellen Händlern*

Nach Aussagen von Händlern sind die persönlichen Kontakte, insbesondere zu den individuellen Händlern, aber auch zu den Handelshäusern von besonderer Bedeutung. Hier wird vor allem darauf geachtet, ob man in der Vergangenheit Probleme bei Transaktionen hatte, welche zusätzlichen Aufwand verursachten, z.B. durch fehlerhafte Bestätigung, verspätete Lieferungen usw.

### *Machtverhältnisse*

Wichtige Handelspartner will man nicht verprellen. Je höher die Bedeutung für das eigene Unternehmen, um so schneller wird man eine Einigung herbeiführen.

### *Bonität*

Unabhängig vom individuellen Händler, werden Handelshäuser, die auf finanziell wackeligen Beinen stehen, einen Risikoaufschlag bezahlen müssen, um einen Abschluss zu erreichen. Oftmals erfolgt die Preisstellung in Abhängigkeit der Bonität.<sup>569</sup>

Je eher obige Faktoren gegeben sind, um so schneller ist man bereit im Rahmen des Verhandlungsspielraums dem Kontrahenten entgegenzukommen. Ist das Gegenteil der Fall, so werden Verhandlungen schnell ergebnislos abgebrochen, wenn der Kontrahent die Konditionen nicht akzeptiert. Diese Faktoren sollen daher als *Verhandlungstreiber* bezeichnet werden.

Fazit aus obigen Ausführungen ist, dass ein Händler so viele Informationen zur Verhandlungsvorbereitung nutzen sollte, wie es der Telefonhandel zulässt. Die geringe verfügbare Zeit sollte nicht als Ausrede gelten, die Verhandlungsvorbereitung gänzlich durch die Intuition des Händlers zu substituieren. Vielmehr müssen Informationen, die notwendig sind, um Rückschlüsse auf den Verhandlungsraum zu ziehen, unabhängig von einer einzelnen Transaktion bereitgestellt werden. Auf diese kann dann im Bedarfsfall, ggf. sogar während der Verhandlung, schnell und ohne Aufwand zurückgegriffen werden. Die Aufgabenanalyse soll daher neben der Durchführung der Verhandlung auch die Teilaufgabe der Verhandlungsvorbereitung berücksichtigen.

---

<sup>569</sup> Vgl. GP 3.4.2.3.1 und Ansätze des risikoadjustierten Pricings nach Öhler/Unser (2001) S. 345-353.

## 3.6.2 Teilaufgaben

### 3.6.2.1 Verhandlungsvorbereitung

Wie zuvor dargestellt, erfordert der Telefonhandel eine Verhandlungsvorbereitung mit wenigen in standardisierter Form bereitgestellten Informationen, um die Eckpunkte des Verhandlungsraumes sowie die Verhandlungstreiber zu bestimmen. Im Folgenden wird analysiert, wie ein Stromhändler zur Bestimmung des Verhandlungsraumes und der Verhandlungstreiber vorgehen kann.

#### 3.6.2.1.1 Abschätzung des Verhandlungsraumes

Um den Verhandlungsraum zu definieren, müssen die Eckpunkte, d.h. BATNA, MDO und LAA, identifiziert werden.

Das *eigene BATNA* entspricht im Handel dem Preis für das zu verhandelnde Produkt, den ein Händler auch mit anderen Marktteilnehmern gesichert erzielen kann. Als Indikator kann die im Rahmen des Pricing<sup>570</sup> vom Portfoliomanager ermittelte Bewertung dienen. Sofern vorhanden, sollten auch alternative Angebote, die von anderen Kontrahenten für ein vergleichbares Handelsprodukt bereits zuvor abgegeben wurden, berücksichtigt werden.<sup>571</sup> Einbezogen werden sollten dabei nicht nur diejenigen Angebote, die dem verhandelnden Händler selbst offeriert wurden, - die er somit im Kopf haben sollte - sondern auch die seiner Händlerkollegen. Je größer die Handelseinheit, um so wahrscheinlicher ist es, dass ein passendes Alternativangebot vorhanden ist und um so bedeutender ist es, dass entsprechende Informationen ausgetauscht werden.

Das *eigene LAA* ist der Preis, den ein Händler im schlechtesten Fall akzeptieren wird. Es ist auf Handelsmärkten mit dem BATNA weitestgehend identisch. In einigen Fällen könnten auch die Grenzkosten der Erzeugung das LAA bestimmen. Dies ist der Fall, wenn freie eigene Erzeugungskapazitäten am Markt verkauft werden oder wenn eine physische Long-Position gekauft werden soll. In beiden Fällen stellen die eigenen Grenzkosten der Erzeugung eine Untergrenze dar, die ein Händler ggf. eingehen würde.

---

<sup>570</sup> Vgl. GP 3.3.

<sup>571</sup> Aufgrund von Schwankungen der Marktpreise sind hier die Preise nicht direkt zu vergleichen, sondern nur der Spread zu einem Marktpreisindex.

Um das *LAA* und das *BATNA* des Kontrahenten zu analysieren, sind verschiedene Indikatoren denkbar. Handelt es sich um einen Kontrahenten mit eigenen Erzeugungskapazitäten, so können seine Grenzkosten der Erzeugung Hinweise auf sein LAA liefern. Näherungsweise können sie durch Informationen zu seinem Kraftwerkspark und seiner Auslastung bestimmt werden. Insbesondere, wenn keine physischen Erzeugungskapazitäten beim Kontrahenten vorhanden sind, kann man nur versuchen, seine Position abzuschätzen. Es gilt herauszufinden, ob er in bestimmten Produkten zu bestimmten Terminen und Erfüllungsorten eine hohe Netto-Position hat, was äußerst selten gelingt. Vor allem in Gesprächen mit dem Kontrahenten und anderen Marktteilnehmern können entsprechende Signale aufgenommen und interpretiert werden. Dies wiederum ist die Kunst oder die Gabe erfolgreicher Händler.<sup>572</sup> Signale, die Hinweise auf die Position eines Kontrahenten ermöglichen, können bei verschiedenen Händlern innerhalb der Handelseinheit anfallen und sollten daher untereinander ausgetauscht werden. Beispiele sind:<sup>573</sup>

- „Marktaustrocknung“ an bestimmten Übergabepunkten.
- Verschiedene Broker und Händler bieten oder fragen bestimmte Positionen in größeren Mengen an.
- VUs kaufen größere Mengen an.
- Geplante und ungeplante Stillstände von Kraftwerken der Kontrahenten.

Das *eigene MDO* stellt einen im Idealfall den verhandelbaren Preis dar, zu dem eine Transaktion noch zustande kommen könnte. Das MDO ist letztlich schwierig einzuschätzen, da es von den momentanen Marktfaktoren abhängt. Allerdings können die besten historischen Abschlüsse für eine vergleichbare Position zu einem vergleichbaren

---

<sup>572</sup> Folgendes Zitat eines Händlers sei genannt: „*Ich spreche mit Brokern und Kollegen und höre dabei meinem Kontrahenten gut zu. Wenn man den Markt kennt, fügt sich alles wie ein Puzzle zusammen.*“ Es fiel in Zusammenhang mit folgendem Beispiel: „*An einem bestimmten Übergabepunkt in der Großhandelszone Süd war kein Strom zu bekommen. Wenig später riefen Broker an, um für einen Kunden größere Mengen Strom zu kaufen. Kurz darauf kam über einen Kollegen die Nachricht, dass ein größeres Kernkraftwerk im Süden wegen Störung herunterfahren musste. Damit war klar, welcher Kontrahent betroffen war.*“ Letztlich brachte diese Situation den Kontrahenten (VU mit Handelseinheit) in eine schlechte Verhandlungsposition, mit entsprechenden niedrigem BATNA und LAA. Sind diese Informationen bekannt, so kann ein Händler mit diesen Kontrahenten einen sehr guten Abschluss erzielen.

<sup>573</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

Termin in der Vergangenheit als Indikator dienen.<sup>574</sup> Auch hier gilt, dass nicht nur die eigenen historischen Abschlüsse berücksichtigt werden sollten, sondern die Abschlüsse aller Händler.

Der Informationsbedarf dieser Teilaufgabe ergibt sich daher unmittelbar aus obigen Indikatoren, die Rückschlüsse auf die Eckpunkte erlauben.

### **3.6.2.1.2 Einschätzung der Verhandlungstreiber**

Für den Verhandlungstreiber *Macht* bietet es sich an, den eigenen Anteil am gesamten Handelsvolumen sowie den Anteil des Kontrahenten am eigenen Handelsvolumen zugrunde zu legen. Je höher dieser ist, um so weniger wird man einen guten Kunden verärgern wollen und eine schnelle Einigung suchen.

Alle negativen *Erfahrungen* mit einzelnen Händlern und mit Handelshäusern sind festzuhalten und zusammen mit der Transaktionshäufigkeit zur Verfügung zu stellen. Eine hohe Anzahl an Transaktionen ohne Probleme signalisiert eine gute Zusammenarbeit mit einem bestimmten Händler. Auch hier sind wieder die Erfahrungen aller Händler untereinander auszutauschen

Zur Einschätzung der *Bonität* kann das Ergebnis der Bonitätsprüfung, die im Zuge der Vergabe von Kontrahentenlimits durchgeführt wurde,<sup>575</sup> herangezogen werden.

Analog zu den Eckpunkten des Verhandlungsraumes ergibt sich der Informationsbedarf dieser Teilaufgabe unmittelbar aus den Indikatoren, die Rückschlüsse auf die Verhandlungstreiber ermöglichen.

### **3.6.2.2 Verhandlungsführung**

Die Verhandlungsführung ist im Stromhandel auf den Austausch von Angeboten am Telefon begrenzt. Der eigentliche Vorgang dauert oftmals nur wenige Minuten. Erhält der Händler ein Angebot über Telefon, verläuft die Verhandlungsvorbereitung parallel zur Verhandlungsführung. Der Händler bestimmt auf Basis vorhandener Informationen den Verhandlungsraum und wird ein Gegenangebot erstellen oder den Abschluss

---

<sup>574</sup> Vgl. Fußnote 571.

<sup>575</sup> Vgl. GP 3.4.2.3.

herbeiführen.<sup>576</sup> Ein Gegenangebot wird erneut geprüft. Kommt es wieder zu keiner Einigung, wird die Verhandlung in den meisten Fällen ergebnislos abgebrochen. Zusätzlicher Informationsbedarf kann daher nicht abgeleitet werden.

### 3.6.3 Informationsbedarf

Der Informationsbedarf des Kernprozesses hinsichtlich des Kriteriums *Inhalt* ergibt sich ausschließlich aus den Indikatoren zur Bestimmung der Eckpunkte des Verhandlungsraums und der Verhandlungstreiber. Sie wurden im Zuge der Aufgabenanalyse bereits detailliert und sind in Anhang II nochmals dargestellt.

*Aufgabenträger* und damit Informationsnachfrager im Kernprozess „Verhandlungsführung und Abschluss“ ist der einzelne Händler.

Da die Notwendigkeit zur Verhandlungsführung auf individuelle OTC-Transaktionen, beschränkt ist, kann die Ausprägung des Merkmals *Nutzungshäufigkeit* im Vergleich zu den anderen Kernprozessen geringer eingeschätzt werden.

Da sich die Positionen der Kontrahenten und damit der Verhandlungsraum schnell ändern, ist an die *Aktualität* der bereitzustellenden Daten, die Anforderung einer zeitnahen Aktualisierung zu stellen.

Eine besondere Anforderung ergibt sich an das *Format* der bereitzustellenden Daten. Diese sind in zentralen, schnell zugreifbaren Datenspeichern zu lagern, damit der Händler die wenig verbleibende Zeit nicht mit der Informationsbeschaffung, sondern ausschließlich mit deren Verarbeitung verbringen kann. Man bedenke, dass es sich meist um Informationen handelt, die dezentral oftmals nicht kodifiziert bei den einzelnen Händlern verfügbar sind, deren Wert im Verbund oftmals exponentiell ansteigt.<sup>577</sup> Die Umsetzung dieser Anforderung ist daher eine große Herausforderung für die Handelseinheiten.

---

<sup>576</sup> In seltenen Fällen wird bei ungenügendem Informationsstand ein Rückruf vereinbart. Es besteht dann die Möglichkeit, noch fehlende Informationen einzuholen.

<sup>577</sup> Beispielsweise könnte eine zentrale Datenbank „Marktsignale“ eingerichtet werden, die Anfragen und Angebote enthält, die nicht zu Abschlüssen geführt haben oder „Kontrahentenzitate“, die Rückschlüsse auf Positionen erlauben. Vgl. hierzu auch GP4.1.3.



## 3.7 Aufgaben und Informationsbedarf: „Settlement“

### 3.7.1 Grundlagen

Im Kernprozess „Settlement“ sind alle Aufgaben zusammengefasst, die notwendig sind, um einen bereits vereinbarten Leistungsaustausch zwischen beiden Handelspartnern umzusetzen. Der Prozess beginnt damit, dass die Handelsdaten der abgeschlossenen Transaktion vom Handel in das Back-Office geleitet werden und endet, wenn der Leistungsaustausch ordnungsgemäß verbucht wurde.

Es lassen sich die folgenden Aufgabenbereiche im Settlement erkennen.<sup>578</sup>

- Handelsbestätigung und Abrechnung
- Netznutzung
- Zahlungsabwicklung und Verbuchung

Das Kernprozess unterliegt noch Schwankungen in den rechtlichen Rahmenbedingungen. So ist insbesondere die Netznutzung von der laufenden Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung abhängig. Insofern soll die Anpassung an rechtliche Rahmenbedingungen als weitere Teilaufgabe aufgenommen werden.<sup>579</sup>

Im Folgenden werden diese Aufgaben für OTC-Transaktionen mit physischer Erfüllung dargestellt. Anschließend wird auf die Besonderheiten börslicher Transaktionen und Geschäften mit finanzieller Erfüllung eingegangen.

### 3.7.2 Teilaufgaben

#### 3.7.2.1 Handelsbestätigung und –abrechnung („Abwicklung“)

Der Prozess „Handelsbestätigung und –abrechnung“ wird oftmals als Abwicklung bezeichnet. Ausgangspunkt sind Transaktionsdaten, die vom Händler übermittelt werden. Als gängiges Medium zur Übermittlung dieser Daten hat sich der so genannte Händlerzettel erwiesen, welcher die genauen Mengen, Preise, Erfüllungszeit und –ort,

---

<sup>578</sup> Zu Aufgaben und Funktionen des Back-Office im Stromhandel vgl. auch Nelson (1999), Dudenhausen/Ellwanger (1998) und Clermont/Hannes/Maier (1999).

<sup>579</sup> Die folgenden Analysen basieren daher auf den derzeit gültigen Regelwerken, beschrieben in der VV II und den Codes sowie auf Erfahrungen aus anderen Handelsmärkten; vgl. GP 1.2.2.

den Kontrahenten und dessen Bilanzkreiszugehörigkeit sowie weitere besondere Ausgestaltungsmerkmale beinhaltet. Ebenfalls ein Händlerzettel wird ausgestellt, um im Falle von Optionen (GV 1a und 1b) die Ausübung bzw. Nicht-Ausübung der Optionsrechte dem Back-Office mitzuteilen.<sup>580</sup> Nach SCHARPF hat das Back-Office die vom Handel erhaltenen Unterlagen zu kontrollieren und geordnet aufzubewahren (§ 257 HGB). Es kommt insbesondere auf die folgenden Kontrollen an:<sup>581</sup>

- Wurden die Geschäftsunterlagen vollständig und zeitnah der Abwicklung zugeleitet?
  - Sind die Angaben der Händler vollständig und richtig? Ggf. sind Plausibilitätskontrollen durchzuführen?
  - Sind die Geschäftsabschlüsse hinsichtlich Art des Geschäfts aufgrund der internen Anweisungen zulässig?
  - Überwachung der Termine, z.B. Kündigungsfristen, Fälligkeiten, Preisanpassungen
- Auf Basis der vom Händler erstellten Belege, hat der Abwickler die Geschäftsbestätigungen und die Einzelverträge, ggf. auf Basis eines Rahmenvertrages, anzufertigen. Die entsprechenden Gegenbestätigungen sind auf Übereinstimmung zu prüfen und eventuelle Abweichungen mit dem Händler zu klären. Nachdem eine vertraglich vereinbarte Leistung fällig wird, ist diese mit dem Leistungsempfänger abzurechnen. Typische Abrechnungsereignisse sind:
- Verkauf/Kauf einer Position
  - Optionsausübung
  - Endfälligkeit

Zu beachten ist, dass ein Handelsgeschäft aus verschiedenen Leistungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten bestehen kann. So ist z.B. bei einem Optionsverkauf zu Beginn die Optionsprämie abzurechnen, später die Optionsausübung.

Für den Informationsbedarf ergeben sich über die Transaktionsdaten und die Informationen zur Ausübung von Optionsrechten hinaus keine weiteren Anforderungen.

---

<sup>580</sup> Insbesondere um die Fahrpläne rechtzeitig anzupassen. Unvorhergesehene Lastausfälle über MW erlauben auch kurzfristige Fahrplanänderungen.

<sup>581</sup> Vgl. Scharpf (1995) S. 167.

### 3.7.2.2 Netznutzung

Die Netznutzung ist lediglich bei Handelstransaktionen, die auf eine physische Erfüllung gerichtet sind, sicherzustellen. Die folgenden Ausführungen gelten daher nur für Handelsgeschäfte mit physischer Erfüllung.

Bei der Netznutzung ist zu unterscheiden, ob der Händler eigene Bilanzkreisverantwortung hat, einen eigenen Subbilanzkreis bildet oder einem fremden Bilanzkreis beiträgt.<sup>582</sup>

Es scheint ökonomisch sinnvoll, die gesamten Vertriebs- und Handelsaktivitäten in einem Bilanzkreis abzuwickeln, da durch die damit verbundene stärkere physische Durchmischung die Bedarfsprognose exakter und die benötigten Ausgleichsenergien geringer werden. Erste Erfahrungen zeigen, dass deutsche Verbundunternehmen so verfahren.<sup>583</sup> Im Folgenden wird daher von Bilanzkreisverantwortung des Händlers für die Bilanzkreise in den Regelgebieten ausgegangen, wobei der Bilanzkreis die Netznutzung des gesamten Unternehmens einschließt.<sup>584</sup> Der Händler ist damit u.a. für den Ausgleich von Einspeisung und Entnahme in seinem Bilanzkreis, die Übermittlung aggregierter Fahrpläne an den Netzbetreiber und die Begleichung von Ungleichgewichten im Bilanzkreis verantwortlich.

Aus den Verfahrensregeln, überwiegend definiert im GridCode und weiteren Veröffentlichungen der Verbundgesellschaft, lassen sich drei Hauptaufgaben zur Sicherung der Netznutzung auf der Höchstspannungsebene ableiten.

1. Ausgleichssaldierung und Fahrplanerstellung
2. Beantragung der Netznutzung
3. Abrechnung der Netznutzung

#### *Ausgleichssaldierung und Fahrplanerstellung*

Grundlage der Netznutzung ist ein Fahrplan, der seitens des BKV beim Netzbetreiber einzureichen ist. Er enthält alle Informationen, die der Netzbetreiber braucht, um die

---

<sup>582</sup> Zu Bilanzkreisen vgl. GP 1.3.2.3.

<sup>583</sup> Dies ist den Ausführungen von Schwingshandl/Birk (2000) o.S. zu entnehmen.

<sup>584</sup> Der Sinn einer eigenen Bilanzkreisverantwortung muss im Einzelfall geprüft werden. Hinweise auf Entscheidungskriterien liefern Vanzetta/Vogel (2000) o.S.

Übertragungsdienstleistung abzuwickeln. Zur Erstellung ist ein vordefinierter Musterfahrplan in Tabellenform zu verwenden.<sup>585</sup>

Abbildung 50: Ausschnitt eines Musterfahrplans

Extern	Datum	01.12.99	01.12.99	01.12.99	01.12.99
aus Regelzone an Regelzone von Bilanzkreis nach Bilanzkreis	ÜNB 1	ÜNB 1	ÜNB 1	ÜNB 1	ÜNB 1
	ÜNB 2	ÜNB 3	ÜNB 4	TenneT	
Absender/Bilanzkreisverantwortlicher Version	BK Musterfirma 1	BK Musterfirma 1	BK Musterfirma 1	BK Musterfirma 1	BK Musterfirma 1
	BK Musterfirma 1	BK Musterfirma 1	BK Musterfirma 1	BK Musterfirma 1	BK Musterfirma 1
	Musterfirma 1	Musterfirma 1	Musterfirma 1	Musterfirma 1	Musterfirma 1
	1	1	1	1	1
Kommentarbereich					
Kontrollsumme:	[MWh]	0,500	1,000	1,500	2,000
von	bis	MW	MW	MW	MW
00:00	00:15	1,000	2,000	3,000	4,000
00:15	00:30	1,000	2,000	3,000	4,000
...	...	...	...	...	...

Quelle: <http://www.dvg-heidelberg.de>

Der Fahrplan wird für folgende Transaktionen seitens der Netzbetreiber gefordert:<sup>586</sup>

- Netto-Austausch mit jedem Bilanzkreis im eigenen Regelkreis.
- Netto-Austausch mit Bilanzkreisen in fremden Regelkreisen.
- Netto-Austausch mit ausländischen Netzbetreibern.
- Summe des Bezugs aus Kraftwerken, sofern diese weitere Bilanzkreise beliefern.
- Einzelne Fahrpläne für die Lieferungen an Endverbraucher, sofern diese von weiteren Bilanzkreisen beliefert werden.

Dies bedeutet für das Musterportfolio, dass alle Entnahmen und Einspeisungen aus physischen Handelstransaktionen, Kraftwerkseinsatz und langfristigen Lieferverpflichtungen aus Vertriebsgeschäften nach Regelkreisen und Spannungsebenen im 1/4h-Raster zu saldieren sind. Auf Basis dieser Salden können Fahrpläne erstellt werden. Ferner ist zu prüfen, ob die Nettosalden in den verschiedenen Bilanzkreisen ausgeglichen sind. Da die VV 2 einen Naturalausgleich vorsieht, d.h., Ungleichgewichte im Bilanzkreis bis zur nächsten Woche ausgeglichen werden können,<sup>587</sup> ist ggf. ein Überhang aus der Vorwoche mit zu berücksichtigen. Für verbleibende Ungleichgewichte

<sup>585</sup> Das aktuelle Fahrplanformat (MS-Excel) ist über den DVG unter <http://www.dvg-heidelberg.de> erhältlich.

<sup>586</sup> Vgl. DVG (2000) Ziff.3.2.1.3.

<sup>587</sup> Vgl. GP 1.3.2.3.

sind mit dem Händler entsprechende Mengen zu disponieren, um die Inanspruchnahme von Regelenergie zu vermeiden.

Der Informationsbedarf umfasst die prognostizierten Mengen aller Positionen, welche eine physische Erfüllung zum Gegenstand haben, inklusive der Lieferverpflichtungen und der Kraftwerkseinsatzplanung. Ferner werden Bilanzkreiszuordnung des Kontrahenten, kurzfristig ausgeübte Mengenrechte (Optionen), kurzfristige Ausfälle der eigenen Kraftwerke sowie der Status hinsichtlich des Naturalausgleichs benötigt.

#### *Beantragung der Netznutzung*<sup>588</sup>

Gemäß VV 2 sind Fahrpläne nicht genehmigungspflichtig. Ausnahmen von dieser Regel gelten nur, wenn der Netzbetreiber zuvor einen Engpass veröffentlicht hat. Zunächst ist daher zu prüfen, welche Netzengpässe existieren und welche Fahrpläne davon betroffen sind.<sup>589</sup> Liegen keine Engpässe vor, sind die Fahrpläne beim Netzbetreiber bis spätestens 14.30h des vorausgehenden Werktages einzureichen.<sup>590,591</sup>

Zusätzlicher Informationsbedarf ergibt sich daher in den veröffentlichten Engpässen.

#### *Abrechnung der Netznutzung*

Nach den physischen Stromlieferungen werden die effektiv gelieferten Mengen abgerechnet, die von den vertraglichen Lieferungen abweichen können.<sup>592</sup> Der Netzbetreiber ermittelt nach der Netznutzung die tatsächlichen Leistungswerte für alle Entnahmen und Einspeisungen oder legt im Falle von Kleinverbrauchern ein standardisiertes Lastprofil zugrunde. Für Ungleichgewichte über ein Toleranzband hinaus stellt der Netzbetreiber dem BKV entsprechende Kosten für Regelenergie in Rechnung. Der BKV prüft die Abrechnung des Netzbetreibers. Des Weiteren sind auf Basis der tatsächlichen Werte die physischen Entnahmen mit den Handelspartnern abzurechnen bzw. bei Einspeisungen, die Abrechnung des Handelspartners zu prüfen. Stimmen die vertraglich festgeleg-

---

<sup>588</sup> Für eine Handelseinheit im VU kann dies bedeuten, dass er die Netznutzung bei dem eigenen Netzbetrieb beantragen muss.

<sup>589</sup> Zur Verfahrensweise bei Engpässen vgl. DVG (2000) Paragraf 3.3.

<sup>590</sup> Die Fahrpläne werden an den Netzbetreiber geschickt, in dessen Regelkreis sich der Bilanzkreis des Entnehmers befindet, DVG (1998) S. 8.

<sup>591</sup> Vgl VV 2 (1999), Anlage 2, S. 3.

<sup>592</sup> Bei längeren Erfüllungszeiträumen erfolgt die Abrechnung hinsichtlich zu leistender Abschlagszahlungen.

ten Mengen nicht mit den gelieferten Werten überein, so können zudem die Kosten für die Ausgleichsenergie an den Kontrahenten verrechnet werden.

Der Informationsbedarf ergibt sich daher in den Abrechnungen seitens der Netzbetreiber und der Kontrahenten sowie der Preise für Ausgleichsenergie.

### 3.7.2.3 Zahlungsverkehr und Verbuchung

Jede Abrechnung führt letztlich zu Zahlungsströmen und Buchungen. Als Kernaufgaben des *Zahlungsverkehrs* sind folgende Aufgaben zu sehen:

- Gelddisposition, d.h., die Planung der notwendigen Liquidität
- Anweisung für zu leistende Zahlungsverpflichtungen gemäß Abrechnung.
- Kontrolle der Eingänge zu Zahlungsverpflichtungen der Kontrahenten.

Der Informationsbedarf für diese Aufgaben ist mit Konto-, Transaktions-, Geschäftspartner- und Abrechnungsdaten zu beschreiben.

Der Bereich der *Buchhaltung* und damit verbundener Gebiete der Bilanzierung bzw. des Rechnungswesens sind äußerst komplex und umfangreich.<sup>593</sup> Für den Informationsbedarf hingegen sind buchhalterische Fragestellungen nicht relevant. In der Aufgabenanalyse kann zwischen Kontenfindung und der Verbuchung von Geschäftsvorfällen im Kontensystem unterschieden werden. Die Aufgaben werden durch moderne Systeme weitestgehend automatisiert. Ein systemtechnisch hinterlegter Kontenrahmen mit automatisierten Buchungsregeln nimmt der Abwicklung die früher übliche manuelle Kontenfindung und Verbuchung fast komplett ab.<sup>594</sup> Für den Informationsbedarf ergeben sich daher aus der Verbuchung über Transaktions- und Geschäftspartnerdaten hinaus keine zusätzlichen Anforderungen.

### 3.7.2.4 Besonderheiten spezifischer Transaktionen

Obige Aufgaben wurden für physische OTC-Geschäfte detailliert. Nachfolgend soll auf die Unterschiede im Informationsbedarf bei Börsengeschäften und bei Transaktionen mit finanziellem Settlement eingegangen werden.

---

<sup>593</sup> Beispielhaft seien die Fragen in Zusammenhang mit Aufzeichnung und Bewertung derivativer Geschäfte oder Bildung von Bewertungseinheiten genannt. Vgl. hierzu ausführlich Scharpf/Lutz (1996) S. 139-650.

<sup>594</sup> Vgl. z.B. SAP (1999).

### 3.7.2.4.1      **Finanzielles Settlement**

Bei finanziellem Settlement entfällt die Netznutzung. Anstelle der Netznutzung wird am Erfüllungstag ein finanzieller Ausgleich gegen einen Referenzindex vorgenommen. Die finanziellen Geschäften im Musterportfolio werden gegenüber dem Spotmarkt der Börse NordPool, dem CEPI und im Falle des Wetterderivats gegen einen Temperaturindex getätigt. Die korrekte Feststellung des Indizes im Rahmen der Abrechnung ist zu prüfen. Ansonsten bestehen keine wesentlichen Unterschiede. Der zusätzliche Informationsbedarf ergibt sich daher in aktuellen Preisdaten zu den genannten Referenzindizes.

### 3.7.2.4.2      **Börsengeschäfte**

Börsengeschäfte, wie sie im Rahmen des Musterportfolio an der norwegischen Börse NordPool und der Frankfurter EEX getätigt werden, unterscheiden sich in Handelsbestätigung und Abrechnung sowie Netznutzung darin, dass die Aufgaben im Settlement stark vereinfacht werden. Unmittelbar nach Handelsschluss ermittelt das Handelssystem die Geschäftsbestätigung über kontrahierte Mengen sowie Zahlpläne und sendet diese an die Handelsteilnehmer. Bei physischem Handel übermittelt die Börse zudem einen Summenfahrplan der physischen Verpflichtung am Spotmarkt eines Marktteilnehmers und meldet zudem für jeden Bilanzkreisverantwortlichen einen Fahrplan bei dem Netzbetreiber an.<sup>595,596</sup> Auf Terminmärkten werden ferner fortlaufend Marginzahlungen geleistet und abgerechnet.

Die Aufgaben beschränken sich auf reine Prüfungstätigkeiten hinsichtlich der übermittelten Bestätigungen, Fahr- und Zahlplänen der Börse. Ggf. sind Abweichungen zu klären.<sup>597</sup>

Der Informationsbedarf beschränkt sich daher auf die von der Börse übermittelten Unterlagen für Prüfungszwecke.

---

<sup>595</sup> Die kontrahierten Mengen können sich insbesondere bei limitierten Orders von den Ordermengen insofern unterscheiden, als dass zu dem limitierten Preis das Handelsvolumen zu gering war, um die gesamte Ordermenge zu bedienen.

<sup>596</sup> Vgl. Kox/Niessen (2000) S. 48.

<sup>597</sup> Hier sind tägliche Zeitfenster vorgegeben, z.B. die LPX zwischen 12.30-13.00h vgl. Pilgram (2000) S. 24.

### 3.7.2.5 Anpassungen an veränderte rechtliche Rahmenbedingungen

Derzeit werden die Erfahrungen in der Netznutzung genutzt, um die Verbändevereinbarung weiterzuentwickeln. Zuletzt erfolgte die Aktualisierung jährlich. Auch ist es möglich, dass die Verbändevereinbarung durch eine staatliche Regulierung ersetzt wird. Derartige Veränderungen schlagen sich in den Teilaufgaben der Netznutzung nieder. Deshalb ist die Anpassung der internen Prozesse an veränderte rechtliche Rahmenbedingungen eine laufende Aufgabe. Hieraus resultiert Informationsbedarf hinsichtlich einer aktualisierten Verbändevereinbarung sowie kommentierte Fachpublikationen zur Netznutzung.

### 3.7.3 Informationsbedarf

Der Informationsbedarf im Settlement kann hinsichtlich des Merkmals *Inhalt* gemäß Tabelle 61 zusammengefasst werden.

*Aufgabenträger* und damit Empfänger der Informationen sind Abwickler, Bilanzkreisverantwortliche sowie die Stellen Zahlungsverkehr und Buchhaltung.

Die Aufgaben fallen im Bereich Handelsbestätigung und -abrechnung sowie Zahlungsverkehr und Buchhaltung mit jeder Transaktion an, so dass die *Häufigkeit* der Aufgabenerfüllung hier sehr hoch ist. Im Bereich der Netznutzung ist das Merkmal geringer ausgeprägt, da die Aufgabe nur bei physischen Handelspositionen relevant ist.

Die Anforderung an das Merkmal *Aktualität* ist im Bereich der Handelsbestätigung und Abrechnung hoch. Da seitens der Abwickler im Zuge der Kontrolle noch die Möglichkeit bestehen sollte, Einfluss auf das Geschäft zu nehmen, sind die Unterlagen zeitnah nach Abschluss vom Handel weiterzuleiten. Im Bereich der Netznutzung sind Anforderungen an die Aktualität mit Ausnahme kurzfristiger Lastausfällen eher gering, da ein Fahrplan bis 14.30 des Vortages eingereicht werden kann. Die geringsten Anforderungen bestehen aufgrund üblicher Zahlungsziele durch den Zahlungsverkehr. Für die Verbuchung ergeben sich die Aktualitätsanforderungen aufgrund des Grundsatzes der valutarischen Buchung. Demnach sind die Geschäfte bereits am Tag des Abschlusses in den Nebenbüchern aufzunehmen.<sup>598</sup>

---

<sup>598</sup> Der Eingang in die Hauptkonten erfolgt am Tag der Fälligkeit der Lieferung; vgl. Scharpf/Lutz (1996) S. 157.



Tabelle 61: Informationsbedarf abgeleitet aus Teilaufgaben des Settlement

Handelsbestätigung/-abrechnung	Netznutzung	Zahlungsverkehr und Buchhaltung
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transaktionsdaten (Händlerzettel)</li> <li>▪ Geschäftspartnerdaten</li> <li>▪ Abrechnung seitens der Kontrahenten bzw. Börse</li> <li>▪ Referenzindizes für finanzielles Settlement: <ul style="list-style-type: none"> <li>– CEPI-Index (für GV 2c)</li> <li>– Preise Nordpool (für GV 2b)</li> <li>– Temperaturindex (für GV 2a)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Netznutzungen aus physischen Handelspositionen, Lieferverpflichtungen und Kraftwerkseinsatzplan</li> <li>▪ Börsenfahrplan</li> <li>▪ Bilanzkreiszuordnung des Kontrahenten (Geschäftspartnerdaten)</li> <li>▪ Nachricht über Ausübung von Mengenrechten</li> <li>▪ Hinweise auf kurzfristige Änderungen (z.B. infolge Kraftwerksausfall)</li> <li>▪ Status Naturalausgleich</li> <li>▪ Veröffentlichte Netzengpässe</li> <li>▪ Abrechnung der Netzbetreiber</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kontoauszüge</li> <li>▪ Alle Abrechnungen</li> <li>▪ Transaktionsdaten</li> <li>▪ Geschäftspartnerdaten</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

Da bei einer Transaktion vergleichsweise wenig Informationen ausgetauscht werden, erscheint es nicht notwendig, an das *Format* die Anforderung einer elektronischen Verarbeitbarkeit zu stellen, da die Transaktionen ohne Probleme manuell in die Abwicklungs- und Buchhaltungssysteme eingegeben werden können. Diese Aussage wäre nur im Falle eines außergewöhnlich großen Händlers mit einer Vielzahl täglicher Transaktionen zu revidieren.<sup>599</sup>

Eine Detaillierung des Informationsbedarfs findet sich in Anhang II.

### 3.8 Fazit der Informationsbedarfsanalyse

Um die Frage zu klären wie durch Informationseinsatz Informations- und Wettbewerbsvorteile zu erzielen sind, war es zunächst erforderlich den Informationsbedarf zu bestimmen, der aus der Erfüllung von Aufgaben eines Stromhändlers bzw. zur Durchführung von Handelstransaktionen, resultiert. Der Informationsbedarf, der sich aus den Kernprozessen des Handels ableiten ließ, konnte in 182 Bedarfseinheiten beschrieben werden.<sup>600</sup> Das Spektrum der Inhalte reicht von stromhandelsspezifischen (z.B. Markt-

<sup>599</sup> Bei deutschen Stromhändlern wird durchschnittlich von weniger als 10 Transaktionen am Tag ausgegangen; Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>600</sup> Vgl. Anhang II

preisdaten), energiewirtschaftlichen (z.B. Kraftwerkspark) und allgemeinen wirtschaftlichen Themen (z.B. Wirtschaftswachstum, Unternehmensauskünfte) hin zu Spezialgebieten (z.B. Bevölkerungsstruktur, Wetter). Inwieweit der Informationsbedarf exakt beschrieben werden konnte, hing stark von der Komplexität des jeweiligen Kernprozesses ab. Generell ist der Informationsbedarf in den Kernprozessen Pricing, technische Analyse, Risikomanagement und Settlement relativ klar beschreibbar. Hingegen ist die Identifikation eines Handelspartners, die Verhandlungsführung und insbesondere die fundamentale Analyse ein unstrukturierter, veränderlicher und in Teilen höchst komplexer Prozess, so dass der Informationsbedarf nicht exakt spezifiziert werden konnte. Die Katalogisierung in Anhang II ist hier nur als Annäherung zu verstehen und muss fall-spezifisch angepasst werden.

Inwiefern Informations- und Transaktionskostenvorteile für die VU-Händler bestehen, kann erst nach der Analyse des vorhandenen Informationsangebots beurteilt werden. Allerdings werden Ansatzpunkte bereits in der Analyse des Informationsbedarfs deutlich. Es können drei wesentliche Aussagen getroffen werden.

#### *Nutzung von Mehrfachverwendungsmöglichkeiten*

So werden oftmals die selben Informationen in den verschiedenen Kernprozessen benötigt. Insbesondere Preisinformationen finden Eingang in den Handelsplan, Pricing, Risikomanagement und sogar ins Settlement zur Bestimmung des finanziellen Ausgleichs bei Fälligkeit. Weitere Beispiele für Informationen, die in mehreren Prozessen benötigt werden, sind Transaktionsdaten, Lastprognosen oder Kraftwerkseinsatzpläne. Dies lässt als Schlussfolgerung zu, dass eine der Kernaufgaben der Informationsbereitstellung, die Vermeidung redundanter Beschaffung ist. Informationen haben die Eigenschaft, dass die Vervielfältigungskosten gegen Null tendieren und somit eine Information aus ökonomischen Gründen mehrfach genutzt werden kann.<sup>601</sup>

#### *Hohe Aktualität der bereitgestellten Daten*

Auch wurde deutlich, dass ein wesentlicher Erfolgsfaktor des Handels die Reaktionsgeschwindigkeit am Markt ist. Entsprechend bestehen fast durchwegs hohe Anforderungen an die Aktualität der Informationen. Gelingt es diese hohen Anforderungen zu erfüllen, liegt hier ein hohes Potenzial in der Erlangung von Informationsvorteilen. Der

Beschaffung von Informationen aus exklusiven Quellen und einer schnellen Informationsübertragung kommt daher hohe Bedeutung zu.<sup>602</sup>

#### *Unterstützung im Aufbau von Wissen*

Neben den reinen Informationen sind Know-how und gemachte Erfahrungen von hoher Bedeutung für den Handel. In vielen Kernprozessen ist es wichtig, die Abläufe und Verfahren permanent weiterzuentwickeln. Die Anforderung ergibt sich insbesondere aus dem hohen Lernbedarf der noch jungen Stromhandelsbranche. Wie die Erfahrungen des Wissensmanagements zeigen, bleibt das aufgebaute Wissen oftmals in den Köpfen der Mitarbeiter verborgen. Eine Quelle möglicher Informationsvorteile sollte daher in der Abgabe verborgenen Wissens liegen.<sup>603</sup>

Als Fazit der Analyse lässt sich ziehen, dass das Potenzial zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen in einem redundanzfreien Informationsangebot, welches den hohen Anforderungen an die Aktualität der Daten gerecht wird und gleichzeitig auf das Wissen in den Köpfen der Mitarbeiter zugreift. Weitere Aussagen zu möglichen Informations- und Transaktionsvorteilen können erst nach Analyse der verschiedenen Teilprozesse der Informationsbereitstellung getroffen werden.

---

<sup>601</sup> Die Vermeidung redundanter Informationsbeschaffung wird thematisiert in GP 4.1.3 „Informationsübertragung“.

<sup>602</sup> Dies ist Bestandteil von GP 4.1.1 „Informationsbeschaffung“ und GP 4.1.3 „Informationsübertragung“.

<sup>603</sup> Dies ist Bestandteil von GP 4.1.2 „Informationsabgabe“.

## **Kapitel 4 Analyse von Informationsbereitstellungsprozessen**

Ist der Informationsbedarf bestimmt, so ist zu klären, wie Informationen bereitgestellt werden können und wo mögliche Informations- und Transaktionskostenvorteile gegenüber dem Wettbewerb liegen. In Kapitel 4 werden die verschiedenen Teilprozesse der originären Informationsbereitstellung zur Durchführung von Handelstransaktionen (GP 4.1) sowie die Bereitstellung von Informationen zur Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung betrachtet und Gestaltungshinweise erarbeitet (GP 4.2).

### **4.1 Originäre Informationsbereitstellung für die Durchführung von Handelstransaktionen**

Gemäß GP 1.2.2.5 wird die Informationsbereitstellung in die Teilprozesse Informationsbeschaffung, -abgabe und -übertragung untergliedert. Ziel ist es die Aufgabenträger des Handels mit notwendigen Informationen in ökonomisch sinnvoller Weise zu versorgen und diese somit in die Lage versetzen nach einer entsprechenden Informationsverarbeitung Handelstransaktionen zu tätigen. Es wird daher von originärer Informationsbereitstellung gesprochen, in Abgrenzung zu der in GP 4.2 untersuchten Bereitstellung von Informationen zur Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung. Geklärt wird die Frage nach geeigneten Quellen, die Selektion von Informationen nach Nutzen und Kosten, die Freisetzung verborgener, typischerweise in den Köpfen der Mitarbeiter vorhandener Informationen und die Gestaltung der Informationsflüsse in einer arbeitsteilig organisierten Einheit.

#### **4.1.1 Informationsbeschaffung**

##### **4.1.1.1 Grundlagen der Informationsbeschaffung**

Unter der Informationsbeschaffung wird die Auswahl der zur Aufgabenerfüllung geeigneten Informationen aus dem bestehenden Informationsangebot verstanden. Die Beschaffung beinhaltet die Suche in möglichen externen und internen Informationsquellen und die Selektion der vorgefundenen Informationen hinsichtlich ihrer Eignung zur Deckung des Informationsbedarfs. Suche und Selektion erfolgen in der Realität weitest-

gehend simultan, werden in dieser Arbeit jedoch aus analytischen Gründen separat betrachtet. Ist die Information für den Nutzer räumlich und inhaltlich zugänglich, so ist die Informationsbereitstellung abgeschlossen. Ist dies nicht der Fall, müssen weitere Aktivitäten im Hinblick auf die Abgabe und Übertragung durchgeführt werden, was Gegenstand von GP 4.1.2 und 4.1.3 ist.

#### **4.1.1.1.1 Informationswert als Grundlage der Beschaffungsentscheidung**

*„Ein halbes Jahrtausend nach Gutenberg ist nicht der Mangel, sondern der Überfluss an Informationen unser größtes Problem.“<sup>604</sup>*

Obiges Zitat zeigt ein wesentliches Problem der „Informationsgesellschaft“. Zum einen kostet die Informationsbeschaffung Geld, zum anderen erschwert eine Vielzahl verfügbarer Informationen den Blick für das Wesentliche. Insbesondere existiert im externen Bereich eine kaum überschaubare Vielfalt potenzieller Quellen.<sup>605</sup> Hinzu kommt eine starke Veränderlichkeit des externen Informationsmarktes in Zusammenhang mit der Entwicklung des europäischen Strommarktes. Der Markt für auf Händler zugeschnittene Informationsdienstleistungen ist attraktiv für den Eintritt etablierter Anbieter aus anderen Bereichen sowie neuer Unternehmen („Start-ups“) und war zu Beginn der Liberalisierung unbesetzt. Nach wie vor betreten viele neue Informationsanbieter den Markt oder etablierte Anbieter modifizieren das bestehende Angebot für die liberalisierte Energiewirtschaft.<sup>606</sup> Diese Entwicklung führt dazu, dass das bestehende Informationsangebot inhaltlich weiter verbessert oder noch kostengünstiger wird,<sup>607</sup> wobei das Internet eine treibende Rolle spielt.<sup>608</sup>

---

<sup>604</sup> Dorn (1994) S. 13.

<sup>605</sup> Beispielsweise sind in Deutschland über 250 Fachzeitschriften mit energiewirtschaftlichem Kontext und ca. 85 Verbände der Energiewirtschaft zu finden; vgl. Hoppenstedt (2000) S. 418-423 und Fachzeitschriftennachweis der Universitätsbibliothek München.

<sup>606</sup> Beispielsweise haben im August 2000 „Saladin Energy News“ und „Powernews.org“ angekündigt, ihre in den USA bzw. Skandinavien erfolgreichen Informationsdienste in Kontinentaleuropa einführen zu wollen.

<sup>607</sup> Der Trend kann dabei soweit gehen, dass die Nutzung der Informationen mit geldwerten Vorteilen verbunden ist. Als Beispiel sei das Konzept der Fa. Webmiles genannt; vgl. <http://www.webmiles.de>.

<sup>608</sup> Mit dem Internet hat sich eine Infrastruktur etabliert, welche Informationsanbieter und -nutzer vernetzt. Mussten früher noch auf der Nutzerseite aufwendige Empfangsstationen, z.B. das Reuters-Terminal, durch den Anbieter installiert werden, so kann dem Nutzer über den ohnehin installierten Internet-Browser einfach und kostengünstig Zugang verschafft werden.

Der Großteil dieses Informationsangebot ist für die Nachfrager jedoch nicht nutzbar. Entscheidungen müssen meist unter Zeitdruck erfolgen, und der Grenznutzen einer weiteren Informationseinheit nimmt rapide ab. Es ist daher unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten nicht sinnvoll, den gesamten Informationsbedarf zu befriedigen. Theoretisch sollte der Nutzer nur solche Informationen auswählen, deren Nutzen mindestens den Kosten entspricht. Der Saldo aus Kosten und Nutzen wird als Informationswert bezeichnet.<sup>609</sup> Auf Basis dieses Informationswertes ist daher die Beschaffungsentscheidung zu treffen. Abbildung 51 liefert hierfür einen Bezugsrahmen.

**Abbildung 51: Bezugsrahmen für die Beschaffung von Informationen in Abhängigkeit von Informationsnutzen und -kosten**

<b>Informationsnutzen</b>	<i>hoch</i>	<i>"Selektive" Quellen</i>	<i>"Wertvolle" Quellen</i>
	<i>niedrig</i>	<i>"Wertlose" Quellen</i>	<i>"Nice-to-have"</i>
		<i>hoch</i>	<i>niedrig</i>

**Informationskosten**

*Quelle: Eigene Darstellung*

Informationen mit hohem Nutzen und niedrigen Kosten sind im ökonomischen Sinne wertvoll und sollten unmittelbar beschafft werden. Teure Informationen mit hohem Nutzen sollten genau analysiert und eine Beschaffungsentscheidung unter Einbeziehung aller betroffenen Nutzer gefällt werden. Günstig beschaffbare, aber nutzlose Informationen werden im Angelsächsischen gelegentlich als „Nice-to-have“-Informationen bezeichnet. Der Nutzer kann sie aufgrund der niedrigen Kosten beschaffen, ohne dass

<sup>609</sup> Picot/Reichwald/Wigand (1998) S. 109 oder Glaser (1980) Sp. 938.

jedoch ein signifikanter Nutzen von diesen Informationen ausgeht.<sup>610</sup> Teure Informationen mit geringem Informationsnutzen werden als wertlos bezeichnet und sollten restriktiv ausgesondert werden.

#### 4.1.1.1.2 Bewertungsparadoxon der Information

Im Hinblick auf die Beschaffungsentscheidung des Nutzers ist die Bewertung von Informationen aufgrund der spezifischen Eigenschaften der Ware Information problematisch. Die Information über die Qualität bzw. den Wert des Informationsgutes ist meist asymmetrisch verteilt. Der Anbieter kennt das von ihm angebotene Informationsgut und deren Eigenschaften, hingegen weiß der Nachfrager im Extremfall noch nicht einmal, welche Informationen überhaupt existieren. Der Wert einer Information als Grundlage für die Beschaffungsentscheidung ist daher für den Nutzer erst bestimmbar, wenn er die Information kennt.<sup>611</sup> Wenn ein Nutzer die Information kennen muss, um sie zu bewerten, braucht er sie nicht mehr zu beschaffen. Im Bereich externer Quellen führt dies zu einem Effekt, der in der Literatur meist unter den Begriff „Bewertungsparadoxon der Information“ diskutiert wird. Diese Informationsasymmetrie in Verbindung mit dem Bewertungsparadoxon könnte im Extremfall zu einem Marktversagen führen.<sup>612</sup> Die Anbieter versuchen diese Problematik zu umgehen, indem sie verschiedene Informationen zur Signalisierung von Qualitätseigenschaften der Information liefern („Signaling“).<sup>613</sup> Derartige Signale könnten z.B. die Ausbildung des Informationsanbieters oder die jährlichen Aufwendungen zur Produktion von Informationen sein.<sup>614</sup> Mit ihrer Hilfe kann der Nutzer den Wert antizipieren, ohne die Inhalte einzusehen.

---

<sup>610</sup> Ein solches Verständnis dieses Informationstyps ist akzeptabel, solange die begrenzten Informationsverarbeitungskapazitäten des Nutzers nicht ausgeschöpft sind. Ist dies der Fall, müsste die Verarbeitung und ggf. die Beschaffung von „Nice-to-have“-Informationen restringiert werden.

<sup>611</sup> Vgl. Picot/Maier (1993) S. 34-35. Im Gegensatz zu materiellen Gütern ist jedoch eine Inspektion beim Informationsanbieter nicht immer möglich. Dieser wird in eine vorherige Prüfung nur einwilligen, wenn er sicher sein kann, dass er bei einer unbefugten Verwendung der Information seine Verfügungsrechte geltend machen kann. Aufgrund rechtlicher Beschränkungen ist dies jedoch nicht gewährleistet; vgl. Deiters (1990).

<sup>612</sup> AKERLOF zeigt dies in seinem berühmten Beitrag „A market for lemons“ am Beispiel des Gebrauchtwagenmarktes; vgl. Akerlof (1970) S. 488-500.

<sup>613</sup> Vgl. Erlei/Leschke/Sauerland (1999) S. 157-161.

<sup>614</sup> Vgl. Deiters (1990) S. 87-89.

#### 4.1.1.1.3 Informations- und Transaktionskostenvorteile in der Informationsbeschaffung

Wettbewerbsvorteile in der Informationsbeschaffung können in Informations- und Transaktionskostenvorteilen liegen.

*Informationsvorteile* wird der Händler dann generieren, wenn er aus dem bestehenden Informationsangebot genau die Informationen selektiert, die zum einen hohen Wert haben und zum anderen nur ihm zugänglich sind oder er sie zumindest schneller als der Großteil des Marktes verfügbar hat.

*Transaktionskostenvorteile* wird der Händler generieren, wenn er es besser als seine Wettbewerber versteht, sich in der Beschaffung auf Informationen mit hohem Wert zu beschränken. In der Beschränkung der Beschaffungsaktivität liegt die erste Optimierungsmöglichkeit. Um eine Bewertung durchzuführen, ist es notwendig, die Informationen bzw. Quellen zu kennen. Aufgrund der Vielzahl und Veränderlichkeit möglicher Quellen aber auch aufgrund des Informationsparadoxons wird deutlich, dass eine umfassende Untersuchung weder möglich noch ökonomisch sinnvoll ist. Einzige Lösung ist eine radikale Begrenzung des Suchraums auf Basis von Hypothesen über potenziell geeignete Quellen, um diese dann zielgerichtet zu durchsuchen und zu bewerten. Dies impliziert im Falle externer Quellen, dass geeignete Qualitätssignale definiert werden, die es ermöglichen, potenziell geeignete Quellen zu identifizieren, ohne deren Informationsinhalte zu kennen. Im internen Bereich gilt es, die Aufgaben der internen Funktionsbereiche zu analysieren, um daraus Rückschlüsse zu ziehen, welche Informationen potenziell vorhanden sein sollten. Die Beschränkung des Suchraums ist die zweite Optimierungsmöglichkeit.

Weiteres Optimierungspotenzial ist in der organisatorischen Gestaltung der Informationsbeschaffung zu erwarten. STOCK widmet sich dieser Thematik, indem er die organisatorischen Gestaltungsvarianten des Outsourcing an Informationsbroker, Bibliotheken oder Consultants, der Zentralisierung in internen „Informationsvermittlungsstellen“ und der Dezentralisierung an die Endnutzer untersucht.<sup>615</sup> Die Ergebnisse können thesenartig zusammengefasst werden:

---

<sup>615</sup> Vgl. Stock (2000) S. 379-394.



- Die externe Lösung ist nur sinnvoll, wenn ein Unternehmen „nur wenig Informationsbedarf artikuliert“<sup>616</sup>, so dass es sich nicht lohnt, eigene personelle oder sachliche Ressourcen aufzubauen oder bereitzustellen (z.B. Schulung, Recruiting, Abonnierung von Informationsdiensten). Dies dürfte nach Einschätzung von STOCK nur selten der Fall sein.
- Der Vorteil der internen Lösung ist das nur einmalige Vorhalten einer technischen Infrastruktur sowie des informationswirtschaftlichen Know-hows. Da aber - an der Schwelle zum Informationszeitalter - jeder Arbeitsplatz, der EDV benötigt, diese auch installiert hat, ist zumindest das Argument der technischen Infrastruktur nicht mehr zu halten.
- Der Vorteil der dezentralen Lösung ist, dass der Nutzer am besten weiß, welche Informationen er wann braucht. Allerdings kann ihm die informationswirtschaftliche Expertise fehlen.
- Da es demnach nicht möglich ist, ein vollkommen dezentrales Konzept zu verwirklichen, schlägt STOCK eine Mischform vor. Die zentrale Stelle versteht sich ausschließlich als Coach des Endnutzers in technischen, inhaltlichen oder organisatorischen Fragestellungen sowie bei schwierigen Recherchen.<sup>617</sup>

Angesicht dieser konkreten Gestaltungshinweise sollen in den folgenden Analysen der Fokus auf organisatorische Fragen in Zusammenhang mit der Informationsbewertung gelegt werden.

In Teilbereichen der Informationsbeschaffung bestehen Möglichkeiten durch systemtechnische Unterstützung, insbesondere durch Automatisierung der Informationssuche, die Transaktionskosten zu senken und gleichzeitig Informationsvorteile durch schnellere Verfügbarkeit zu erzielen.<sup>618</sup> Eine besondere Rolle hat dabei das Internet, da es durch so genannte „Push-Technologien“ oder intelligente Agenten die Suchkosten für hochwertige Informationen weiter sinken lässt. Eine Diskussion der Thematik wird in Zusammenhang mit der Informationsübertragung GP 4.1.3 diskutiert werden.

Nachdem geklärt wurde, welche Aspekte in Zusammenhang mit der Informationsbeschaffung weiter verfolgt werden, können die nächsten Analyseschritte

---

<sup>616</sup> Stock (2000) S. 379.

<sup>617</sup> Was schwierig ist, dürfte nicht verbindlich festzulegen sein; es hängt von der informationswirtschaftlichen Kompetenz der Mitarbeiter ab; vgl. Stock (2000) S. 385.

<sup>618</sup> Vgl. Stock (2000) S. 392-394 zu Profildiensten als typisches Beispiel einer Push-Technologie und Stickle/Groffmann/Rau (1997) S. 5-11, Stichwort „Agenten“.

genannt werden. Im ersten Schritt sollen in GP 4.1.1.2 mögliche Quellenarten detailliert werden, um Hinweise auf eine Eingrenzung des Suchraums zu gewinnen. Auf Basis des eingegrenzten Suchraums ist das Informationsangebot in internen und externen Quellen zu analysieren. Um Aussagen über mögliche Informationsvorteile und Hinweise auf eine Beschränkung der Beschaffungsaktivitäten treffen zu können, sind in GP 4.1.1.3 zunächst die Grundlagen einer Informationsbewertung zu erarbeiten, um die daraus gewonnenen Erkenntnisse auf das bestehende Informationsangebot anzuwenden. Die Analysen münden in konkreten Empfehlungen zur Informationsbeschaffung (GP 4.1.1.3.3) und der konkreten Benennung von Informationsvorteilen (GP 4.1.1.3.4).

#### **4.1.1.2 Eingrenzung des Suchraums**

##### **4.1.1.2.1 Potenzielle Eignung externer Quellen für den Stromhandel**

Nachfolgend sollen die wesentlichen externen Quellen detailliert und Signale abgeleitet werden, die es ermöglichen, potenziell geeignete Quellen zu identifizieren. Diese Signale sind so zu wählen, dass die grobe Einschätzung der Quelle vorab und ohne detaillierte Betrachtung der einzelnen Informationen einer Quelle möglich ist. Als Beispiele seien eine einfache Produktpräsentation oder eine kurze Anfrage zu Inhalten beim Anbieter genannt. Hilfreich in Zusammenhang mit externen Quellen ist die Klassifikation der Informationsanbieter hinsichtlich ihrer Informationsproduktion und ihrem inhaltlichen Fokus.

##### *Informationsproduktion*

Als Primärquellen können alle Informationsträger bzw. -anbieter verstanden werden, die Informationen selbst generieren. So genannte externe Sekundäranbieter übernehmen das Informationsangebot der Primäranbieter und stellen es speziellen Kundensegmenten, oft in Verbindung mit weiteren Dienstleistungen, zur Verfügung. Primäranbieter haben einen Vorteil hinsichtlich der Aktualität der Nachrichten, da sie diese selbst produzieren. Sie eignen sich daher für Informationsbedarfe mit höchsten Anforderungen an die Aktualität der Informationen. Sekundäragenturen haben die Möglichkeit, das Informationsangebot mehrerer Primäranbieter zu bündeln, um damit ein vollständigeres Angebot zu erhalten. Sie eignen sich für Informationsbedarfe, die eine vollständige inhaltliche Abdeckung („Full Coverage“) erfordern.

##### *Inhaltlicher Fokus*

Hinsichtlich der Inhalte können Quellen nach Universalanbietern und Spezialanbietern in stromhandelsrelevanten Themenbereichen unterschieden werden. Letztere be-

schränken die Informationsinhalte auf bestimmte Themenbereiche und bieten im Vergleich zu Universalanbietern tendenziell eine bessere Abdeckung der Informationsbedürfnisse in einem eng definierten Bedarfsspektrum. Universalanbieter bieten die Möglichkeit, die Suchkosten zu reduzieren, indem ein Großteil des Informationsbedarfs durch eine Quelle gedeckt wird („One-Stop-Shopping“). Eine solche inhaltliche Fokussierung kann vor allem hinsichtlich der Thematik (z.B. „Nur Stromhandel“) oder regionalen Aspekten (z.B. „Nur Deutschland“) erfolgen.

Konkrete Signale aus beiden Bereichen müssen anhand der spezifischen Quellenart und ihrer potenziellen Verwendung im Stromhandel erörtert werden. Hierzu ist es notwendig, stromhandelsrelevante Quellenarten zu detaillieren. Nach Angaben der Marktteilnehmern kommen folgende Quellenarten in Betracht:<sup>619</sup>

- Nachrichtendienste
- Statistik- und Marktforschungsdienste
- Firmenauskunfteien
- Verbände/Vereine
- Fachzeitschriften
- Marktteilnehmer

#### 4.1.1.2.1.1 Nachrichtendienste

Als Nachrichtendienste sollen alle Anbieter verstanden werden, welche fortlaufend und in geringer Periodizität eigene Informationen produzieren oder einkaufen, diese strukturieren und den Nutzern zugänglich machen.

Kerngeschäft der primären Nachrichtendienste ist es, eigene und freie Korrespondenten zu beschäftigen, die ihrerseits Beiträge erstellen, welche wiederum von Redakteuren gesichtet, selektiert und ggf. modifiziert den Nachfragern zur Verfügung gestellt werden.<sup>620,621</sup> Weltweiter Marktführer im Bereich Wirtschaftsinformationen, mit ca. 1.500

---

<sup>619</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>620</sup> Eine herausragende Bedeutung kommt dabei den Nachrichtenagenturen zu, die Zeitungen und Fernsehen speisen und damit einen dominanten Einfluss auf die Inhalte von Nachrichten in Massenmedien haben. BREED bezeichnet deshalb den Nachrichtenfluss als einem arteriellen Prozess, der zu großer Gleichförmigkeit der Nachrichten in den Medien einer Nation führe; vgl. Breed (1955) S. 277.

Korrespondenten und ca. 3.500 Meldungen täglich, ist Reuters.<sup>622</sup> Daneben sind für Nachrichten über die deutsche Wirtschaft die „Vereinigten Wirtschaftsdienste“ (VWD) einschlägig.<sup>623</sup> Ferner existieren Spezialanbieter für die europäische Energiewirtschaft. Das Informationsangebot der Primärdienste ist meist kostenpflichtig.<sup>624</sup>

Darüber hinaus existiert insbesondere im Internet eine Vielzahl von Sekundäranbietern, die Informationen bei einem Primärdienst kaufen. Oftmals werden diese Informationen ihren Kunden kostenlos zur Verfügung gestellt, um eine größere Akzeptanz ihrer eigenen Dienste zu erreichen. Eine herausragende Eigenschaft von Nachrichtendiensten ist ihre Kompetenz in der Bereitstellung aktueller externer Informationen in Nachrichtenform, die mittels weniger Worte in Schriftform und ohne Visualisierung, übermittelt werden können. Damit sind Nachrichtendienste eine sinnvolle Quelle zur Deckung der Informationsbedarfe mit hohen Anforderungen an die Aktualität. Typischerweise handelt es sich um aktuelle Markt- und Preisinformationen sowie um aktuelle und historische meteorologische Informationen. Letztere werden von spezialisierten Wetterdiensten generiert und können über die klassischen Nachrichtendienste oder auch direkt beim Anbieter bezogen werden.<sup>625</sup> Darüber hinaus eignen sich Nachrichtendienste auch für Informationsbedarfe, die nicht notwendigerweise hohe Aktualität erfordern, aber typischerweise in Nachrichtenform gedeckt werden können. Als Beispiel sei eine Information über das Vorliegen einer neuen Verbändevereinbarung genannt. Gemäß der Informationsbedarfsanalyse werden diese Informationen zur fundamentalen Marktanalyse, Pricing und dem Risikomanagement benötigt.<sup>626</sup>

---

<sup>621</sup> Wesentliches Kennzeichen der Informationsbearbeitung ist die Verknappung des angebotenen Agenturmaterials auf die von den Redakteuren als wichtig erkannten Kernaussagen; vgl. Hagen (1995) S. 22.

<sup>622</sup> Vgl. Stock (2000) S. 225.

<sup>623</sup> Vgl. ebenda.

<sup>624</sup> Der primäre Informationsmarkt kann als angebotsseitiges Oligopol bezeichnet werden, da sowohl weltweit wie auch in Deutschland nur wenige Anbieter eine Vielzahl von Nachfragern gegenüber stehen. In Deutschland sind dies die deutschen Presse Agentur (dpa), Associated Press (AP), Reuters (rtr); Agence France Presse (AFP) und das Konglomerat aus Deutschem Depeschen Dienst (dpa) und Allgemeiner Deutscher Nachrichtendienst (ADN).

<sup>625</sup> Der deutsche Primärmarkt für Wetterinformationen wird vom Deutschen Wetterdienst (DWD) dominiert, auf dessen Daten viele weitere Angebote basieren. Aufgrund seiner langen Historie ist der DWD zudem der einzige Anbieter von Temperaturhistorien über einen längeren Zeitraum; vgl. <http://www.dwd.de>.

<sup>626</sup> Vgl. Kapitel 3.

Bleibt die Frage zu klären, anhand welcher Signale ein Nachrichtendienst als potenziell geeignet eingestuft werden kann.

Hinsichtlich der Informationsproduktion kann keine einheitliche Empfehlung abgeleitet werden. Einerseits stellt gerade die Marktprognose höchste Anforderungen an die Aktualität, um entsprechend schnell auf preisrelevante Vorkommnisse am Handelsmarkt reagieren zu können, was für die Primärdienste spricht. Andererseits ist ein hoher Abdeckungsgrad, wie ihn besonders Sekundäragenturen bieten, von Bedeutung, da sich gerade in der Marktprognose viele kleine - im gesamten Informationsmarkt scheinbar unbedeutende Meldungen - für den Händler zu einem wertvollen Gesamtbild formen lassen. Hingegen kann davon ausgegangen werden, dass Nachrichtendienste, die einen inhaltlichen und regionalen Schwerpunkt im Bereich der kontinentaleuropäischen Energiewirtschaft bzw. Energiehandel haben, ihre Korrespondenten entsprechend ihren Schwerpunkten einsetzen und deren Redakteure die Beiträge entsprechend auswählen.<sup>627</sup> Ein Schwerpunkt kann durch die Vermarktung eines speziellen Produktes für die europäische Energiewirtschaft oder durch Beschäftigung einer ausreichenden Zahl an Korrespondenten für diesen Bereich signalisiert werden. Signale, die auf einen potenziell geeigneten Nachrichtendienst hinweisen, können daher wie folgt abgeleitet werden:

- *Anzahl Korrespondenten im Bereich der europäischen Energiewirtschaft.*
- *Anzahl täglich generierter Nachrichten aus der Europäischen Energiewirtschaft.*
- *Vorliegen spezieller Informationsprodukte für die Europäische Energiewirtschaft oder für den Handel.*
- *Bei Sekundärdiensten: Anzahl der primären Quellen, die obige Signale aufweisen.*

#### 4.1.1.2.1.2 Statistik- und Marktforschungsdienste

*Statistikdienstleister* können in öffentlich-rechtliche und privatwirtschaftliche Institutionen unterteilt werden. Erstere publizieren Fakten aufgrund eines öffentlichen Auftrages. Die Informationen werden von statistischen Ämtern in regelmäßigen Abständen und in festen Strukturen erhoben und veröffentlicht. Informationen liegen daher oft über viele Jahre in standardisierten Formaten vor und ermöglichen damit eine Vergleichbarkeit über viele Jahre. Nachteil der Standardisierung ist, dass oft Informationsbedarfe der

---

<sup>627</sup> So mag der Ausfall eines Kraftwerkes in den neuen Bundesländern aufgrund der regional nicht vorhandenen Korrespondenten nicht gemeldet oder von der Redaktion einer Agentur ohne Schwerpunkt auf der Energiewirtschaft als unwichtig ausgesondert werden.

Nutzer nicht exakt befriedigt werden. Privatwirtschaftliche Anbieter versuchen ihre Produkte zu vermarkten, indem sie Angebotslücken der statistischen Ämter ergänzen oder deren bestehendes Angebot durch Eigenerhebung oder durch Auswertung weiterer Quellen detaillieren. Oftmals kommt es zu einer Spezialisierung des Anbieters auf bestimmte attraktive Bereiche.

*Marktforschungsdienstleister* beschäftigen sich mit der systematischen Informationsgewinnung über konkrete Teilmärkte.<sup>628</sup> Im Gegensatz zu statistischen Diensten, die sich auf die Übermittlung von Fakten beschränken, erfolgt hier zusätzlich eine problembezogene Evaluierung des vorgefundenen Datenmaterials.<sup>629</sup> Die Informationsgewinnung erfolgt über Primär- oder Sekundärforschung.<sup>630</sup> Marktforschungsinformationen werden fast ausschließlich über kostenpflichtige Kanäle verteilt.<sup>631</sup> Es lassen sich Datenbanken mit Detailinformationen, bibliographische und Volltextdatenbanken unterscheiden.<sup>632</sup>

Die Grenzen zwischen Marktforschungs- und Statistikdienstleistern sind fließend, da privatwirtschaftliche Anbieter aus dem Bereich der Statistik meist versuchen, ihre Wertschöpfung durch die Evaluierung des statistischen Datenmaterials zu erhöhen. Im Stromhandel können Statistik- und Marktforschungsdienstleister Informationen über relevante Teilmärkte, d.h., Energieträgermärkte sowie Kraftwerks- und Strommarkt liefern und damit Input für die fundamentale Analyse bieten. Aufgrund ihrer geringen Periodizität und der zeitaufwendigen Erstellung sind sie jedoch nur für die Prognose langfristig stabiler Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten geeignet.

Als potenziell geeignet erweisen sich Anbieter, die einen inhaltlichen Schwerpunkt in den energiewirtschaftlichen Teilmärkten Deutschlands oder Europa haben. Da sich diese Dienste nur auf die Deckung von Informationsbedarfen beschränken, die geringere Anforderungen an die Aktualität haben, sollten Sekundäranbieter aufgrund einer besseren Abdeckung im Vorteil sein.

Als Signale können daher genannt werden.

---

<sup>628</sup> Vgl. Stock (2000) S. 207.

<sup>629</sup> Vgl. Schmidt (1990) S. 451.

<sup>630</sup> Bei der Primärforschung werden für ein bestimmtes Problem empirische Erhebungen durchgeführt. Im Rahmen der Sekundärforschung ist das Informationsmaterial gegeben und nach dem Untersuchungszweck entsprechend auszuwerten; vgl. Meffert/Bruhn (1997) S. 95.

<sup>631</sup> Das Internet als kostenlose Quelle ist hier zu vernachlässigen.

<sup>632</sup> Vgl. Stock (2000) S. 208-223.

- *Spezielle Angebote für die Energiewirtschaft.*
- *Anzahl von Publikationen im Bereich Energieträger, Kraftwerks- und Strommarkt pro Jahr.*
- *Sekundäranbieter mit hoher Anzahl von Primärquellen, die obige Signale aufweisen.*

#### 4.1.1.2.1.3 Firmenauskünfte

Anbieter von Unternehmensinformationen liefern firmenbezogene Daten. Nach STOCK sind Unternehmensnachrichten in zweierlei Hinsicht relevant. Zum einen können sie das Bild eines bereits bekannten Unternehmens vervollständigen, zum anderen sollen, z.B. zum Zwecke einer Geschäftsanbahnung, Unternehmen gefunden werden, die bestimmte Merkmale erfüllen.<sup>633</sup> Am Markt finden sich Anbieter, deren Angebot neben den Grunddaten eines Unternehmens unterschiedliche Schwerpunkte aufweisen. Diese können beispielsweise in den Bereichen personenbezogener Daten, Bonität oder Unternehmensverflechtungen liegen.<sup>634</sup>

Im Handel mit Strom sind Firmeninformationen vor allem zum Zwecke der Identifikation der Geschäftspartner und des Kreditrisikomanagements erforderlich. Hier ist ein bereits bekanntes Unternehmen mit dem ein Geschäft getätigt werden soll, hinsichtlich bonitätsrelevanter Kriterien zu betrachten. Charakteristisch für die Entwicklung des Stromhandels ist der Eintritt vieler junger Unternehmen. Während sich die großen Unternehmen aus den Zeiten vor der Liberalisierung noch sehr gut kennen, besteht gerade bei diesen jungen und tendenziell kleineren Firmen Informationsbedarf.

Anbieter von Unternehmensdaten existieren reichlich. Als potenziell geeignet können die Dienste eingeschätzt werden, die einen Schwerpunkt auf die Bonitätsermittlung setzen und zudem eine Vielzahl von kleinen Firmen, z.B. mit GmbH-Status außerhalb der Top 1000, abdecken.<sup>635</sup> Firmen, die sich auf die Bonitätsermittlung spezialisieren, bieten neben den Grunddaten des Unternehmens noch umfangreiche quantitative Kennzahlen zu den Insolvenzrisiken und liefern zudem eine Einschätzung zur Bonität in

---

<sup>633</sup> Vgl. ebenda S. 246.

<sup>634</sup> Vgl. Stock (2000) S. 247-275.

<sup>635</sup> Aus diesem Grunde erscheinen beispielsweise die Dienste von Hoppenstedt (Fokus auf Großunternehmen und personenbezogene Daten) oder Kompass (nur Grunddaten) als weniger geeignet für das Risikomanagement im Stromhandel.

Form eines Ratings.<sup>636</sup> Da Firmeninformationen eine hohe Stabilität aufweisen, kann das Ziel der Aktualität hinter der Vollständigkeit zurückstehen, so dass Sekundäranbieter im Vorteil wären. Allerdings war zum Zeitpunkt dieser Arbeit kein solcher Dienst vorhanden.

Als Signale für eine hohe Eignungswahrscheinlichkeit können zusammenfassend genannt werden:

- *Schwerpunkt auf Bonitätsermittlung.*
- *Anzahl der Datensätze von Firmen im Bereich Energiewirtschaft in Deutschland.*
- *Anteil kleiner Firmen, z.B. mit Umsätzen unter 25 Mio. DM.*
- *Sekundäranbieter mit hoher Anzahl Quellen, die obige Signale vorweisen.*

#### 4.1.1.2.1.4 Unternehmensverbände

Ein Verband ist eine „Vereinigung rechtlich und wirtschaftlich unabhängiger Entscheidungsträger, mit dem Ziel der Wahrnehmung gemeinsamer Interessen.“<sup>637</sup> Der Terminus „Unternehmensverband“ bezeichnet einen Zusammenschluss von Wirtschaftseinheiten gleicher Branchen, um ihre Interessen gegenüber Staat und Gesellschaft zu vertreten.<sup>638</sup> Fast alle Marktteilnehmer der Energiewirtschaft sind in regionalen, nationalen oder internationalen Verbänden organisiert. Da einzelne Verbände sich wiederum in Verbänden zusammenschließen können, ist die Verbandsstruktur in Europa äußerst komplex. Der Zusammenschluss kann zum einen durch zunehmende regionale und zum anderen durch sachliche Ausweitung der Mitglieder erfolgen.<sup>639</sup> Auf regionaler Ebene kann zwischen Orts-, Landes- und Bundesverbänden sowie internationalen Vereinigungen unterschieden werden. Eine sachliche Ausweitung wäre durch Organisation von Verbänden verschiedener Branchen zu so genannten Dachverbänden gegeben.<sup>640</sup>

---

<sup>636</sup> Vgl. Stock (2000) S. 261.

<sup>637</sup> Corsten (1995) S. 999.

<sup>638</sup> In Abgrenzung zu berufsständischen Verbänden, die Rechte ihres Berufsstandes gegenüber der Öffentlichkeit vertreten oder zu Arbeitgeber- und Arbeitnehmerverbänden; vgl. Fuchs-Wegner (1993) Sp. 4486.

<sup>639</sup> Vgl. Blümle (1992) Sp. 2515-2516.

<sup>640</sup> Andere Termini hierfür sind Spitzenverband, Zentralverband oder Gesamtverband. Als Beispiel sei der Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) genannt.



Verbände veröffentlichen Informationen, wenn es dem Zweck bzw. dem Ziel des Verbandes förderlich ist. In der Regel handelt es sich um Statistiken, Fachbeiträge und Pressemitteilungen. Informationsquellen eines Verbandes können die eigenen Mitglieder, eigene Erhebungen und externe Informationen sein. Einen informatorischen Mehrwert können Verbände nur durch die beiden erstgenannten Quellen liefern, da sie nur auf diese exklusiv zugreifen können. Alle anderen Informationen sind über andere Quellen schneller zu beschaffen. Neben den offiziellen Publikationen können weitere Informationen über Verbände auf Anfrage oder in persönlichen Gesprächen gewonnen werden. Um an diese Informationen zu gelangen, ist ein ausgeprägtes Beziehungsgeflecht zu den Verbandsstellen hilfreich.<sup>641</sup>

Die von Verbänden herausgegebenen Informationen sind stark durch die Interessenslage des Verbandes gefärbt und weisen in der Regel geringe Aktualität auf. Grundsätzlich eignen sich Verbandsinformationen im Stromhandel für Informationsbedarfe, die nicht auf hoch aktuelle Informationen angewiesen sind. Daneben ist die Interessenslage der Verbände zu betrachten. Hilfreiche Informationen werden Stromhändler vor allem bei Verbänden aus dem Strommarkt oder der zugehörigen Energieträgermärkte vorfinden, die in Teilaspekten des Stromhandels eine vergleichbare oder komplementäre Interessenslage haben. Betrachtet man die verschiedenen Energiemärkte (Strom, Kohle, usw.), so lassen sich stark vereinfacht die Interessenslagen der Erzeuger bzw. Produzenten, Absatzmittler (Händler und Transporteure)<sup>642</sup> und der Verbraucher unterscheiden.

Tabelle 62 zeigt die Interessenslage der Verbände, das sachlogisch resultierende Informationsangebot und die Verwendung für den Stromhandel.

---

<sup>641</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>642</sup> Inklusive Netzbetreiber.

Tabelle 62: Interessenslagen der Marktteilnehmerverbände

Interessensvertretung	Zentraler Interessenschwerpunkt	Sachlogisches Informationsangebot	Komplementäre Stromhandelsbereiche
Verbraucher	Senkung der Beschaffungskosten, insb. durch Preistransparenz	Kosten- und Preisinformationen	Fundamentalanalyse
Absatzmittler	Förderung des Handels	Informationen zur Durchführung von Handelsgeschäften	Settlement (Netznutzung)
		Informationen zur Entwicklung von Angebot und Nachfrage	Fundamentalanalyse
Erzeuger / Produzenten	Verkaufsförderung	Informationen zur Industriestruktur	Fundamentalanalyse

Quelle: Eigene Darstellung

In einer stark vereinfachten Betrachtung kann als zentrales Anliegen der Verbraucherverbände die Senkung der Beschaffungskosten, insbesondere durch Schaffung von Preistransparenz, gesehen werden. Sie werden daher vor allem Informationen über Kosten und Preise veröffentlichen, die wiederum Input für die Fundamentalanalyse sein könnten. Als Beispiele seien Netznutzungsgebühren, Energieträger- und Stromkosten genannt. Der wichtigste Verbraucherverband in der Energiewirtschaft ist der Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), sowie der Bundesverband der Energieabnehmer (VEA).<sup>643</sup>

Absatzmittler sind vor allem an einer Förderung des Handelsvolumens interessiert.<sup>644</sup> Beispiele sind der Verband der europäischen Energiehändler (EFET), Verband der Kohleimporteure oder die Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) im Strombereich. Letztere ist besonders relevant, da sie zum einen häufig Fachbeiträge zu Veränderungen hinsichtlich der Netznutzungsverfahren publiziert und zum anderen als einzige Institution die Daten zum physischen Stromhandelsvolumen zentral verfügbar haben sollte.

Interessensvertretungen der Erzeuger sind vor allem daran interessiert, ihre Industrie möglichst hochwertig zu präsentieren, um auf diese Weise einen Beitrag zur Verkaufsförderung zu leisten. Sie liefern damit meist Informationen über die Erzeugungsstruktur und somit Hinweise für die Fundamentalanalyse.

<sup>643</sup> So hat der Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) bereits Anfang 1998 zusammen mit Dow Jones den „VIK-Preisindex für Strom“ ins Leben gerufen.

<sup>644</sup> Hingegen dürfte seitens der Händler kaum Interesse an Preistransparenz bestehen, da dies ihren Informationsvorsprung gegenüber dem Verbrauchermarkt reduziert.

Für die potenzielle Eignung eines Verbandes lassen sich folgende Aussagen ableiten:

- Energiewirtschaftliche Verbände von Absatzmittlern und Erzeugern der verschiedenen Teilmärkte sind zu priorisieren. Verbraucherverbände werden aufgrund ihrer Interessenslage zwar stromhandelsrelevante Informationen über Kosten und Preise zu Strom, Gas, Kohle, usw. beisteuern. Diese geben Rückschlüsse über kurzfristige Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten und sind stark veränderlich, so dass die Verbandsinformationen den hohen Anforderungen an die Aktualität nicht genügen werden.
- Betrachtet man den regionalen Fokus der Verbände, so sind Bundesverbände und internationale Verbände zu bevorzugen, da in den Verwendungszwecken der Informationen meist eine nationale oder europäische Betrachtungsweise, selten aber eine regionale Betrachtungsweise vorherrscht.
- Branchenübergreifende Dachverbände können nur auf die informatorische Basis ihrer Mitgliederverbände zurückgreifen und können damit keinen informatorischen Mehrwert schaffen.
- Da der informatorische Mehrwert der Verbände wesentlich von den bereitgestellten Informationen der Mitglieder abhängt, ist darauf zu achten, dass ein Verband die größten Teilnehmer eines Marktes vertritt. Informationen, die in den größten Unternehmen generiert werden, sollten tendenziell auch repräsentativ für den Gesamtmarkt sein.

Somit lassen sich die folgenden Signale für potenziell geeignete Verbände definieren:

- *Es handelt sich um die Interessensvertretung von Produzenten und Absatzmittlern eines energiewirtschaftlichen Teilmarktes, aber nicht um einen Verbraucherverband.*
- *Der Verband sollte die größten Marktteilnehmer einer Branche repräsentieren.*
- *Es sollte sich um einen Bundesverband oder ein europäischer Verband handeln.*
- *Es sollte kein Dachverband sein.*

#### 4.1.1.2.1.5 Fachzeitschriften

Fachzeitschriften sind eine traditionell verwendete Informationsquelle. Das Spektrum reicht von spezialisierten Energiehandelszeitschriften, allgemeinen energiewirtschaftlichen oder auf Teilmärkte beschränkte Zeitschriften. Darüber hinaus existieren viele Magazine, die auf technische Themen fokussieren.

Zeitschriften sind durch eine geringere Erscheinungshäufigkeit und eine noch weitestgehend papierbasierte Erscheinungsform gekennzeichnet. Sie eignen sich daher für Informationsbedarfe, die nicht auf aktuelle Daten und gleichzeitige Mehrfachnutzung

angewiesen sind. Da der Erfolg auf Handelsmärkten vielfach von einer schnellen Reaktion auf Marktinformationen abhängig ist, erscheinen Fachzeitschriften zur Deckung des laufenden Informationsbedarfs tendenziell ungeeignet. Sie eignen sich eher zum Aufbau von Know-how in verschiedenen Bereichen des Stromhandels. Die geführten Analysen zeigen Informationsbedarf zum Aufbau von Know-how in der Weiterentwicklung der Marktprognose, der Pricing- und Risikomanagementmethoden und laufenden Anpassung der Abläufe an veränderte Rahmenbedingungen der Nutznutzung.

Signale, um geeignete Magazine zu identifizieren, ergeben sich aus dem regionalen Hintergrund der Autoren und dem inhaltlichen Schwerpunkt der Zeitschriften. Autoren aus Ländern, deren Strommärkte bereits länger liberalisiert sind, sollten einen Erfahrungsvorsprung haben und diesen auch in den Beiträgen wiedergeben. Von diesem Erfahrungsvorsprung können deutsche Händler in den regional ungebundenen Themen wie Marktprognose, Risikomanagement, Pricing oder der technischen Analyse profitieren. Das Thema der Netznutzung ist stark von nationalen Besonderheiten geprägt, insbesondere in Deutschland von der Verbändevereinbarung. Allgemeine energiewirtschaftliche Zeitschriften oder auf Handel spezialisierte Fachzeitschriften, die vor einem deutschen Hintergrund berichten, werden sich diesem Thema eher widmen. Sekundäranbieter sollten aufgrund der geringen Anforderungen an die Aktualität im Vorteil sein, allerdings sind energiewirtschaftliche Zeitschriften nur sporadisch in den Archiven der Anbieter vertreten.

Folgende Eigenschaften von Fachzeitschriften können daher als Signale für eine hohe Eignung gewertet werden:

- *Magazine sind inhaltlich auf den Energiehandel spezialisiert und die Autoren stammen aus bereits länger liberalisierten Regionen.*
- *Magazine haben den inhaltlichen Schwerpunkt im Bereich des deutschen oder europäischen Energiemarktes.*
- *Sekundäranbieter: Das Informationsangebot basiert auf einer Vielzahl von Zeitschriften, die obigen Eigenschaften entsprechen.*

#### 4.1.1.2.1.6 Marktteilnehmer

Eine Handelseinheit ist mit anderen Marktteilnehmern im Kontakt. Informationen von Marktteilnehmern ergeben sich durch den formalen Austausch, z.B. von Transaktionsdaten im Zuge einer Geschäftsanbahnung und -durchführung sowie dem informellen Austausch. Der informelle Austausch umfasst Informationen, die zur Durchführung einer Transaktion eigentlich nicht erforderlich sind, sich aber durch Interaktionen der

Marktteilnehmer im Markt ausbreiten. Diese Informationen können exklusiven Charakter haben und damit zu Informations- und Wettbewerbsvorteile für den Handel führen.

Marktteilnehmer sollen nach Handelspartnern, d.h., Händler bzw. Broker, Erzeuger und Verbraucher sowie Netzbetreibern außerhalb des eigenen VU unterschieden werden.

*Broker* sind nach Aussagen der Händler eine bedeutende Informationsquelle.<sup>645</sup> Das Kerngeschäft von Brokern ist das Zusammenbringen von Angebot und Nachfrage. Sie nennen An- und Verkaufspreise, zu denen sie sich in der Lage sehen, die Strommengen zu vermitteln. Broker sind somit eine Quelle für Marktpreisinformation, insbesondere zu Erfüllungsorten und -terminen, für die es keine veröffentlichten Indizes gibt.<sup>646</sup> Darüber hinaus haben Broker einen detaillierten und aktuellen Informationsstand über den Handelsmarkt. Beispielsweise weiß der Broker von unplanmäßigen Downs eines großen Versorgers, sofern dieser ihn mit der Beschaffung großer Mengen Strom beauftragt hat. Die Berufsauffassung verbietet ihnen zwar, diese Informationen weiterzugeben, allerdings haben Händler ein Gespür entwickelt, wie Handlungen und Aussagen eines Brokers zu interpretieren sind.<sup>647</sup> Beispielsweise kann ein Händler bei verschiedenen Brokern Strommengen für einen bestimmten Erfüllungsort zur Lieferung im nächsten Monat anfragen. Er erhält immer eine Absage, wobei ein Broker ihm noch mitteilt, dass es in diesem Zeitraum schon sehr viele Nachfragen durch einen großen Energieversorger in dieser Gegend gegeben hat. Für den Händler ist klar, dass hier ein großes Versorgungsunternehmen Erzeugungseingänge hat, d.h., physisch „short“ ist. Am selben Tag erhält ein anderer Händler von der Handelsabteilung eines großen Versorgungsunternehmens eine Anfrage für eine größere Stromlieferung. Hätte der Händler von dem Gespräch seines Kollegen erfahren, hätte er um die schlechte Verhandlungsposition seines Kontrahenten gewusst und dies entsprechend zu seinem Vorteil nutzen können.

---

<sup>645</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>646</sup> So waren beispielsweise in der Anfangsphase der Liberalisierung die Broker die ersten, die eine Terminpreiskurve veröffentlichten, welche die Grundlage für das Pricing der Händler wurde. Allerdings waren diese Kurven nicht verbindlich für die Broker und oftmals auf Basis von wenigen Anfragen basierend, so dass nicht gewährleistet war, dass zu diesen Preisen auch gehandelt wurde.

Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

<sup>647</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

Die gleiche Logik für das Vorliegen von Informationen gilt auch für andere *Händler*, allerdings besteht eine höhere Rivalität zwischen den Händlern als zwischen Händlern und Brokern, so dass mit Informationen restriktiver umgegangen wird.

*Erzeuger* und *Verbraucher* determinieren letztlich den Strompreis. Durch ihr Verhalten auf dem Handelsmarkt liefern sie Rückschlüsse auf Bestimmungsfaktoren des Angebots und der Nachfrage, die wiederum wesentliche Informationen für die Marktprognose sein können.

Der externe *Netzbetreiber* ist potenzielle Quelle für Informationen zum Übertragungsnetz und zur Netznutzung. Dies beinhaltet z.B. Preise für Netznutzung und Regelleistung, Netzengpässe oder allgemeine Auskünfte.

Obige Marktteilnehmer stellen eine Informationsquelle für meist aktuelle und manchmal exklusive Marktinformationen dar. Allerdings sind die verfügbaren Informationen weniger beschreibbar als die der anderen Quellen, da Inhalt und Verfügbarkeit von den spezifischen Umständen des Informationsaustauschs abhängen.<sup>648</sup> Eine Eingrenzung der Marktteilnehmer mit Hilfe von Qualitätssignalen ist nicht erforderlich, da die Informationen im Rahmen der alltäglichen Aufgabenabwicklung anfallen und somit keine zusätzlichen Suchkosten verursachen.

Tabelle 63 fasst die relevante Quellenarten im externen Bereich, ihre Einsatzmöglichkeiten sowie die abgeleitete Signale zur Identifikation potenziell geeigneter Anbieter zusammen und nennt einige Beispielquellen. Eine Kurzbeschreibung ausgewählter Anbieter findet sich in Anhang IV.

---

<sup>648</sup> Aus diesen Gründen kann für den Bereich der Marktteilnehmer die in GP 4.1.1.3.3 durchgeführte Bewertung nicht auf Basis tatsächliche Informationen erfolgen, sondern auf Basis sachlogisch vorhandener Informationen.

**Tabelle 63: Systematisierung, Verwendung und potenzielle Eignung externer Quellen für Handel mit Strom**

Quellenart	Potenzielle Verwendung	Signale zur Eingrenzung auf geeignete Quellen	Mögliche Anbieter <i>(Auswahl und ohne Wertung)</i>
Nachrichtendienste	Marktnachrichten mit hohen Anforderungen an die Aktualität zum Zwecke der Marktprognose, Pricing und Risikomanagement	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fokus auf stromhandelsrelevante Themenbereiche im Bereich des Binnenmarktes, z.B. signalisiert durch:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Anzahl Korrespondenten im Bereich der europäischen Energiewirtschaft oder Energiehandel</li> <li>– Anzahl tägliche generierte Nachrichten aus der Europäischen Energiewirtschaft</li> <li>– Vorliegen spezieller Informationsprodukte für die Europäische Energiewirtschaft oder Energiehandel</li> </ul> </li> <li>▪ Primärdienstleister</li> </ul>	<p><i>Stromhandel</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ DowPower</li> <li>▪ Platt's European Electricity Alert</li> </ul> <p><i>Energiehandel</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reuters Energy 2000</li> <li>▪ Telerate Energy</li> <li>▪ VWD Trade-News</li> </ul> <p><i>Wetterdienste</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Accuweather</li> <li>▪ Deutscher Wetterdienst</li> </ul>
	Für Marktnachrichten mit hohen Anforderungen an die Vollständigkeit zum Zwecke der Marktprognose, Pricing, und Risikomanagement	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fokus auf stromhandelsrelevante Themenbereiche im Bereich des kontinentaleuropäischen Binnenmarktes               <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Signale siehe oben</i></li> </ul> </li> <li>▪ Sekundärdienstleister mit hoher Anzahl Primärquellen, die obige Signale ausweisen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energiesector (ab April 2001: Energate)</li> <li>▪ Energy Channel</li> <li>▪ Factiva</li> <li>▪ PowerNews</li> <li>▪ TAM</li> <li>▪ Telerate Energy</li> <li>▪ ZFK</li> </ul>
Statistik- und Marktforschungsdienstleister	Statistische Informationen mit geringen Anforderungen an die Aktualität zur fundamentalen Analyse	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fokus auf stromhandelsrelevanten Themenbereiche im Bereich des kontinentaleuropäischen Binnenmarktes               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Anzahl von Publikationen im Bereich Energieträger-, Kraftwerks- und Strommarkt pro Jahr</li> <li>– Vorliegen spezieller Informationsprodukte für die Europäische Energiewirtschaft bzw. -handel</li> </ul> </li> <li>▪ Sekundärdienstleister mit hoher Anzahl Primärquellen, die obige Signale ausweisen</li> </ul>	<p><i>Sekundäranbieter</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fakt (Infratest Burke)</li> <li>▪ Utility Data Institute (McGraw-Hill)</li> </ul> <p><i>Primäranbieter</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ EUROSTAT</li> <li>▪ International Energy Agency</li> <li>▪ Statistisches Bundesamt</li> </ul>

Quellenart	Potenzielle Verwendung	Signale zur Eingrenzung auf geeignete Quellen	Mögliche Anbieter <i>(Auswahl und ohne Wertung)</i>
Firmenankunfteien	Kreditrisikomanagement und Identifikation der Geschäftspartner	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Schwerpunkt auf Bonitätsermittlung</li> <li>▪ Schwerpunkt auf kleine Firmen im Bereich der kontinentaleuropäischen Energiewirtschaft, z.B. signalisiert durch: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Anzahl der Datensätze zu Firmen im Bereich Energiewirtschaft in Kontinentaleuropa</li> <li>– Anteil Firmen mit Umsätzen unter 25 Mio. DM</li> </ul> </li> <li>▪ Sekundärdienstleister mit hoher Anzahl Primärquellen, die obige Signale ausweisen</li> </ul>	<p>Sekundäranbieter</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Nicht existent</i></li> </ul> <p>Primäranbieter</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Creditreform</li> <li>▪ Dun &amp; Bradstreet, Deutschland</li> <li>▪ Hoppenstedt</li> </ul>
Verbände	Statistische Informationen mit geringen Anforderungen an die Aktualität für fundamentale Analyse und Settlement	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Interessenvertretung der Produzenten und Absatzmittler eines energiewirtschaftlichen Teilmarktes, aber kein Verbraucherverband</li> <li>▪ Vertretung der größten Marktteilnehmer einer Branche</li> <li>▪ Bundesverband oder europäischer Verband</li> <li>▪ Kein Dachverband</li> </ul>	<p><i>Strom</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ DVG (Absatzmittler)</li> <li>▪ ETSO (Absatzmittler)</li> <li>▪ EFET (Absatzmittler)</li> <li>▪ UCTE (Absatzmittler)</li> <li>▪ Eurelectric (Erzeuger)</li> <li>▪ VDEW (Erzeuger)</li> </ul> <p><i>Braunkohle</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein</li> <li>▪ (Produzenten)</li> </ul> <p><i>Uran</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Deutsches Atomforum</li> <li>▪ Europäisches Atomforum</li> </ul> <p><i>Steinkohle</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus</li> <li>▪ (Produzenten)</li> <li>▪ Unternehmensverband Steinkohlenbergbau</li> <li>▪ (Produzenten)</li> <li>▪ Verband der Kohleimporteure (Absatzmittler)</li> </ul> <p><i>Gas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ BGW</li> <li>▪ (Versorger)</li> <li>▪ Eurogas (Versorger)</li> </ul>



Quellenart	Potenzielle Verwendung	Signale zur Eingrenzung auf geeignete Quellen	Mögliche Anbieter <i>(Auswahl und ohne Wertung)</i>
Energie- wirtschaftliche Fachzeitschriften	Aufbau von Know-how zu Marktprognose, Pricing und Risikomanagement	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Spezialisierung auf Energiewirtschaft oder Stromhandel</li> <li>▪ Autoren stammen aus den bereits länger liberalisierten Ländern (v.a. USA, NO, UK)</li> <li>▪ Sekundärdienstleister mit hoher Anzahl Primärquellen, die obige Signale ausweisen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energy &amp; Power Risk Management</li> </ul>
	Aufbau von Know-how im Bereich des Settlement, insbesondere Netznutzung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Allgemeine und spezielle Zeitschriften für die Energiewirtschaftliche Praxis</li> <li>▪ Regionaler Fokus auf Deutschland</li> <li>▪ Sekundärdienstleister mit hoher Anzahl Primärquellen, die obige Signale ausweisen</li> </ul>	<p><i>Sekundäranbieter</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>keine adäquaten Anbieter vorhanden</i></li> </ul> <p><i>Primäranbieter</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energie und Management</li> <li>▪ Elektrizitätswirtschaft</li> <li>▪ Energiewirtschaftliche Tagesfragen</li> <li>▪ Marktplatz Energie</li> <li>▪ Wirtschaftswelt Energie</li> </ul>
Marktteilnehmer	Formelle Informationen zur Durchführung von Transaktionen und informelle exklusive Marktinformationen für die Marktprognose und Verhandlungsvorbereitung	<i>Keine Eingrenzung erforderlich</i>	<p><i>Sachlogisch vorhandene Informationen seitens</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erzeuger/Verbraucher/Händler/Broker</li> <li>▪ Netzbetreiber (extern)</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

#### **4.1.1.2.2      Potenzielles Informationsangebot interner Funktionsbereiche eines Verbundunternehmens**

Als interne Quellen für stromhandelsrelevante Informationen sollen die in dieser Arbeit definierten traditionellen Funktionsbereiche eines VU betrachtet werden. Die Informationen können auf zweierlei Arten vorliegen.

- Der Funktionsbereich benötigt die Informationen, um seine Aufgaben wahrzunehmen, und wird daher um eine entsprechende Informationsproduktion bemüht sein. Die Informationen liegen meist in kodifizierter und strukturierter Form vor.
- Informationen werden im Zuge der Aufgabenerfüllung als Nebenprodukt erzeugt. Sie haben für die erzeugende Einheit keine Relevanz, sind jedoch für den Stromhandel von Nutzen. Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass diese Informationen nicht kodifiziert in den Köpfen der Mitarbeiter oder kodifiziert, aber schwer zugänglich und nicht in strukturierter Form vorliegen.

Ähnlich wie im Falle der Marktteilnehmer sind Aussagen über vorhandene Informationen nur auf sachlogischer Basis möglich, d.h., es können Informationen identifiziert werden, die aufgrund der zu bewältigenden Aufgaben vorhanden sein sollten. Hier kann es unternehmensspezifische Unterschiede geben, so dass Aussagen keine Allgemeingültigkeit haben können und nur als Indikation zu verstehen sind.

In dieser Untersuchung werden die in GP 2.1.3.1 beschriebenen Funktionsbereiche Erzeugung, Netz, Systemoptimierung sowie Vertrieb und deren zugeordneten Aufgaben unterschieden. Nachfolgend sollen diejenigen Informationen abgeleitet werden, die in diesen Bereichen aufgrund der zu erfüllenden Aufgaben vorliegen sollten. Anschließend soll auf die Informationen eingegangen werden, die als Nebenprodukt der Aufgabenerfüllung anfallen könnten. Bezüglich dieser Informationen können nur Annahmen getroffen werden, wobei nicht gewährleistet ist, dass diese Informationen in dieser Form auch anfallen. Tabelle 64 listet die in GP 2.1.3.1 dargelegten Aufgaben je Funktionsbereich und das daraus ableitbare Informationsangebot auf. Neben diesen Informationen generiert der Handel seinerseits Informationen im Zuge der in Kapitel 3 detaillierten Aufgabenerfüllung. Auf eine nochmalige Darstellung soll im Folgenden verzichtet werden.

**Tabelle 64: Ableitung eines sachlogisch vorhandenen internen Informationsangebotes aus den Aufgaben der Funktionsbereiche eines Verbundunternehmens**

Funktionsbereich	Hauptaufgaben	Sachlogisch-vorhandenes Informationsangebot mit Handelsrelevanz	
		Aus der regulären Aufgabenerfüllung	Als „Nebenprodukt“
Erzeugung	Instandhaltung	-	
	Betriebsführung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erfahrungswerte zu Kosten, Laufzeit und Wirkungsgrad der eigenen Kraftwerke</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erfahrungswerte zu Kosten, Laufzeit und Wirkungsgrad der anderer Kraftwerke im Erzeugungssystem</li> </ul>
	Lokale Optimierung	-	-
Systemoptimierung („Stromwirtschaft“)	Erstellung von Lastprognosen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lastprognose im eigenen Regelkreis</li> <li>▪ Inputfaktoren für Prognosemodelle (z.B. Wetterdaten) für eigenen Regelkreis</li> </ul>	-
	Kraftwerkeinsatzplanung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerkseinsatzplan</li> <li>▪ Kostenstruktur der Stromerzeugung</li> <li>▪ Verfügbarkeitsprognose</li> <li>▪ Systemgrenzkosten im eigenen Regelkreis</li> <li>▪ Kraftwerksausbauplanung bzw. -schließung im eigenen Regelkreis</li> </ul>	-
	Lieferung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fahrpläne für Vertriebslieferungen</li> </ul>	-
	Brennstoffdisposition	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Preisprognosen, fakturierte Preise und eigene Lagerbestände für Energieträger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Preisrelevante Informationen zum Brennstoffmarkt</li> </ul>
	Planung von Instandhaltungsarbeiten	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geplante Stillstände eigener Kraftwerke</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geplante Stillstände fremder Kraftwerke im Verbund</li> </ul>
	Kapazitätsplanung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Investitionen/ Stilllegungen eigener Kraftwerke</li> <li>▪ Kostenstruktur der eigener Kraftwerke</li> <li>▪ Preisprognose</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geplante Investitionen/ Stilllegungen fremder Kraftwerke im Verbund</li> </ul>
Netz	Kraftwerkseinsatzsteuerung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerksengpässe im eigenen Regelkreis</li> <li>▪ Momentane Last im eigenen Regelkreis</li> </ul>	-
	Übertragungsdienstleistungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zählerwerte und resultierende Rechnungsdaten</li> <li>▪ Physisches Handelsvolumen zwischen Bilanzkreisen innerhalb des eigenen Regelkreises und zu anderen Regelkreisen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hinweise auf Nettopositionen einzelner Marktteilnehmer im eigenen und fremden Regelkreisen</li> </ul>
	Verbund austausch und Steuerung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerks- und Netzengpässe im eigenen sowie im fremden Regelkreis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hinweise auf Nettopositionen einzelner Marktteilnehmer in angrenzenden Regelkreise</li> </ul>
	Netzüberwachung und Steuerung (Frequenz- und Reservehaltung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Momentane Last im eigenen Regelkreis</li> <li>▪ Netzengpässe im eigenen Regelkreis</li> </ul>	-
	Instandhaltung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geplante Netzengpässe im eigenen Regelkreis</li> </ul>	-
	Betriebsführung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eigene Betriebskosten</li> <li>▪ Benchmarks andere Netzbetreiber</li> </ul>	-
	Netzplanung und Netzausbau	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Veränderungen von Übertragungskapazitäten im Regelkreis und zu angrenzenden Regelkreisen</li> </ul>	-

Funktionsbereich	Hauptaufgaben	Sachlogisch-vorhandenes Informationsangebot mit Handelsrelevanz	
		Aus der regulären Aufgabenerfüllung	Als „Nebenprodukt“
Vertrieb	Produktentwicklung für den Verbrauchermarkt	-	-
	Marktauftritt	-	-
	Kundenansprache	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ggf. handelsrelevante Verbraucherbedarfe</li> <li>▪ Konkurrenzverhalten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ggf. Hinweise auf die Positionen von Handelspartnern und allgemeine Marktinformationen</li> </ul>
	Angebotserstellung	-	
	Auftragsabwicklung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lastprofil, Transaktionsdaten</li> </ul>	
	Lieferplanung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gesamte Plan-Vertriebsmengen gemäß der aggregierten Lastprofile</li> </ul>	

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.1.1.2.2.1 Erzeugung

In einem VU werden wesentliche kraftwerksrelevante Funktionen, v.a. Instandhaltungsplanung und Einsatzplanung, zentral gesteuert. Der Funktionsbereich Erzeugung wird im VU weitestgehend zentral gesteuert. Aus sachlogischer Sicht werden hier im Vergleich zu anderen Funktionsbereichen die wenigsten handelsrelevanten Informationen vorliegen. Lediglich aus den Aufgaben der Betriebsführung lassen sich Informationen zu Einsatzparametern der eigenen Kraftwerke ableiten. Zu nennen sind v.a. Laufzeit, Wirkungsgrad, Kosten oder erforderliche Instandsetzungsmaßnahmen.

Als *Nebenprodukt* können im Funktionsbereich Erzeugung die oben genannten Informationen auch für fremde Kraftwerke im Erzeugungssystem anfallen. Der Grund liegt darin, dass zu Zeiten der Gebietsmonopole viele Benchmark- oder ähnliche Austauschaktivitäten zum Zwecke der gemeinsamen Effizienzverbesserung zwischen den VU stattfanden und daher die Mitarbeiter diese Daten auch für fremde Kraftwerke kennen sollten.<sup>649</sup>

#### 4.1.1.2.2.2 Systemoptimierung

Die Kernaufgabe des Funktionsbereichs Systemoptimierung besteht darin, die Deckung der prognostizierten Last durch die bestehenden Erzeugungskapazitäten oder durch Zukauf der Strommengen am Markt zu den geringsten Kosten zu planen. Hierzu müssen

<sup>649</sup> Voraussetzung ist jedoch, dass die Mitarbeiter, die Kenntnisse haben, das Unternehmen in der Zwischenzeit nicht verlassen haben und diese Kenntnisse durch zwischenzeitliche Aktivitäten der Wettbewerber noch nicht veraltet sind.

Last- und Verfügbarkeitsprognosen, die voraussichtliche Einsatzplanung inklusive des langfristigen Kraftwerkszu- und -rückbaus erstellt werden. Dies wiederum bedingt, dass neben diesen Prognosen bzw. Plänen auch Informationen zu den Bestimmungsfaktoren des Verbrauchs und zu Kostenstrukturen vorliegen müssen. Zwar fokussieren diese Informationen nur auf den eigenen Kraftwerkpark, sind aber dennoch wertvolle Hilfe für die Ermittlung der Grenzkosten im Rahmen der Fundamentalanalyse des Handels. Da die Systemoptimierung die Wartungs- und Revisionsarbeiten plant, ist sie auch erste Informationsquelle für geplante Stillstände eigener Kraftwerke. Durch die Disposition der Brennstoffbeschaffung fallen aktuelle Informationen über die von den Lieferanten fakturierten Preise an. Ferner ist zur Brennstoffbeschaffung auch eine Prognose künftiger Preise für die einzelnen Energieträger erforderlich.

Mögliche *Nebenprodukte* lassen sich aus den Aufgaben der Systemoptimierung ableiten. Aus der Koordinierung der externen Wartungsdienstleister könnten Hinweise über geplante fremde Stillstände anfallen. Beispielsweise terminiert man mit einem externen Dienstleister die Wartungsarbeiten für eines der eigenen Kraftwerke. Im Rahmen der Terminabsprache erwähnt der externe Dienstleister eigene Terminengpässe aufgrund umfangreicher Wartungsarbeiten in KW 25 an einem großen Kraftwerk in Süddeutschland.<sup>650</sup> Die Information ist handelsrelevant, weil sie dem Händler mögliche Kraftwerksengpässe in dieser Region für diesen Zeitraum signalisiert. In analoger Form ist denkbar, dass aus Gesprächen mit Anlagenbauern Informationen über Investitionen und Stilllegungen der Konkurrenz vorhanden sein könnten. Aus der Brennstoffdisposition könnten preisrelevante Informationen zu Brennstoffmärkten anfallen. Beispielsweise disponiert die Systemoptimierung bei seinem Lieferanten Brennstoffmengen entsprechend der Produktionsplanung für den nächsten Monat. Im Gespräch teilt ihm der Lieferant im Rahmen des üblichen „Small-Talk“ mit, dass das Unternehmen Glück hat, noch Brennstoff zu bekommen, da derzeit die Lager rapide gesunken sind. Eine solche Information ist von Bedeutung für die Marktprognose, weil sie dem Händler ein baldiges Ansteigen der Grenzkosten und damit der Strompreise signalisiert.

---

<sup>650</sup> Diese und nachfolgende Beispiele beruhen in Teilen auf Erzählungen der befragten Händler im April 2000.

#### 4.1.1.2.2.3 Netz

Der Funktionsbereich Netz überwacht und steuert das Netz, koordiniert den kurzfristigen Kraftwerkseinsatz sowie die Reservehaltung und führt Übertragungsdienstleistungen durch. Ferner gehören Verbundtausch, Instandhaltung, Abrechnung sowie Netzplanung und –ausbau zu den Kernaufgaben.

Durch die Netzüberwachung und die Kraftwerkseinsatzsteuerung fallen im Funktionsbereich Netz Informationen über aktuelle Last, Stillstände bzw. Engpässe von Kraftwerken und Netzbereichen im Regelkreis an, da entsprechende Daten unmittelbar durch die verschiedenen Leitstellen und Überwachungsstationen an den zentralen Lastverteiler übermittelt werden. Die Instandhaltung sowie die Netzplanung und -ausbau liefern Informationen zu momentanen und künftigen Transferkapazitäten. Durch die Planung der Instandhaltung kennt sie eventuell auftretende künftige Netzengpässe. Durch die Betriebsführung liegen aktuelle Betriebskosten vor, deren Entwicklung Hinweise über künftige Netznutzungsgebühren liefert. Da die VV II das Benchmarking der Betriebskosten als Anreiz für eine rationelle Betriebsführung vorsieht, müssten diese Daten auch für alle anderen Netzbetreiber vorliegen.

Im Funktionsbereich Netz können aus der Durchführung von Übertragungsdienstleistungen und dem Verbundtausch konkrete Hinweise auf Positionen einzelner Marktteilnehmer als *Nebenprodukt* anfallen. Durch die Durchführung von Übertragungsdienstleistungen im eigenen Regelkreis kennt der Funktionsbereich Netz sämtliche physischen Handelsaktivitäten zwischen Bilanzkreisen innerhalb des eigenen Regelkreises und zu allen angrenzenden Regelkreisen. Tritt beispielsweise eine hohe Handelsnachfrage an bestimmten Übergabepunkten im Netz auf, lassen sich daraus Schlüsse über Engpässe bestimmter Marktteilnehmer in diesen Gebieten ziehen. Beispielsweise stellt der Netzbetrieb infolge der Fahrplanadministration einen hohen Lastfluss an einer Kuppelstelle zum Versorgungsgebiet eines anderen VU fest. Für den Netzbetreiber ist dies nicht relevant, solange er ausreichend Netzkapazitäten hat, hingegen für den Handel gibt dieser Fakt wertvolle Hinweise auf Erzeugungsempässe des angrenzenden Verbundunternehmens.

#### 4.1.1.2.2.4 Vertrieb

Aus den Aufgaben des Funktionsbereichs Vertrieb können handelsrelevante Informationen vor allem aus der Lieferplanung, der Kundenansprache und der Auftragsabwicklung abgeleitet werden. Aus der Lieferplanung lassen sich die faktischen

Vertriebsmengen ableiten, die der Vertrieb an die Verbraucher liefert, was wiederum eine Information für die Erstellung des Handelsplans und das Risikomanagement darstellt. Darüber hinaus fallen durch die Kundenansprache Informationen über spezifische Kundenbedarfe an, welche durch den Handel in geeigneter Weise bedient werden könnten. Ferner können im Gespräch mit den Kunden Informationen über das Konkurrenzverhalten, welche in erster Linie für Verhandlungen und Preisprognosen eingesetzt werden könnten. Im Zuge der Auftragsabwicklung fallen Transaktionsdaten inklusive aggregierter Lastprofile an, welche der Handel zur Bereitstellung der Mengen benötigt.

Als mögliche *Nebenprodukte* können Hinweise über die Nettopositionen potenzieller Kontrahenten genannt werden. Beispielsweise führt der Vertrieb mit einem Industriekunden ein Verkaufsgespräch. Dabei erfährt er, dass sein Kunde bereits Strom bei einem anderen VU angefragt und nicht bekommen hat. Für den Handel ist diese Information relevant, da sie Hinweise auf eine hohe Short-Position des anderen VU gibt, was in möglichen späteren Verhandlungen mit diesem Unternehmen über Stromlieferungen Rückschlüsse über den Verhandlungsraum zulässt.

#### 4.1.1.2.2.5 Mögliche rechtliche Beschränkungen des internen Informationsaustauschs

Im Gegensatz zu den öffentlich zugänglichen Informationsquellen kann die Informationsbeschaffung aus den internen Quellen rechtlichen Beschränkungen unterliegen. Diese können in Deutschland auf das Eingangsgeschilderte Gesetz zur Neuordnung des Energierechts, auf den GridCode sowie auf Gesetze zum Verbot des Insiderhandels zurückgeführt werden.

Nach § 4 Abs. 4 des *Gesetzes zur Neuordnung des Energierechts* ist „... das Übertragungsnetz als eigene Betriebsabteilung getrennt von Erzeugung und Verteilung sowie von übrigen Tätigkeiten, die nicht mit ihm zusammenhängen, zu führen.“ Ferner wird im Rahmen Unbundlingvorschrift die buchhalterische Trennung der Netzbereiche von den anderen Bereichen gefordert. In welcher Form das Unbundling durchzuführen ist, wird durch das Gesetz nicht vorgegeben. Dabei sind Varianten von der getrennten Kontenführung bis zum eigenständigen Unternehmen denkbar.<sup>651</sup> Eine explizite Unterbindung des Informationsaustausches wird im Gesetz nicht erwähnt und ist auch aus

---

<sup>651</sup> Vgl. Doll/Schäfer/Verstege (1999) S. 28-29.

dem Unbundling nicht abzuleiten, so dass davon auszugehen ist, dass eine informatorische Trennung im Rahmen des Energierechts vom Gesetzgeber nicht gefordert ist.

Eine selbst auferlegte Beschränkung existiert möglicherweise in dem rechtlich nicht bindenden *GridCode*.<sup>652</sup> Hier wird festgelegt, dass alle Informationen, die ein Netzbetreiber vom Netznutzer erhält und die Informationen, die zwischen den Netzbetreibern zum Zwecke der Interoperabilität ausgetauscht werden, vertraulich zu behandeln sind.<sup>653</sup> Ein Nutzungsausschluss, z.B. „Die Daten sind ausschließlich zum Zwecke der Netznutzung zu verwenden“, erfolgt jedoch nicht. Der Begriff der Vertraulichkeit stellt zwar eine Einschränkung der Weitergabe von Informationen an Externe dar; wie und in welcher Form dies auch unternehmensintern gilt, ist letztlich Interpretationssache. Da der GridCode ohnehin rechtlich nicht bindend ist, kann auch hier keine rechtliche Beschränkung des Informationsaustauschs erkannt werden.

Bei den internen Informationen handelt es sich, wie später noch gezeigt wird,<sup>654</sup> um teilweise exklusive Informationen, die Einfluss auf den Strompreis haben können. Im Bereich des Wertpapierhandels könnte im vergleichbaren Fall der Tatbestand des *Insiderhandels* gegeben sein, was gemäß Wertpapierhandelsgesetz verboten ist und sanktioniert wird.<sup>655</sup> Allerdings gilt der Handel mit Strom nicht als Wertpapierhandel und eine vergleichbare gesetzliche Norm für den Strombereich ist nicht bekannt.<sup>656</sup>

Zusammenfassend soll daher davon ausgegangen werden, dass die einschlägigen gesetzlichen Normen den internen Informationsaustausch nicht beschränken. Nach Aussagen der Händler ist der Informationsaustausch auch gängige Praxis.<sup>657</sup> Wenn dadurch allerdings, wie nachfolgend noch gezeigt wird, Informations- und damit Wettbewerbsvorteile für die VU-Händler entstehen, muss man sich fragen, ob dies im Sinne des

---

<sup>652</sup> Dies resultiert aus der Tatsache, dass der GridCode nicht von dem gesetzgebenden Organ per formellem Gesetzgebungsverfahren erlassen wurde, sondern vom Verband der Netzbetreiber niedergeschrieben wurde.

<sup>653</sup> Vgl. DVG (2000a) S. 22 und DVG (2000) S. 37.

<sup>654</sup> Vgl. GP 4.1.1.3.3.

<sup>655</sup> Vgl. § 14 WpHG.

<sup>656</sup> Als Wertpapiere im Sinne des Gesetzes gelten Aktien, Zertifikate auf Aktien, Schuldverschreibungen, Genussscheine sowie Derivate auf Basis obiger Papiere; vgl. § 2 Abs. 1-2.

<sup>657</sup> Allerdings sei darauf hingewiesen, dass eine eingehende juristische Prüfung nicht Thema dieser Arbeit sein soll. Es ist nicht auszuschließen, dass eine Prüfung durch Juristen ein anderes Ergebnis bringt.



liberalisierten Energiemarktes sein kann. Die kleineren Energieunternehmen und insbesondere die unabhängigen Großhändler haben nicht in dem Maße Einblick in preisrelevante Geschehnisse auf der Verbundebene und müssen sich mit immer geringen Handelsmargen und zunehmend geringeren Arbitragegewinnen auf einem hochkompetitiven Großhandelsmarkt zufrieden geben. Handelseinheiten, die in ein integriertes Energieunternehmen eingebettet sind, können aufgrund ihres Informationsvorsprungs höhere Margen erzielen. Es bleibt daher abzuwarten, ob der Gesetzgeber hier noch Abhilfe schafft, z.B. durch eine zwingende rechtliche Verselbständigung des Netzbereiches und die begleitende Einführung von „Chinese Wall“-Normen. Allerdings wird es schwierig sein derartige gesetzliche Normen zu finden, da Handelsaufgaben und Aufgaben der anderen Funktionsbereiche teilweise überlappend sind.<sup>658</sup> Beispielsweise müssen kurzfristige Handelsgeschäfte zum Zwecke der Kraftwerkseinsatzoptimierung durchgeführt werden. Dies erfordert wiederum Vorgaben seitens der Systemoptimierung an den Handel und an die Kraftwerkseinsatzsteuerung (Leitstelle) des Netzbetriebes. Es ist daher abzuwarten, wie sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen des Informationsaustauschs weiter entwickeln.

#### **4.1.1.3 Informationsbewertung**

##### **4.1.1.3.1 Ansätze zur Bestimmung des Informationswertes**

Letztlich ist die Beschaffungsentscheidung bei Vorliegen von Kosten und Nutzen einfach zu treffen. Ein schwierigeres Problem ist es, die beiden Größen auch nur annäherungsweise zu bestimmen. In der Wissenschaft und Praxis werden Informationsnutzen und –kosten unterschiedlich behandelt. Nachfolgend seien die existierenden Ansätze kurz beleuchtet.

###### **4.1.1.3.1.1 Informationsnutzen**

Zur Frage der Bewertung des Nutzens lassen sich drei verschiedene Ansätze klassifizieren.

1. Der modelltheoretische Ansatz in der Entscheidungstheorie
2. Der anreizorientierte Ansatz, wie er in der Praxis üblicherweise vorzufinden ist

---

<sup>658</sup> Beispielsweise müssen kurzfristige Handelsgeschäfte zum Zwecke der Kraftwerkseinsatzoptimierung durchgeführt werden können. Dies erfordert wiederum informatorische Vorgaben seitens der Systemoptimierung an den Handel.



### 3. Der Operationalisierungsansatz in der empirischen Forschung und der Nutzwertanalyse

#### *Der modelltheoretische Ansatz in der Entscheidungstheorie*

Die Entscheidungstheorie hat ihre Wurzeln bei MARSCHAK.<sup>659</sup> Grundprinzip ist die Definition des Nutzens einer Information über die Wertsteigerung durch eine bessere Entscheidungsfindung.<sup>660</sup> Dies soll an einem Beispiel verdeutlicht werden.

**Abbildung 52: Beispiel einer Informationsbewertung unter Unsicherheit**

Mögliche Umweltzustände		Erwartete Nachfrage (Eintrittswahrscheinlichkeit)			A priori Gewinnerwartungswert
		Große Nachfrage (0,5)	Mittlere Nachfrage (0,3)	Niedrige Nachfrage (0,2)	
Entscheidungsalternative	Große Produktionsmenge	200	100	-120	106
	Mittlere Produktionsmenge	150	150	-100	<b>118</b>
	Kleine Produktionsmenge	50	50	50	50
Gewinnerwartungswert bei vollkommener Information (a priori)		<b>155</b>			155-118=37

 **Entscheidung unter Unsicherheit**  
 **Wertsteigerung durch die vollkommene Information: 37**

○ Entscheidung bei vollkommener Information in Abhängigkeit des Umweltzustandes

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Laux (1988) S. 79.

In diesem Beispiel wird die Entscheidungsproblematik eines Produzenten hinsichtlich seiner Produktionsmenge betrachtet. Er sieht sich in dem vereinfachten Modell drei verschiedenen künftigen Umweltzuständen hinsichtlich der Nachfragemenge gegenüber und kennt deren Eintrittswahrscheinlichkeiten. Entscheidet er sich beispielsweise für eine große Produktionsmenge, wird er bei Eintritt der großen Nachfragemenge einen Gewinn von 200, bei Eintritt der mittleren Nachfragemenge einen Gewinn von 100 Geldeinheiten erzielen, bei Eintritt der kleinen Nachfrage jedoch ein Verlust von 120 Geldeinheiten erleiden. Der Gewinnerwartungswert beträgt 106 Geldeinheiten. Bei diesem Informationsstand wird der Produzent sich für die mittlere Produktionsmenge

<sup>659</sup> Vgl. Marschak (1954) S. 200 ff.

<sup>660</sup> Vgl. z.B. Laux (1988) S. 78-82. Es handelt sich hier um ein einfaches Grundmodell. In der Entscheidungstheorie finden sich zahlreiche Verfeinerungen des Modells, z.B. die Berücksichtigung von der Risikobereitschaft der Nutzers oder die Berechnung von a-posteriori Werten.

entscheiden, da diese mit 118 Geldeinheiten den höchsten Wert hat. Angenommen, der Produzent hätte die Möglichkeit seinen Informationstand bis hin zur vollkommenen Information zu verbessern. A priori würde der Gewinnerwartungswert auf 155 steigen, da er bei jeder künftigen Nachfragesituation in jedem Umweltzustand immer die Entscheidung mit dem höchsten Gewinn trifft. In der Entscheidungstheorie hätte eine vollkommene Information zur künftigen Nachfragemenge einen Nutzen von 37 Geldeinheiten, was der Wertsteigerung der Gewinnerwartung durch die Information entspricht. An dem Modell wird klar, dass die Anzahl der Handlungsalternativen und deren Auswirkungen, die Unsicherheit über künftige Umweltzustände sowie der Informationsstand und Wissen des Nutzers den Informationswert beeinflussen. Unsicherheit und Umweltzustände sowie Informationsstand und das Wissen des Nutzers bedingen einander. Im Extremfall könnte der Entscheider aufgrund seiner Erfahrung die künftigen Umweltzustände antizipieren. Zusätzliche Informationen hätten dann weniger Einfluss auf seine Entscheidung, d.h., die Informationen haben einen geringeren Nutzen.

Betrachtet man diesen Ansatz kritisch, so ist grundsätzlich positiv anzumerken, dass die Entscheidungstheorie aufzeigt, welche Parameter zur exakten Bestimmung eines Informationsnutzens in einer isolierten Entscheidungssituation erforderlich sind. In der Literatur herrscht jedoch Einigkeit, dass die Umsetzbarkeit des Modells in dieser Form unmöglich ist. So kommt z.B. HAUKE zu dem Schluss, dass aufgrund von praktischen Erfassungs-, Abgrenzungs-, Quantifizierungs- und Bewertungsschwierigkeiten eine Bestimmung des Nutzens im Sinne der Entscheidungstheorie nicht möglich ist.<sup>661</sup> U.a. werden die folgenden Problemfelder spezifiziert:

- Mögliche Umweltzustände, deren Eintrittswahrscheinlichkeiten und Konsequenzen sind a priori nicht bekannt. Insbesondere existiert eine unendliche Zahl möglicher Umweltzustände. Deren Bestimmung und die Abschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeiten übersteigt die menschliche Informationsverarbeitungskapazität.
- Das Modell geht von einer vollkommenen Verfügbarkeit von Informationen aus. Die möglichen Ergebnisse einer Informationsbeschaffung sind aber a priori nicht bestimmbar. Wenn die beschafften Informationen nicht die erforderlichen Eigenschaften aufweisen, sinkt deren Wert.
- Das Modell betrachtet eine isolierte Entscheidungsaufgabe. Information ist ein immaterielles Gut, das nicht verbraucht werden kann, d.h., Informationen können

daher mehrfach und von unterschiedlichen Personen in der Organisationseinheit genutzt werden, was den Nutzen der Information steigen lässt.

*Der anreizorientierte Ansatz*

In der Praxis werden diese Probleme meist umgangen, indem keine systematische Informationsbewertung durchgeführt, sondern auf einen einfachen Anreizmechanismus vertraut wird.<sup>662</sup> In den meisten Unternehmen obliegt es dem Nutzer der Information, diese subjektiv hinsichtlich Kosten und Nutzen zu bewerten und die Beschaffungsentscheidung zu treffen. Die Kosten der Beschaffung werden an die Organisationseinheit des Nutzers verrechnet, die wiederum die Kostenverantwortung trägt. Die zugrundeliegende Annahme ist, dass nur der Nutzer selbst vor dem Hintergrund des Verwendungszwecks und seines persönlichen Wissens- und Informationsstandes in der Lage ist, den Wert einzuschätzen.<sup>663</sup> Durch die Kostenverantwortung seiner Einheit wird er motiviert, nur „wertvolle“ Informationen zu beschaffen, deren Nutzen über den Kosten liegt. Somit entsteht ein einfacher und effizienter Anreizmechanismus, der eine sorgfältige Bewertung motiviert.

Praxiserfahrungen zeigen, dass der Anreizmechanismus aus organisatorischen Gründen oft nicht greift. Typischerweise tritt der Informationsbedarf bei einer Fachkraft auf, die Kostenverantwortung trägt jedoch sein Abteilungs- oder Bereichsleiter. Dieser wird aufgrund geringer Fachkenntnis oder Zeitmangel die Notwendigkeit der Information für die Fachkraft nicht beurteilen können. Auf informellem Wege wechselt de facto die Beschaffungskompetenz zum Nutzer, die Verantwortung bleibt jedoch beim Abteilungsleiter. Dies führt dazu, dass die Nutzer die Beschaffungsentscheidung „aus dem Bauch“ treffen und die Informationsnachfrage so lange erhöhen, wie noch Hoffnung auf eine marginale Nutzenerhöhung besteht. Das Resultat sind meist „gedankenlose“ Beschaffungsaktivitäten.

Als weiterer Nachteil dieses Ansatzes ist zu sehen, dass die Bewertung immer nur aus der individuellen Perspektive des Nutzers oder der Organisationseinheit erfolgt. Der Wert der Information für das Unternehmen mag jedoch höher liegen, wenn im Unter-

---

<sup>661</sup> Vgl. Hauke (1984) S. 214.

<sup>662</sup> Quelle: Erfahrungen Projektgruppe KnowledgeNet, A.T. Kearney GmbH, Düsseldorf.

<sup>663</sup> Vgl. Stock (2000) S. 385.

nehmen weitere Verwendungszwecke für diese Information bestehen und die Information dort noch nicht vorliegt.

*Operationalisierungsansätze in der empirischen Forschung und der Nutzwertanalyse*

Ansätze zur Bestimmung des Informationsnutzens lassen sich in Zusammenhang mit empirischen Forschungsarbeiten<sup>664</sup> und der Nutzwertanalyse<sup>665</sup> finden. In beiden Feldern erfolgt letztlich eine Operationalisierung des Begriffs „Informationsnutzen“ anhand verschiedener meist qualitativer Bewertungskriterien. In der empirischen Forschung geht es um die Prüfung von Hypothesen anhand beobachtbarer Sachverhalte der realen Welt. Kerngedanke der Nutzwertanalyse ist es, komplexe Handlungsalternativen, in diesem Fall die Selektion aus alternativen Informationsangeboten, zu analysieren, mit dem Zweck, diese entsprechend eines multidimensionalen Zielsystems zu ordnen.<sup>666</sup> Die Ordnung erfolgt durch Abgabe von Nutzwerten an Kriterien, welche im Kern eine Skalierung des Zielsystems darstellen.<sup>667</sup> Durch die Zusammenfassung der Nutzwerte ergibt sich der Informationsnutzen.

Allerdings gilt auch hier, dass eine Bewertung in Geldeinheiten aufgrund der zumeist qualitativen Bewertungskriterien nicht möglich ist. Ergebnis ist vielmehr ein qualitativer Nutzwert bzw. Nutzenindex. Zudem existieren viele methodischer Kritikpunkte, auf die in GP 4.1.1.3.2 noch eingegangen wird.

Der Vorteil der Operationalisierungsansätze ist, dass der komplexe Begriff des Informationsnutzens einer mehrdimensionalen und intersubjektiv nachvollziehbaren Analyse unterzogen wird. Auch wenn sich ein Informationsnutzen nicht exakt quantifizieren lässt, so liegt der Vorteil einer analytischen und transparenten Informationsbewertung

---

<sup>664</sup> Beispielhaft sei die Arbeit von HAGEN genannt, der die Qualität von Nachrichtenagenturen in Deutschland empirisch untersucht hat. Im Forschungsdesign wurde der Begriff „Informationsqualität“ mittels neun verschiedener Dimensionen gemessen, wobei für jede Dimension ein Indikatorenbündel gebildet wurde. Anhand ausgewählter Ereignisse wurde so die Informationsqualität verschiedener Nachrichtenagenturen gemessen; vgl. Hagen (1995) S. 53-134.

<sup>665</sup> Den Versuch einer Nutzwertanalyse zur Informationsbewertung unternimmt KELLER; vgl. auch Keller (1995) S. 114-155.

<sup>666</sup> Zur Nutzwertanalyse vgl. z.B. Heinold (1993) S. 880-881 und Weber (1992) Sp. 1437-1448.

<sup>667</sup> Nutzwertanalyse und empirische Forschung gehen in diesem Punkt daher ähnlich vor. Ein Forschungsdesign, welches den Informationsnutzen mit Hilfe eines Ratings misst, entspricht im Grunde der Nutzwertanalyse.

darin, dass intensivere Überlegungen zum ökonomischen Wert von Informationen angestellt werden und diese einer intersubjektiven Kommunikation zugänglich sind.

#### 4.1.1.3.1.2 Informationskosten

Unter den Informationskosten sollen alle Kosten verstanden werden, die mit der Beschaffung von Informationen verbunden sind. Die offensichtlichste Kostenart sind die Aufwendungen für die Anspruchnahme von Informationsdienstleistungen. Bei externen Quellen ist dies der in Rechnung gestellte Betrag, z.B. die monatlichen Gebühren für einen Nachrichtendienst, bei internen Quelle die internen Verrechnungspreise. Hinzu kommen weitere Personalkosten sowie Sachkosten für Kommunikationsmittel, Hardware, Raum- und Ausstattungskosten und Verbrauchsfaktoren.<sup>668</sup>

Einen Überblick über anfallende Kosten gibt Tabelle 65.<sup>669</sup> Die Höhe dieser Kosten kann für dieselbe Beschaffungsleistung in unterschiedlichen Unternehmen unterschiedlich ausfallen. Die Gründe können in unternehmensspezifischen Personalkosten, Einkaufskonditionen oder Organisationskonzepten liegen. Die Ermittlung und Umlage dieser Kosten auf die einzelne Beschaffungsleistung ist mit den üblichen kostenrechnerischen Methoden zu bewerkstelligen.<sup>670</sup> An dieser Stelle sei auf die Opportunitätskosten als eine in der Literatur oftmals genannte Kostenart hingewiesen. Die Opportunitätskosten geben an, welche Einbuße am Zielerfüllungsgrad durch die Wahl der günstigeren Alternative vermieden werden kann.<sup>671</sup> Aus Sicht des Händlers sind die möglichen Handelsverluste bzw. Handelsgewinne zu betrachten, welche mit seiner Informationsbeschaffungsentscheidung verbunden sind. Es stellt sich somit die Frage nach der Quantifizierung des Nutzens einer Information in Geldeinheiten. Opportunitätskosten können daher auch als entgangener Nutzen interpretiert werden und sind daher der Nutzenbewertung in GP 4.1.1.3.2 zuzuordnen.

---

<sup>668</sup> Vgl. Hauke (1984) S. 89 und S. 114.

<sup>669</sup> Konkurrieren alternative Verwendungsmöglichkeiten für die abzugebende Information bzw. für die zeitliche Inanspruchnahme personeller und sachlicher Ressourcen, so sind zusätzlich Opportunitätskosten einzubeziehen, deren Quantifizierung ein grundsätzliches Problem der betriebswirtschaftlichen Forschung darstellt; vgl. Hauke (1984) S. 141-142.

<sup>670</sup> Vgl. hierzu die Ausführungen von Hauke (1984) S. 85-149. Zu nennen ist vor allem die Umlage auf Basis der zeitlichen Inanspruchnahme von Personal und Sachgütern.

<sup>671</sup> Vgl. Hauke (1984) S. 167.

**Tabelle 65: Kostenarten in der Informationsbeschaffung**

Kostenart	Spezifizierung (Beispiele)	Kostendimensionen
Echte Informationskosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eigeninformationen („Systemimmanente Informationen“)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gratis</li> </ul>
	Fremdinformation: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Organisationsintern</li> <li>▪ Organisationsextern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Verrechnungspreis</li> <li>▪ Kaufpreis</li> </ul>
Zusätzliche Sachkosten	Kommunikationsmittel für: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wort</li> <li>▪ Schrift</li> <li>▪ Bild</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Miete/AfA</li> </ul>
	Hardware: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Datenerfassungsgeräte</li> <li>▪ Texterstellungsmittel</li> <li>▪ Vervielfältigungsgeräte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ AfA (zeit- oder mengenabhängig)</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Raum</li> <li>▪ Büroausstattung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Miete + AfA (zeitabhängig)</li> <li>▪ AfA (zeitabhängig)</li> </ul>
	Verbrauchsfaktoren: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Material (Papier, Schreibgerät usw.)</li> <li>▪ Energie</li> <li>▪ Kommunikation (Porto, Telefongebühren usw.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pro verbrauchter Einheit</li> </ul>
Zusätzliche Personalkosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suchdienste</li> <li>▪ Boten- und Kurierdienste</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zeit (Kosten, abhängig vom Stundenlohn)</li> </ul>

Quelle: Auf Basis der Darstellung von Hauke (1984) S. 89 und 114.

Ein wesentliches Problemfeld besteht bei internen Informationsdienstleistungen in der Bestimmung der Höhe des Verrechnungspreises. Dieser erfüllt neben der reinen Abrechnungs- und Erfolgsermittlungsfunktion auch eine steuernde Funktion hinsichtlich der kurzfristigen und langfristigen Ressourcenallokation.<sup>672</sup> Eine falsch bemessene Höhe kann eine ineffiziente Allokation hervorrufen, z.B. eine zu hohe oder zu niedrige Informationsnachfrage in der Handelseinheit oder eine falsche Priorisierung der Bereitstellungsaktivitäten in den internen Funktionsbereichen gegenüber anderen Aufgaben.

Drei Gruppen von Verrechnungspreisen lassen sich in der Praxis nachweisen: Kosten-, Markt- und Verhandlungspreis.<sup>673</sup>

<sup>672</sup> Vgl. Buscher (1997) S. 5-7, Klook (1992) Sp. 2554-2555 und Bruckschen (1991) S. 97.

<sup>673</sup> Vgl. Buscher (1997) S. 29-48 und Bruckschen (1981) S. 237.

- Die *kostenorientierte Ermittlung* orientiert sich an verschiedenen Kostenarten analog zu Tabelle 65, welche auf Basis von Ist-, Plan-, Teil-, Vollkosten und Vollkosten plus Gewinnaufschlag bestimmt werden können.
- Die Ermittlung von *marktpreisorientierten Verrechnungssätzen* für eine interne Beschaffungsleistung erfordert die Verfügbarkeit von Marktpreisen für vergleichbare externe Dienste.<sup>674</sup> Übliche Formen sind Marktpreis, Marktpreis abzüglich Vertriebs- und Beschaffungskosten, durchschnittlicher Marktpreis oder niedrigster Preis.<sup>675</sup>
- Der *ausgehandelte Verrechnungspreis* ist das Verhandlungsergebnis zwischen zwei Sparten. Nur wenn keine Einigung erzielt werden kann, wird eine zentrale Schlichtungsinstanz angerufen.

Die Vor- und Nachteile der Ansätze sind in der einschlägigen Literatur bereits vielfach diskutiert worden. Als Beispiele seien die Arbeiten von BRUCKSCHEN, BUSCHER oder KLOOK genannt.<sup>676</sup> Auf eine Diskussion soll daher in dieser Arbeit verzichtet werden. Es ist anzunehmen, dass im Stromhandel eine marktpreisorientierte Bewertung oft nicht möglich sein wird, da es sich meist um Information handelt, die so am Markt nicht beschaffbar sind.<sup>677</sup> In diesen Fällen sollten vor allem die kostenorientierten Lösungen relevant sein.

#### 4.1.1.3.1.3 Implikationen

Im obigen Gliederungspunkt wurden verschiedene Ansätze der Bestimmung des Informationswertes aus Informationsnutzen und –kosten dargestellt.

Die Ermittlung der Kosten der Informationsbeschaffung in Geldeinheiten durch Bestimmung der in Tabelle 65 aufgeführten Kostenelemente ist durch gängige kostenrechnerische Methoden zu bewältigen. Allerdings wurde deutlich, dass die Höhe der Kosten für Beschaffungsaktivitäten aufgrund unternehmensspezifischer Personal- und Sachkosten schwanken kann. Eine allgemeingültige Kostenermittlung für konkrete Beschaffungsleistungen kann daher in dieser Arbeit nicht geleistet werden.

---

<sup>674</sup> Denkbar wäre auch eine Mischform, z.B. könnte eine Stundensatzverrechnung auf Basis des durchschnittlichen Stundensatzes von Informationsbrokern zugrundegelegt werden, der mit dem internen Stundenaufwand multipliziert wird.

<sup>675</sup> Vgl. Bruckschen (1981) S. 244.

<sup>676</sup> Vgl. Buscher (1997) S. 49-217, Klook (1992) S. 85-151 und Bruckschen (1981) S. 257-265,

<sup>677</sup> Vgl. GP 4.1.1.2.2.



Im Gegensatz zur Kostenseite ist die Bewertung des Nutzens von Informationen mit deutlich größeren Problemen behaftet, die in Theorie und Praxis noch nicht zufriedenstellend gelöst wurden. Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich daher zunächst auf die Erarbeitung einer Vorgehensweise zur Bewertung des Nutzens, um diese dann konkret auf den Stromhandel anzuwenden. Ansatzpunkte liefern die Vor- und Nachteile der zuvor dargestellten Ansätze zur Bestimmung des Informationsnutzens. Tabelle 66 gibt einen Überblick.

**Tabelle 66:** *Implikationen der Ansätze zur Bestimmung des Informationsnutzens*

<b>Ansatz</b>	<b>Vor- und Nachteile</b>	<b>Implikationen</b>
Entscheidungstheoretischer Ansatz	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ „Theoretisch richtiges“ Konzept</li> <li>- Keine Berücksichtigung von Mehrfachverwendung</li> <li>- Keine Berücksichtigung der Informationsbeschaffung</li> <li>- Wesentliche Parameter sind nicht zu quantifizieren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wesentliche Parameter des Nutzens sind:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen</li> <li>– Unsicherheit über künftige Umweltzustände</li> </ul> </li> <li>▪ Bewertung muss nutzerspezifisch erfolgen</li> <li>▪ Bewertung in Geldeinheiten ist nicht möglich</li> <li>▪ Bewertung muss Mehrfachverwendung und Beschaffung berücksichtigen</li> </ul>
Anreizorientierter Ansatz	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Einfacher Mechanismus</li> <li>- Anfällig für zu hohe Informationsnachfrage bei organisatorischen Defiziten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dezentralisierung der Informationsbewertung an die Nutzer ist möglich</li> <li>▪ Beschaffungskompetenz und Kostenverantwortung sind personell oder zumindest organisatorisch zusammenzuführen</li> </ul>
Operationalisierungsansatz	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Analytischer Ansatz</li> <li>+ Transparent und intersubjektiv nachvollziehbar</li> <li>- Keine Bewertung in Geldeinheiten möglich</li> <li>- Methodische Probleme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Analytische Nutzenbestimmung ist möglich</li> <li>▪ Intersubjektive Nachvollziehbarkeit der Bewertung ermöglicht Involvierung mehrerer Entscheidungsträger</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

Der entscheidungstheoretische Ansatz zeigt, dass die wesentlichen Bestimmungsfaktoren des Informationswertes in den Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen und der Unsicherheit über künftige Umweltzustände liegen. Da sich die exakte Ausprägung dieser Faktoren, z.B. in Form einer Wahrscheinlichkeitsverteilung nicht ermitteln lässt, kann auch keine exakte Quantifizierung in Geldeinheiten erfolgen.

Ferner wurde klar, dass die Mehrfachverwendungsmöglichkeiten einer Information, die Qualität der beschafften Information sowie die Erfahrungen und der Informationsstand des Nutzers Einfluss auf den Wert haben. Die Bewertung muss daher die Mehrfachverwendung für dieselbe sowie alternative Aufgaben berücksichtigen und zudem nutzerspezifisch erfolgen.

Anreizorientierte Ansätze, wie sie in der Praxis vorherrschen, zeigen, dass die Aufgabe der Informationsbewertung dezentral bei dem Nutzer erfolgen kann. Sie hat den Vorteil, dass der Nutzer vor dem Hintergrund seines persönlichen Wissens- und Informationsstandes die Bewertung durchführen kann. Voraussetzung ist jedoch die Schaffung von organisatorischen Rahmenbedingungen, die sicherstellen, dass die Kostenverantwortung auch beim Nutzer liegt oder zumindest der Kostenverantwortliche die Nutzenbewertung nachvollziehen kann.

Mit einer Operationalisierung nach der Methode der Nutzwertanalyse ist analytisch fundierte Bewertung möglich und unterstützt durch das transparente Vorgehen auch die Kommunikation zwischen Entscheidungsträgern einzusetzen.

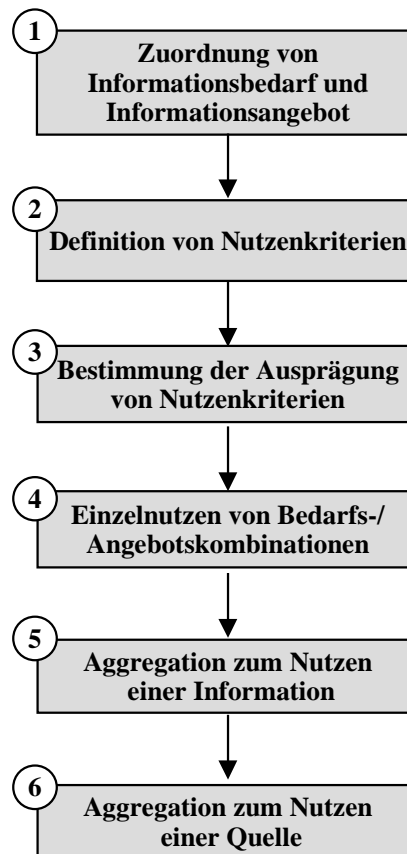
Als Schlussfolgerung kann festgehalten werden, dass ein Bewertungssystem Elemente aus allen drei Ansätzen enthalten sollte. Die Nutzwertanalyse zeigt den groben methodischen Rahmen auf, die Entscheidungstheorie liefert die Bestimmungsfaktoren, die in eine Nutzenbewertung eingehen sollten, und die anreizorientierten Ansätze zeigen, dass ein methodischer Rahmen auch eines organisatorischen Rahmens bedarf und liefert hierzu Hinweise zur konkreten Gestaltung. Nachfolgend werden methodischer und organisatorischer Rahmen weiter detailliert.

#### **4.1.1.3.2 Entwicklung eines Bewertungssystems**

##### **4.1.1.3.2.1 Methodischer Rahmen**

Wie oben dargestellt, kann eine analytisch fundierte Bestimmung des Informationsnutzens auf der Methodik der Nutzwertanalyse basieren. Ein methodischer, auf der Nutzwertanalyse basierender Rahmen, der die Implikationen existierender Ansätze berücksichtigt, wird in Abbildung 53 dargestellt.

Abbildung 53: Methodischer Rahmen zur Bestimmung des Nutzens von Informationen und Quellen



Quelle: Eigene Darstellung

Die Schritte 2-4 entsprechen dem Standardvorgehen der Nutzwertanalyse.<sup>678</sup> Die anderen Schritte ergeben sich aus den spezifischen Anforderungen der Informationsbewertung.

#### *Zuordnung von Informationsbedarf und Informationsangebot*

Wie bereits in GP 4.1.1.1.2 in Zusammenhang mit dem Bewertungsparadoxon deutlich wurde, ist die Kenntnis der Informationen und ihrer Informationseigenschaften Voraussetzung für ihre Bewertung. In einem ersten Schritt sind daher die selektierten Informationsquellen auf ihre einzelnen Informationselemente zu untersuchen und analog zu den Merkmalen des Informationsbedarfs durch Inhalt, Aktualität und Format zu beschreiben. Ziel ist es, jedem Informationsbedarf, wie er in Kapitel 3 abgeleitet wurde, ein oder mehrere korrespondierende Informationselemente zuzuordnen. Das Ergebnis ist eine Liste verschiedener Kombinationen aus Bedarf und Angebot.

<sup>678</sup> Vgl. Heinold (1993) S. 881.

### *Definition von Nutzenkriterien*

Gemäß dem Vorgehen der Nutzwertanalyse, sind im zweiten Schritt geeignete Bewertungskriterien zur Nutzenbestimmung für die Bedarfs-/ Angebotskombinationen festzulegen, wobei Freiheitsgrade bestehen.<sup>679</sup> Aus Gründen einer einfachen Anwendbarkeit ist jedoch davon abzuraten, den Nutzwert mit zu vielen Kriterien zu bestimmen. Hinweise liefert die Entscheidungstheorie. Danach liegen die Bestimmungsfaktoren des Informationswertes in den Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen und der Unsicherheit über künftige Umweltzustände. Ferner ist für eine einzelne Kombination aus Bedarf und Angebot die Häufigkeit der Nutzung bedingt durch die Aufgabenerfüllung zu berücksichtigen. Diese drei Kriterien werden durch den Informationsbedarf determiniert. Wie in Zusammenhang mit Nachteilen des entscheidungstheoretischen Ansatzes analysiert wurde, beeinflusst die Qualität des Informationsangebots den Informationswert. Informationsnutzen entsteht daher erst, wenn diesem Informationsbedarf ein Informationsangebot entgegensteht, dessen Eigenschaften die Anforderungen des Bedarfs erfüllen. Als Anforderungen an Informationseigenschaften konnten in GP 1.2.2.4 die Kriterien Inhalt, Aktualität und Format abgeleitet werden. Die Deckung dieser Kriterien muss in die Bewertung eingehen. Somit bestehen zwei Nutzendimensionen, die als „Relevanz des Informationsbedarfs“ und „Deckung durch das Informationsangebot“ bezeichnet werden sollen.

**Tabelle 67: Nutzendimensionen und -kriterien für die Informationsbewertung**

<b>Relevanz des Informationsbedarfs</b>	<b>Deckungsgrad durch das Informationsangebot</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Auswirkung unterschiedlicher Handlungsalternativen auf den Handelserfolg</li> <li>▪ Unsicherheit über künftige Umweltzustände</li> <li>▪ Häufigkeit der Nutzung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inhaltliche Adäquanz</li> <li>▪ Zeitliche Adäquanz</li> <li>▪ Format-Adäquanz</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

### *Bestimmung der Ausprägung von Nutzenkriterien*

Im dritten Schritt sind die obigen Kriterien nun mit konkreten Werten zu belegen, wobei zumindest das Kriterium „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“ stark vom Erfahrungsschatz und Informationsstand des Nutzers abhängig ist. Als Grundlage für die Bewertung von Informationen, sind die Kriterien zwischen ihren Extremaus-

---

<sup>679</sup> Vgl. Keller (1995) S. 123.

prägungen durch Unterteilung des relevanten Intensitätsbereichs in einzelne Abschnitte gleicher Intensität zu definieren.<sup>680</sup> Diese Abschnitte bzw. Ausprägungsklassen sollten dann als gleichwertig gelten. Auch wenn grundsätzlich quantitativen Messmethoden der Vorzug gegeben werden soll, so ist dies nur für Kriterien möglich, die eine Angabe in physikalischen Dimensionen oder anderen Einheiten erlauben. Betrachtet man die in Tabelle 67 gewählten Kriterien, wird deutlich, dass dies nur für das Kriterium „Häufigkeit der Nutzung“ der Fall sein kann. Die Ausprägungsklassen müssen dann mittels verbaler Beschreibung festgelegt und einer Skala zugeordnet werden. Für diese Arbeit wurde eine 5-stufige Rating-Skala (0-4) gewählt. Die konkrete Ausgestaltung der Ausprägungsklassen und der Skalierung findet sich in Anhang V. Ergebnis des dritten Schrittes ist die Bewertung der Kombination aus Informationsbedarf und Informationsangebot hinsichtlich obiger Kriterien.

#### *Aggregation zu Einzelnutzen von Bedarfs- und Angebotskombinationen*

Im vierten Schritt sind die einzelnen Teilnutzen obiger Kriterien nun über einen Index zu einem Gesamtnutzen zu aggregieren. An dieser Stelle stellt sich die Frage nach einer Gewichtung der Teilnutzen sowie deren additiver oder multiplikativer Verknüpfung.<sup>681</sup> Für die Informationsbewertung scheint der multiplikative Index geeigneter, da er den Vorteil aufweist, dass er den Wert Null annimmt, wenn bereits ein Kriterium ein Rating von Null aufweist. Damit folgt man der Logik, dass z.B. Informationen mit hoher Relevanz keinen Nutzen haben, wenn diese zu spät verfügbar sind, d.h., keine zeitliche Adäquanz aufweisen. Die Frage nach der Gewichtung der einzelnen Faktoren ist ein Bereich mit vielen Freiräumen und es werden sich immer Argumente finden warum eine Anpassung der Gewichte erfolgen kann. Zur Vereinfachung wird in dieser Arbeit eine Gleichgewichtung aller Kriterien unterstellt. Der verwendete Informationsnutzen (IN) -Index wird entsprechend wie folgt berechnet:

$$IN = \sqrt[3]{A * U * H * \sqrt[3]{I * Z * F}} , \text{ mit}$$

*IN: Informationsnutzen, A: Auswirkung unterschiedlicher Handlungsalternativen, U: Unsicherheit über künftige Umweltzustände H: Häufigkeit der Aufgabenerfüllung,, I: Inhaltliche Adäquanz, Z: Zeitliche Adäquanz, F: Formatadäquanz*

---

<sup>680</sup> Vgl. Keller (1995) S. 145.

<sup>681</sup> Vgl. Keller (1995) S. 152-153.

Dieser kompliziert anmutende Index ist lediglich die Zusammenführung der verschiedenen Bewertungskriterien durch Berechnung des geometrischen Mittels der Dimensionen „Relevanz des Informationsbedarfs“ und „Deckungsgrad des Informationsangebots“, aus denen wiederum der IN-Index für eine einzelne Kombination aus Informationsbedarf und -angebot gebildet wird. Auf diese Weise entsteht als Ergebnis des vierten Schrittes für jede einzelne Kombination eines elementaren Informationsbedarfes mit einem Informationsangebot ein IN-Index.

#### *Aggregation zum Nutzen einer Information*

Mit obigem Schritt endet die klassische Nutzwertanalyse. Wie in den Ausführungen zu den Ansätzen der Informationsbewertung erläutert, ist eine Information teilweise wiederverwendbar und die zusätzlichen Verwendungsmöglichkeiten steigern den Nutzen. Sofern eine Information verschiedene stromhandelsrelevante Bedarfe deckt, ist dem Rechnung zu tragen. Dies kann durch das Summieren einzelner IN-Indizes der Kombinationen mit eben dieser Information erfolgen. Die Aggregation zum Informationsnutzen ist der fünfte Schritt in der Bewertungsmethodik und liefert den Wert einer einzelnen Information.

#### *Aggregation zum Nutzen einer Quelle*

In vielen Fällen besteht der eigentliche Aufwand der Informationsbeschaffung in der Erschließung der Quelle. Beispielsweise bieten Nachrichtendienste gegen monatliche Gebühren Zugriff auf eine Vielzahl von Informationen und bei Anfrage an einen Verband können gleichzeitig mehrere Informationen bezogen werden. In diesen Fällen bezieht sich die Informationsselektion auf die gesamte Quelle. Im sechsten und letzten Schritt sind daher einzelnen Informationsnutzen zum Nutzen der Quelle zu aggregieren. Ergebnis ist der Quellennutzen, der sich aus der Summe der einzelnen Informationsnutzen von mit der Quelle verbundenen Informationen berechnet.

#### 4.1.1.3.2.2 Problembereiche des methodischen Rahmens

Die oben dargelegte Vorgehensweise zur Informationsbewertung ermöglicht es, Informationen hinsichtlich der gewählten Kriterien nach einem festen und transparenten Schema zu ordnen und damit einen Rückschluss auf die Werthaltigkeit einzelner Informationen in Zusammenhang mit ihrem Informationsbedarf zu ziehen. Eine vollständige Bewertung kann diese Vorgehensweise dennoch nicht liefern. Die erarbeitete Lösung kann nur eine bestmögliche Annäherung abgeleitet aus bisherigen Ansätzen darstellen. Ist sich ein Anwender dieser Problemfeldern bewusst, wird er in der Lage

sein, die Ergebnisse zu interpretieren und die richtige Beschaffungsentscheidung zu treffen. Daher sollen die verschiedenen Problembereiche nachfolgend kurz gewürdigt werden.

Als ein Problembereich kann die *Untergewichtung von Informationen zum Aufbau von Wissen* identifiziert werden. Durch gewählte Vorgehensweise wird jedem Informationsbedarf ein Informationselement zugeordnet. Informationen zum Aufbau von Wissen haben jedoch Querschnittscharakter. Beispielsweise dient ein Artikel über Pricing-Methoden allen Aufgaben im Zusammenhang mit Pricing. Durch die gewählte Vorgehensweise, Wissensbildung als prozessspezifische Aufgabe mit eigenem Informationsbedarf zu verstehen, kann dies jedoch nicht adäquat berücksichtigt werden.

Als weiterer Problembereich ist die „*Beliebigkeit*“ der *Methodik* nicht zu lösen. Die gewählten Bewertungskriterien sind letztlich nie vollständig und es wird immer eine Begründung geben, warum ein Kriterium noch aufgenommen werden kann oder eine höhere bzw. niedrigere Gewichtung erhalten soll. Auch die Ausprägung vieler Kriterien ist strittig, da sie nur über verbale Beschreibung operationalisierbar sind. Die Ausprägungen, insbesondere bei den Kriterien „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen auf den Handelserfolg“ und „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“, lassen hohen Interpretationsspielraum und können zudem durch unterschiedliche Nutzer unterschiedlich eingeschätzt werden. Letztlich täuschen Nutzwertanalysen daher eine „Pseudo-Analytik“ vor, die Ergebnisse können jedoch fast beliebig durch Aufnahme weiterer Kriterien und deren Gewichtung oder Interpretation beeinflusst werden.<sup>682</sup>

#### 4.1.1.3.2.3 Organisatorischer Rahmen

Aus den vorgestellten Ansätzen zur Bestimmung des Informationsnutzens wurde klar, dass die oben vorgestellte Methodik auch eines organisatorischen Rahmens bedarf, um sinnvolle Ergebnisse zu produzieren. Es lassen sich Organisationsrichtlinien ableiten, welche nachfolgend detailliert und begründet werden.

##### *Bewertung durch den Nutzer unter Einbindung der kostenverantwortlichen Stelle*

Wie schon oben erläutert, ist die Ausprägung einzelner Nutzenkriterien vom Erfahrungsschatz und Informationstand des Nutzers abhängig. Da dies nur durch den Nutzer

---

<sup>682</sup> In der Praxis wird den Nutzwertmodellen scherzhaft nachgesagt, dass sie das perfekte Mittel sind, um eine objektive Analyse vorzutäuschen und dabei seine eigene vorgefertigte Meinung zu bestätigen.

selbst einzuschätzen ist, muss dieser auch die Ausprägungen der Nutzenkriterien bestimmen. Sofern die Kostenverantwortung nicht beim Nutzer liegt, was in der Regel der Fall sein dürfte, sollte die Beschaffungsentscheidung unter Einbeziehung der kostenverantwortlichen Stelle getroffen werden. Die Einbeziehung der Kostenverantwortung gewährleistet, dass ein Anreiz besteht, nur die Informationen zu beschaffen, deren Nutzen die Kosten übersteigt. Die Einbindung sollte derart erfolgen, dass der Kostenverantwortliche die Möglichkeit hat, die Analyse kritisch zu prüfen und zu hinterfragen. Die Aussagekraft des Bewertungssystems ist wesentlich von der Fähigkeit des Kostenstellenverantwortlichen abhängig, die Einschätzung seiner Nutzer zu objektivieren und auf gleiche Bewertungsmaßstäbe zu drängen. Als Objektivierungsmethoden werden in der Literatur die Eigenbeurteilung, Mehrfachbeurteilung durch andere Nutzer, Längs- und Querschnittbeurteilungen und Besprechung der Beurteilung genannt.<sup>683</sup> Die Besprechung der Beurteilung unter Verwendung von Kontrollfragen ggf. unter Einbeziehung vergleichbarer Stellen sollte die größte Bedeutung haben. Tabelle 68 nennt sinnvolle Kontrollfragen für die Kriterien „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“ und „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“, da diese den größten Interpretationsspielraum aufweisen.

**Tabelle 68:** *Mögliche Kontrollfragen zur Objektivierung der Bewertung von Nutzenkriterien*

<b>Kriterium „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“</b>	<b>Kriterium „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ist die Aufgabe Voraussetzung für das Zustandekommen einer Handelstransaktion?</li> <li>▪ Kann die Aufgabe ohne die Information nicht ausgeführt werden?</li> <li>▪ Bestehen unterschiedliche Handlungsalternativen?</li> <li>▪ Kann die Wahl einer falschen Handlungsalternative zur Verzögerung einer Handelstransaktion führen</li> <li>▪ Kann die Wahl einer falschen Handlungsalternative zu einem Verlust von Handelsmarge führen?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Handelt es sich um eine Aufgabe mit Routinecharakter?</li> <li>▪ Wie lange hat der Nutzer bereits Erfahrung in der Erfüllung dieser Aufgabe?</li> <li>▪ Hat der Nutzer eine Vermutung über den Inhalt der Information?</li> <li>▪ Hat die Information Auswirkungen auf seine Aufgabenerfüllung?</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

Je mehr dieser Kontrollfragen positiv beantwortet werden können, um so höher sollte der Bewertung liegen.

<sup>683</sup> Vgl. ausführlich Wunder (1997) S. 320-322.



### *Einbindung des zentralen Informationsmanagements*

Der Nutzen einer Information ist nicht nur von der Verwendung im Handel bestimmt. Informationen können auch in anderen Funktionsbereichen des VU Nutzen stiften, beispielsweise werden Wetterdaten auch zur Lastprognose im Funktionsbereich Netz verarbeitet. Andererseits existieren viele Informationen bereits im Unternehmen und müssen nicht extern beschafft werden. Da das zentrale Informationsmanagement den vorhandenen Informationsbedarf und das Informationsangebot im Unternehmen kennen sollte, ist es ebenfalls in die Beschaffungsentscheidung zu involvieren. Die Zentralstelle prüft, ob Informationen im Unternehmen schon vorhanden sind und ob weiteres Nutzenpotenzial in anderen Unternehmensbereichen bestehen.<sup>684</sup>

### *Dokumentation und zentrale Verwahrung aller Ergebnisse der Nutzenbewertung*

Nutzwerte habe ordinales Datenniveau, d.h., eine Information A mit Informationsnutzen von vier ist nicht doppelt so „wertvoll“ wie eine Information B mit zwei, sondern besagt lediglich, dass A ein höherer subjektiver Nutzen zugeordnet wurde. Der „Informationsnutzen“ hat daher nur einen Informationsgehalt, wenn andere Vergleichswerte vorliegen. Aus diesem Grunde sind alle Bewertungen zu dokumentieren und zentral zu verwahren. Hierdurch werden Vergleichswerte verfügbar, welche die Nutzwerte aussagekräftiger machen.

### *Institutionalisierung eines kontinuierlichen Bewertungsprozesses*

Die Bewertung von Informationen ist in regelmäßigen Abständen zu überprüfen, da sich die Anforderungen an den Informationsbedarf und insbesondere auch das Informationsangebot verändern können.

### *Zulässigkeit von Ausnahmeregeln*

Da die Methodik durch Änderung von Kriterien, Skalen oder Gewichtung variiert werden kann, sollte die Informationsbewertung nicht starr an der Methodik ausgerichtet sein, sondern organisatorische Freiheitsgrade beinhalten, die eine Ausnahmeregelung zur Beschaffung, aber auch zur Nicht-Beschaffung von Informationen ermöglichen. Die Ausnahmenkompetenz sollte bei der kostenverantwortlichen Stelle liegen.

---

<sup>684</sup> In diesen Fällen ist jedoch das Problem der Kostenverrechnung zwischen beiden nutzenden Abteilungen zu lösen; vgl hierzu auch GP 4.1.1.3, „Informationskosten“.

Die organisatorische Verankerung der vorgestellten Maßnahmen kann durch Erlass entsprechender Arbeitsanweisungen erfolgen. Für neu zu beschaffende Informationen kann auch die Einführung eines so genannten „Informationsbeschaffungsantrages“<sup>685</sup> sinnvoll sein. Dieser wird vom potenziellen Nutzer gestellt. Im Rahmen dieses Antrages detailliert der Nutzer seine Informationsbewertung. Auf diese Weise wird die Diskussion mit dem Kostenstellenverantwortlichen erleichtert. Ein solcher Antrag gilt als genehmigt, wenn er vom Nutzer, dem Kostenstellenverantwortlichen und dem zentralen Informationsmanagement unterzeichnet wird, womit auch die Einbindung aller erforderlichen Stellen und Einheiten sichergestellt ist.<sup>686</sup>

#### **4.1.1.3.3 Anwendung des Bewertungssystems**

Nachfolgend soll die erarbeitete Methodik konkret am Informationsbedarf einer Stromhandelseinheit, wie er in Kapitel 3 abgeleitet wurde, angewendet werden, um konkrete Gestaltungshinweise hinsichtlich der Beschaffungsentscheidung und möglicher Informationsvorteile abzuleiten.

##### **4.1.1.3.3.1 Allgemeine Vorgehensweise**

In GP 4.1.1.2 wurden Quellenarten untersucht, was im Falle der externen Quellen zu einer Systematisierung von Quellenarten und einer Eingrenzung des Suchraums mit Hilfe konkreter Signale zur Eignung von Quellen führte. Das Resultat spiegelte sich in Tabelle 63 wider. Auf Basis dieses eingegrenzten Untersuchungsraumes wurden beispielhafte Quellen selektiert, die auf ihre einzelnen Informationselemente untersucht wurden. Die selektierten Quellen befinden sich in Anhang VI. Der Zugang zu den einzelnen externen und internen Informationselementen erfolgte quellenspezifisch und ist in Tabelle 69 dargestellt.

---

<sup>685</sup> In Analogie zu dem in der Praxis üblichen Investitionsantrag.

<sup>686</sup> Um den Verwaltungsapparat nicht aufzublähen, sollte eine Pflicht, diesen Antrag auszufüllen, nur bestehen, wenn eine vom Kostenstellenverantwortlichen bestimmte Kostengrenze überschritten wird. Dies impliziert, dass Informationen mit geringen Kosten und Nutzen, sogenannte „Nice-to-have“-Informationen, ohne Einschränkung beschafft werden dürfen. Dies ist nur so lange akzeptabel, solange die begrenzte Informationsverarbeitungsaktivität des Menschen nicht ausgelastet ist; vgl. Fußnote 610. Da das Internet die Beschaffungskosten teilweise auf Null senkt, nimmt der Anteil von „Nice-to-have“-Informationen stark zu. Letztlich obliegt es dem Nutzer, seine eigenen Beschaffungsaktivitäten freiwillig zu restringieren. Auch hier kann die Bewertung der Informationen gemäß der vorgestellten Methodik eine Hilfestellung liefern.

Ziel war es, jedem einzelnen abgeleiteten Informationsbedarf ein korrespondierendes Informationselement aus diesen Quellen zuzuordnen. Insgesamt konnten 355 Kombinationen von Informationselementen mit Informationsbedarfen ermittelt werden, die in einer Datenbank verwaltet wurden.<sup>687</sup> Eine beispielhafte Zuordnung von Informationsbedarf und –angebot für die Aufgaben zur Analyse von Steinkohlekosten im Rahmen der fundamentalen Analyse findet sich in Anhang VII.

**Tabelle 69:** Übersicht über Zugang zu den Quellen des Untersuchungsraumes

Quellen	Identifikation vorhandener Informationen
Nachrichtendienste	Testzugang
Statistik- und Marktforschungsdienste	Internet-Publikationen
Firmenauskunfteien	Testzugang
Verbände/Vereine	Internet-Publikation/Anfrage
Fachzeitschriften	Probeexemplare
Marktteilnehmer	Sachlogisch vorhandene Informationen (gemäß GP 4.1.1.2.1)
Interne Quellen	Sachlogisch vorhandene Informationen (gemäß Tabelle 64)

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.1.1.3.3.2 Ausprägung der Bewertungskriterien

Der problematischste Teil in der Anwendung der Methodik ist die Festlegung der Ausprägung von Nutzenkriterien. Der Grund liegt zum einen in dem subjektiven Einfluss des Nutzers und der Interpretationsspielraum bei der Abgabe der Ratings. Eine Bewertung im Rahmen dieser Arbeit kann keine Allgemeingültigkeit besitzen, sondern spiegelt nur die Einschätzung des Verfassers hinsichtlich der Bewertungskriterien wider.

Nachfolgend soll die Bewertung dieser Kriterien kurz begründet werden, um sie zumindest einer Diskussion zugänglich zu machen. Der größte Interpretationsspielraum besteht in der Ausprägung der Kriterien „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“ und „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“.

<sup>687</sup> Es wurde das Produkt *Microsoft® ACCESS 97* zur Unterstützung folgender Aufgaben verwendet:

- Eingabe und Speicherung der Informationsbedarfs- und Angebotskombinationen und deren zugehörige Bewertung hinsichtlich der Nutzenkriterien.
- Automatische Berechnung des Nutzenindex von Informationsbedarfs- und Angebotskombinationen sowie des Informations- und Quellennutzens.
- Diverse Auswertungen zur Prüfung von Arbeitshypothesen.

Für einzelne Aufgaben des Prozessmodells wurden unterschiedliche Bewertungen vorgenommen, die in Tabelle 70 dargestellt und begründet werden. Aufgaben, die nicht erwähnt werden, sollen grundsätzlich die höchste Ausprägung hinsichtlich der beiden Kriterien erhalten.

**Tabelle 70:** *Begründung unterschiedlicher Bewertungen der Kriterien „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“ und „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“*

<b>Kernprozess bzw. Aufgabe</b>	<b>Kriterium: „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“</b>	<b>Kriterium: „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“</b>
Marktprognose: Fundamentale Analyse der Bestimmungsfaktoren	Unterscheidung in Abhängigkeit der Bedeutung von Bestimmungsfaktoren für die Grenzkosten. (siehe Anhang VIII)	-
Risikomanagement und controlling: Quantifizierung von Risiken	Abschlag auf Marktliquiditätsrisiko, da ein vorzeitiges Glattstellen von Positionen nur für einen Teil der Positionen erforderlich ist. (2)  Abschlag auf Ortsbasisrisiken, da diese aufgrund des gut ausgebauten deutschen Netzes in Deutschland fast nicht existent sind. (1)	Abschlag auf Ortsbasisrisiken, da wenig Unsicherheit über künftige Netzzustände besteht. (1)
Identifikation eines Handelspartners: Auswahl potenzieller Partner	-	Abschlag, da sich die Händler bereits gut kennen, d.h., der Informationsstand hoch ist. (2)
Verhandlung und Abschluss: Verhandlungsvorbereitung	Abschlag, da im Falle von Standardtransaktionen die Auswirkungen des Nichtzustandekommens einer Transaktion durch die niedrige Marge gering sein sollten. (3)	Abschlag, da Verhandlungsraum im Falle von Standardprodukten durch die Preistransparenz klar definiert ist. (3)
Settlement	-	Allgemeiner Abschlag für hohen Routinegrad dieser Aufgaben (3)

Anmerkung: Ausprägung des Kriteriums in Klammern.

Quelle: Eigene Darstellung

Auf Seite der *Fundamentalanalyse* sind Bestimmungsfaktoren, die einen starken Einfluss auf die kurzfristigen Grenzkosten besitzen und stark schwanken, von größerer Bedeutung für die Marktprognose und damit letztlich auch für den Markterfolg. Die Bedeutung für die Prognose wurde in GP 3.2.2.1.1.5 ausführlich analysiert und mündete in der Darstellung von Prioritätsmatrizen für die Bestimmungsfaktoren zu Kosten (Abbildung 38), Kraftwerkseinsatz (Abbildung 41) und Verbrauch (Abbildung 43).

Diese Matrizen können nun für die Bewertung des Faktors „Beitrag zum Handelserfolg“ zugrunde gelegt werden, indem jedem Feld der Matrix eine Ausprägung auf der 5-stufigen Skala zugeordnet werden soll. Diese Zuordnung findet sich in Anhang VIII und soll an einem Beispiel verdeutlicht werden: Eine unterschiedliche bzw. falsche Analyse der Veränderungen von Braunkohlekosten hat so gut wie keine Auswirkungen auf die Preisprognose, da Braunkohlekraftwerke selten das Grenzkraftwerk darstellen. Das Kriterium der Auswirkung unterschiedlicher Handlungsalternativen erhält daher den Wert Null. Hingegen werden Gaskosten aufgrund ihrer hohen Grenzkostenrelevanz mit dem Wert Vier belegt.

Im Bereich *Risikomanagement* bestehen Marktliquiditätsrisiken nur, wenn ein vorzeitiges Glattstellen der Positionen nötig wird. In einem Verbundunternehmen, mit einem hohen Anteil an Vertriebsgeschäften und hohen eigenen Erzeugungskapazitäten, sind diese Risiken im Vergleich zu anderen Risiken geringer einzuschätzen. Eine falsche Quantifizierung dieses Risikos wird daher oft ohne Auswirkungen bleiben. Dies wurde mit einem geringeren Wert für das Kriterium „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“ berücksichtigt.

Angesichts der gut ausgebauten Netzkapazitäten ist kein Ortsbasisrisiko infolge eines preislichen „Auseinanderdriften“ der einzelnen regionalen Märkte zu erwarten. Der Analyst hat daher wenig Unsicherheit über künftige Netzzustände, und eine falsche Bewertung des Basisrisikos sollte zumeist ohne Folgen bleiben. Entsprechend wurden beide Kriterien gering bewertet.

Im Bereich der *Auswahl potenzieller Handelspartner* kann ein leichter Abschlag gemacht werden. Der Händler sollte einerseits seine Geschäftspartner, zu denen er Kontakt pflegt, gut kennen, andererseits treten nach wie vor viele neue Teilnehmer in den Markt ein. Zumindest für die bestehenden Kontakte werden die Informationen zu den Handelspartnern nur geringen Neuigkeitsgrad haben.

In der Verhandlungsführung kann eine falsche Bestimmung im schlimmsten Falle zu einem Nichtzustandekommen des Geschäftes führen. Allerdings sind die Auswirkungen zumindest bei Standardtransaktionen aufgrund der niedrigen Margen im Stromhandel geringer einzuschätzen. Zudem ist durch die hohe Preistransparenz bei diesen Produkten der Verhandlungsraum klar definiert. Beide Kriterien werden daher mit einem Abschlag bewertet.

Im Bereich des *Settlement* sind die Aufgaben von hohem Wiederholungsgrad gekennzeichnet, so dass durch die hohe Routine eine geringere Unsicherheit über künftige Umweltzustände bestehen sollte. Dies drückt sich in einer generell geringeren Bewertung des Kriteriums „Unsicherheit über künftige Umweltzustände“ für alle Informationsbedarfe im Bereich des *Settlement* aus.

Für das Kriterium Häufigkeit wurden die in Kapitel 3 erarbeiteten Ausprägungen verwendet.

Die Bewertung der Kriterien „Zeitliche Adäquanz“ und „Format-Adäquanz“ erfolgte auf Basis definierter Regeln. Diese sind in Anhang IX dargestellt.

#### 4.1.1.3.3 Implikationen für Beschaffungsentscheidungen

Nach der Bestimmung der einzelnen Nutzwerte lässt sich der Nutzen nun für jede Kombination aus Informationsbedarf und -angebot, für jede einzelne Information und für jede Quelle bilden. Betrachtet man zusätzlich die Kosten der Informationen, können Aussagen zur Beschaffungsentscheidungen getroffen werden. In Anhang X findet sich eine Übersicht zur Nutzenbewertung für die einzelnen Quellen sowie deren Kosten.<sup>688</sup> Mit diesen Informationen lässt sich die GP 4.1.1.1 eingeführte Beschaffungsmatrix gemäß Abbildung 54 füllen. Bevor auf diese eingegangen wird, müssen drei Einschränkungen bzw. Anmerkungen gemacht werden.

- Auf der Kostenseite sind nur externe Informationskosten in Form der vom Informationsanbieter genannten Preise berücksichtigt. Interne Personal- und Sachkosten sind nicht enthalten.<sup>689</sup>
- Aufgrund der oben geschilderten methodischen Freiräume und der subjektiven Einflüsse kann die Darstellung nur als Grundtendenz verstanden werden. Auf keinen Fall sind kleinere relative Unterschiede, z.B. im Bereich der Nachrichtendienste, als allgemeingültig zu verstehen. Auch könnte es zu Verschiebungen kommen, wenn die unternehmensinternen Personal- und Sachkosten berücksichtigt würden. In jedem Fall ist die Bewertung daher für einen spezifischen Anwendungsfall zu wiederholen.

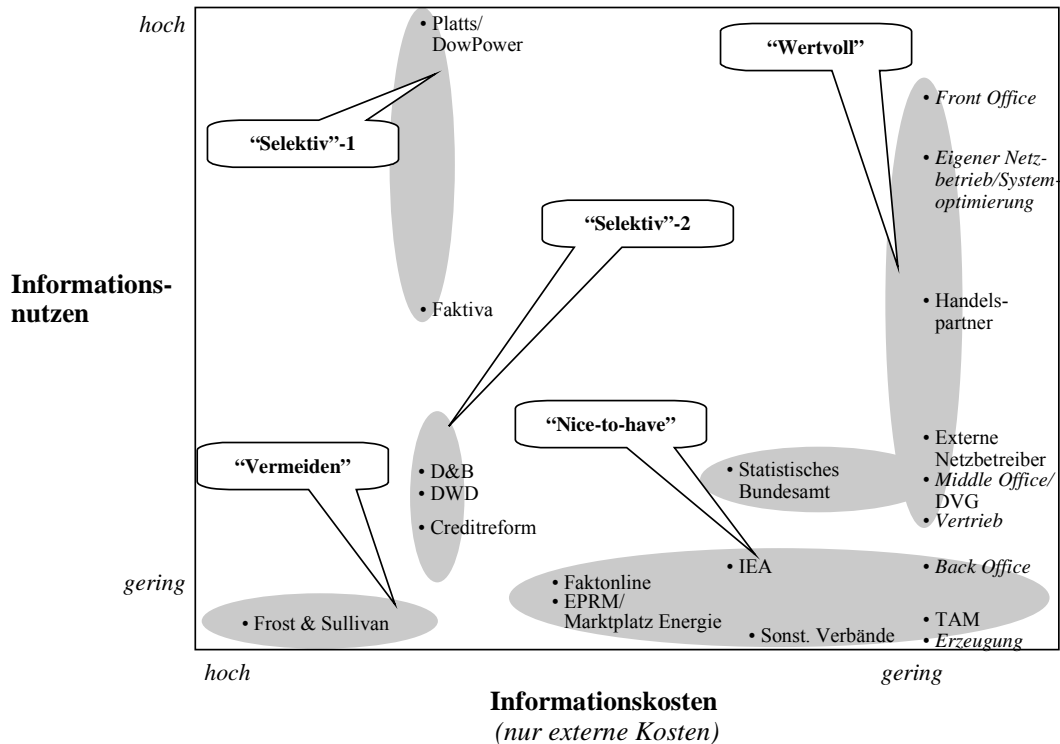
---

<sup>688</sup> Nur externe Kosten, d.h. ohne interne Personal- und Sachkosten.

<sup>689</sup> Vgl GP 4.1.1.3.1.2. Deren Bestimmung kann nur vor dem Hintergrund eines konkreten Unternehmens getroffen werden.

In dieser Matrix konnten Quellen zu den grau gekennzeichneten Gruppen zusammengefasst werden, für die eine gleichartige Beschaffungsentscheidung zu treffen ist. Allerdings sei angemerkt, dass die Einteilung dem Ermessen des Verfassers entspricht und auch anders möglich ist.

Abbildung 54: Beschaffungsmatrix



Anmerkung: Interne Quellen sind kursiv dargestellt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Anhang XI.

Gemäß des Bezugsrahmens der Beschaffungsmatrix sind die professionellen Nachrichtendienste in den Bereich der selektiven Quellen einzuordnen. Sie stellen die herausragende Quellenart für einen Stromhändler dar. Da allerdings ihre Dienste im Vergleich zu anderen Quellen teurer sind, ist eine Auswahl zu treffen. Der Stromhandel sollte sich daher auf ein bis zwei Angebote aus dem Bereich der professionellen Nachrichtendienste beschränken.<sup>690</sup>

Wetterdienste und Firmenauskunfteien können als „Querschnittsdienstleister“ bezeichnet werden, weil ihr Informationsangebot branchenunabhängig benötigt wird. Sie

<sup>690</sup> Aufgrund der gesammelten Erfahrungen empfiehlt sich die Selektion einer Primäragentur, um einen Aktualitätsvorteil zu haben und einer Sekundäragentur, um eine möglichst vollständige Abdeckung der Marktnachrichten zu erreichen.

unterstützen sehr begrenzte Aufgabenbereiche im Stromhandel und weisen deshalb nur einen mittleren Informationsnutzen auf. Dennoch haben sie eine Bedeutung, beispielsweise kann der Deutsche Wetterdienst (DWD) als einzige Institution in Deutschland Temperaturhistorien über längere Zeiträume anbieten. Da sie einen signifikanten Kostenaufwand darstellen, sollte die Beschaffung mit den anderen Verwendungsmöglichkeiten im VU abgestimmt werden (z.B. Lastprognose in der Systemoptimierung).

In den Bereich der wertvollen Quellen, d.h. hoher Nutzen bei niedrigen Kosten, fallen vor allem die internen Funktionsbereiche und die Marktteilnehmer. Da diese Quellen nicht den Massenmedien zuzuordnen sind, sondern direkt zwischen Nutzer und Quelle ausgetauscht werden, liefern sie in vielen Bereichen exklusive Informationen, die von externen Anbietern nicht bereitgestellt werden können. Hier ragen vor allem die Funktionsbereiche Netz und Systemoptimierung und der Front-Office-Bereich heraus, worauf nachfolgend noch eingegangen wird. Neben diesen bilateralen Quellen hat sich der DVG platziert. Er liefert im Gegensatz zu anderen Verbänden unabdingbare Informationen für laufenden Stromhandel.<sup>691</sup> Diese Quellen, sind wertvolle Quellen im ökonomischen Sinne und in der Beschaffung zu priorisieren.

Im Bereich der Quellen mit geringen Kosten, aber auch Nutzen befinden sich überwiegend Statistikdienstleister, Verbände und Fachzeitschriften. Der geringe Nutzen dieser Quellen rührt vor allem daher, dass sie den hohen Anforderungen einer Handelseinheit an die Aktualität der Daten nicht gerecht werden. Gemäß der Logik der Beschaffungsmatrix sind diese Quellen in den Bereich der „Nice-to-have“ Informationen einzuordnen.

Vermeiden sollte eine Stromhandelseinheit die teuren Dienste von professionellen Marktforschern. Für den speziellen Anwendungszweck eines Stromgroßhändlers ist der Nutzen des untersuchten Informationsangebots nahe Null und daher im ökonomischen Sinne wertlos.

---

<sup>691</sup> Hier sind vor allem die veröffentlichten Netzengpässe, die Bilanzkreisübersicht und die Publikationen zur Durchführung der Netznutzung zu nennen.



#### 4.1.1.3.3.4 Informationsvorteile durch exklusive interne Marktinformationen

Ein zweites zentrales Ergebnis dieser Untersuchung ist die Tatsache, dass auf Seiten eines VU klare Informations- und damit Wettbewerbsvorteile gegenüber den unabhängigen Großhändlern bestehen. Bereits oben wurde ersichtlich, dass Informationen aus den internen Funktionsbereichen eine erhebliche Bedeutung für eine Handelseinheit haben. Zudem können sie exklusiven Charakter aufweisen, wenn vergleichbare Informationen aus anderen Quellen den Marktteilnehmern nicht zugänglich sind. Selektiert man relevante Informationsbedarfe, denen Informationen aus internen Quellen zugeordnet werden können, dies gleichzeitig aber nicht aus externen Quellen möglich ist, deren Rating eine ausreichende inhaltliche und zeitliche Adäquanz aufweist,<sup>692</sup> so erhält man die Informationsvorteile eines VU-Händlers. Es existieren verschiedene Informationsbedarfe, die ausschließlich aus internen Quellen adäquat gedeckt werden können, da diese Informationen aus den Aktivitäten der Funktionsbereiche Erzeugung, Netz, Vertrieb und der Systemoptimierung exklusiv im Unternehmen generiert werden. Das Auswertungsergebnis findet sich in Anhang XI. Nachfolgend seien die wesentlichen Informationsvorteile kurz beschrieben.

Der Funktionsbereich *Erzeugung* liefert exklusive Informationen zu Betriebskosten, Laufzeiten und der technischen Effizienz der Kraftwerke im Erzeugungssystem. Diese Daten sind durch Wettbewerb in der Systemoptimierung mittlerweile ein gut gehütetes Geheimnis der Versorger, wurden vor der Liberalisierung aber noch zwischen den Versorgern ausgetauscht. Sie sind insbesondere von Bedeutung für die Bestimmung der Grenzkosten und in dieser Form nicht am externen Informationsmarkt zu erhalten. Allerdings ist der Vorteil dieser Information gering, da es sich um stabile Faktoren handelt, die bereits am Markt eingepreist sind. Aus diesem Grunde sind diese Informationen in Zusammenhang mit der Fundamentalanalyse in Anhang XI nicht aufgelistet.

Der Funktionsbereich *Netz* überwacht den Zustand des Netzes im eigenen Regelkreis. Er ist daher ein bedeutender Träger exklusiver Informationen über aktuelle Engpässe im Erzeugungssystem. Zudem fallen historische Lastdaten an, welche zur Lastprognose verwendet werden können. Im Rahmen der Kraftwerkseinsatzsteuerung erfährt der Netzbetreiber vor allen anderen Marktteilnehmern oder Nachrichtendiensten, wenn ein

ungeplanter Kraftwerksstillstand im eigenen Regelkreis auftritt. Durch den Verbund-  
austausch kennt er die Last und die geplanten Instandsetzungsmaßnahmen auch für die  
angrenzenden Regelkreise. Im Rahmen der Betriebsführung kennt der Funktionsbereich  
Netz die eigene Kostenentwicklung und - bedingt durch das in der VV II geforderte  
Kostenbenchmarking - die der anderen Netzbetreiber. Da die Netzgebühren sich an den  
Kosten orientieren, können somit Rückschlüsse auf die Entwicklung der Netzgebühren  
getätigt werden. Alle diese Informationen stellen wertvolle Informationsvorteile in der  
fundamentalen Analyse dar. Aufgrund der in der Durchführung von Übertragungs-  
dienstleistungen anfallenden Daten sind teilweise Rückschlüsse auf die physische  
Position der Geschäftspartner möglich, was vor allem in den Verhandlungen exklusiv  
durch den Händler genutzt werden kann. Der Funktionsbereich *Systemoptimierung*  
erhält im Zuge der Brennstoffdisposition preisrelevante Informationen zu Lagermengen,  
fakturierten Preisen und der Preisbindung von Gas und Kohle. Entsprechende Daten  
werden extern durch das Statistische Bundesamt oder die internationale Energieagentur  
(IEA) zwar bereitgestellt, erreichen die Marktteilnehmer mit mindestens einmonatiger  
Verspätung. Über die Instandhaltungsplanung kennt die Systemoptimierung die typi-  
schen Instandhaltungsrhythmen in der Energiewirtschaft und liefert exklusive Informa-  
tionen zu geplanten Stillständen eigener und teilweise fremder Kraftwerke. Externe  
Quellen können dies nur bei Kernkraftwerken leisten, da hier eine Meldepflicht bei  
Stillständen besteht. Die VU besitzen daher deutliche Informationsvorteile zur Verfüg-  
barkeit von Kraftwerken. Zudem verfügt die Systemoptimierung über historisch  
gewachsenes Know-how in der Erstellung von Lastprognosen. Wird dies vom VU-  
Händler genutzt, ist er in der Lage, die Last und - mit seinem Wissen zur Kraftwerks-  
verfügbarkeit - das voraussichtliche Grenzkraftwerk und damit den Preis exakter als  
andere Marktteilnehmer zu prognostizieren. Ferner unterstützen Informationen zur  
Lastprognose das Pricing, die Einschätzung der Volumenrisiken und Bestimmung der  
Verhandlungsposition der Geschäftspartner.

Der *Vertrieb* kann seinerseits Hinweisen und Signalen zum Markt mit Preisrelevanz  
oder zu Positionen einzelner Marktteilnehmer bereitstellen.

---

<sup>692</sup> In dieser Selektion wurden alle Informationen als ausreichend adäquat betrachtet, deren Rating für die  
inhaltliche und zeitliche Adäquanz unter dem Wert 3 („weitestgehend erfüllt“) lag.

Die *Handelseinheit* selbst generiert ihrerseits exklusive Informationen zum Aufbau von proprietärem Wissen in der technischen und fundamentalen Analyse sowie in Pricing und Risikomanagement.

#### 4.1.1.3.4 Fazit

Die Erarbeitung der Grundlagen einer Informationsbewertung und die konkrete Durchführung hat verschiedene Erkenntnisse hervorgebracht.

Zunächst konnte die ökonomisch sinnvolle Struktur der Informationsquellen im Stromhandel identifiziert werden. Sie ist gekennzeichnet von ein bis zwei selektierten Nachrichtendiensten sowie Anbietern in den Bereichen Wetter- und Firmenauskunft. Nutzt der Händler die noch vorhandenen Informationen der so genannten bilateralen Quellen, d.h., der internen Funktionsbereiche und der Marktteilnehmer sowie der DVG und des Statistischen Bundesamtes, so ist der Informationsbedarf weitestgehend abgedeckt. Daneben existiert eine Vielzahl so genannter „Nice-to-have“- Informationen, die zwar den Nutzer zu Beschaffungsaktivitäten verleiten können, deren Nutzenzuwachs jedoch gering ist.<sup>693</sup> Auf weitere Beschaffungsaktivitäten ist zum Zwecke der Transaktionskostenoptimierung zu verzichten. Welche Quellen konkret in ein ökonomisches Informationsangebot eingehen können, soll aufgrund der methodischen Freiheitsgrade und der subjektiven Einflüsse nicht beantwortet werden.<sup>694</sup>

Neben der Frage welche Quellen zu nutzen sind, wurde die Frage nach Informationsvorteilen beantwortet. Hier hat sich gezeigt, dass vor allem die traditionellen Funktionsbereiche der Systemoptimierung und des Netzbetriebs Träger exklusiver Informationen sind, die neben weiteren Vorteilen im Pricing, Risikomanagement und der Verhandlungsführung vor allem eine deutlich bessere Prognose des Preises ermöglichen. Dieser Informationsvorteil ist ein wesentlicher Wettbewerbsvorteil gegenüber unabhängigen Großhändlern. Der Handelserfolg eines VU hängt daher stark davon ab, inwieweit es gelingt, die exklusiven internen Informationen in der Handelseinheit zu kanalisieren.

---

<sup>693</sup> Gerade diese Quellen bergen die Gefahr eines „Information Overload“; vgl. Fußnote 610. Ggf. kann es daher Sinn machen, die Beschaffungsaktivitäten aus diesen Quellen zu unterbinden.

<sup>694</sup> Ohnehin ist durch die starke Veränderlichkeit der externen Quellen, die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Quellen laufend zu überprüfen.

## 4.1.2 Informationsabgabe

In den Fällen, in denen Informationen schwer zugänglich sind, müssen die selektierten Informationen mittels geeigneter Maßnahmen vor der eigentlichen Beschaffung freigesetzt werden. Die damit verbundenen Maßnahmen sollen unter dem Begriff der Informationsabgabe subsummiert werden. Wie KELLER hervorhebt, stellt sich die Informationsabgabe für den Informationsinhaber als Entscheidungssituation dar, in der er über Inhalt, Form und Zeitpunkt der Informationsabgabe zu entscheiden hat.<sup>695</sup>

### 4.1.2.1 Grundlagen der Informationsabgabe

#### 4.1.2.1.1 Informationsabgabe und Zugänglichkeit von Quellen

Prinzipiell ist zwischen zwei Arten von Quellen zu unterscheiden, deren Problemstellung hinsichtlich der Informationsabgabe unterschiedlich gelagert ist.

Zum einen existieren Quellen, aus denen Informationen *sehr leicht zu gewinnen* sind, deren Charakteristik nachfolgend dargestellt wird:

- Es handelt sich um externe Quellen mit expliziten Informationen, deren kommerzielle Vermarktung ein Teil des Geschäftsmodells des Anbieters darstellt. In diese Kategorie fallen beispielsweise Nachrichten- und Statistikdienste.
- Die Informationsbereitstellung ist Teil des Selbstverständnisses einer Institution, was typischerweise auf Verbände zutrifft.
- Es handelt sich um Informationen aus internen Quellen, die im laufenden Geschäftsbetrieb einer Organisationseinheit automatisch und regelmäßig generiert sowie kodifiziert werden. Als ein Beispiel sei die Lastprognose im Funktionsbereich Systemoptimierung genannt.

Diese Informationen können hinsichtlich Inhalt und Quelle exakt spezifiziert werden. Der Abgabemechanismus ist bei externen Quellen der Informationsmarkt. Bei internen Quellen kann aufgrund der Spezifizierbarkeit der Informationen eine standardisierte Abgabe über die Weisungskompetenz, ggf. in Verbindung mit einer Kostenverrechnung,<sup>696</sup> sichergestellt werden.

Zum anderen existieren Quellen, deren Informationen *sehr beschränkt zugänglich* sind. Dabei handelt es sich um interne, meist nicht kodifizierte bzw. strukturierte Informatio-

---

<sup>695</sup> Vgl. Keller (1995) S. 68-73.

nen, die sich im Handel, in anderen Abteilungen des VU oder in der Interaktion mit den Marktteilnehmern ergeben. Diese Informationen sind wie folgt zu kennzeichnen:

- Die Informationen fallen sehr unregelmäßig an.
- Die Informationen fallen als Nebenprodukt der normalen Geschäftstätigkeit an, so dass ein auf die Bewältigung seiner individuelle Aufgabe fixierter Inhaber der Information, deren Wert nicht erkennt und deshalb keine Notwendigkeit sieht, diese zu kodifizieren und sie ggf. sogar verwirft, d.h., sie aus seinem Gedächtnis löscht.
- Die Informationen lassen sich nur schwer artikulieren, z.B. Informationen über Verhaltensweisen von Transaktionspartner. Dies erschwert die Kodifizierung.
- Aus Sicht des Handels handelt es sich um Informationen, die in internen Quellen im Unternehmen verborgen sind.<sup>697</sup>

Das Vorkommen dieser Informationen ist nicht exakt zu spezifizieren und deren Existenz ist oft nur dem Inhaber bekannt. Eine Sicherstellung der Abgabe über die Weisungskompetenz ist daher kaum möglich. Die Abgabe muss daher freiwillig vom Nutzer erfolgen. Informationsquellen, die diese Charakteristika aufweisen, sollen als „Pull-Quellen“ bezeichnet werden. Sie stellen hohe Anforderungen an einen Abgabemechanismus, da dieser bei jedem einzelnen Informationsanfall die Abgabebestimmung des Informationsinhabers herbeiführen muss.

#### **4.1.2.1.2 Bedeutung der Informationsabgabe im Stromhandel**

Viele der exklusiven internen Informationen, aber auch der externen Informationen, fallen im Rahmen des normalen Tagesgeschäftes des VU bei verschiedenen Aufgabenträgern an, die nicht zwingend für dessen Aufgabenerfüllung erforderlich sind, aber für den Handel hohe Relevanz haben. In dieser Arbeit soll davon ausgegangen werden, dass diese Informationen in nicht kodifizierter oder nicht strukturierter Form vorliegen. Sie haben dann eine hohe Bedeutung, wenn sie nicht durch andere explizite Quellen gedeckt werden können bzw. die Erschließung dieser Quellen prohibitiv hohe Kosten verursachen würde. Eine Selektion von Informationsbedarfen, die ausschließlich durch nicht kodifizierte bzw. strukturierte Informationen in adäquater Form bedient werden

---

<sup>696</sup> Vgl. zur Verrechnung von Informationskosten GP 4.1.1.3.1.2.

<sup>697</sup> Dies gilt auch, wenn die Informationen ursprünglich aus externen Quelle (Marktteilnehmer) generiert wurden.

können,<sup>698</sup> zeigt, dass diese in allen Funktionsbereichen eines VU inklusive des Handels anfallen und sich extern aus der Interaktion mit Händlern bzw. Brokern ergeben. Es handelt sich dabei meist um zufällig aufgeschnappte Informationen, welche das VU mit seinen Einheiten am Markt erhält, sowie um das „Händlernetzwerk“, welches die Beziehungen und das Wissen über Transaktionspartner bezeichnen soll.

**Tabelle 71: Schwer zugängliche Informationen im Stromhandel**

Quelle	Informationen (Schwer zugänglich)
Erzeugung	Erfahrungswerte zu Kosten, Laufzeit und Wirkungsgrad der anderen Kraftwerke aus dem Austausch mit anderen Erzeugern
Systemoptimierung	Hinweise aus Gesprächen mit Lieferanten (Brennstofflieferanten und Wartungsdienst)
Netz	Hinweise auf Nettopositionen einzelner Marktteilnehmer
Handel	Erfahrungen bzw. Wissen der eigenen Analysten und Portfoliomanager zu Methodik (Pricing, Risikomanagement, technische Analyse usw.)
	„Netzwerk“ eines Händlers
	Hinweise auf die Positionen von Handelspartnern aus regelmäßigen Kontaktgesprächen, Anfragen oder Verhandlungen mit Marktteilnehmern
Vertrieb	Hinweise auf die Positionen von Handelspartnern und allgemeine Marktinformationen

*Quelle: Eigene Auswertung.*

Eine Übersicht über typischerweise nicht kodifizierte Informationen, die nicht durch andere Informationen gedeckt werden können, gibt Tabelle 71. Der Anteil schwer zugänglicher Informationen zeigt, dass die Informationsabgabe hohe Bedeutung im Stromhandel hat, so dass es Mechanismen bedarf, die den Inhaber der Informationen dazu veranlassen, diese freiwillig abzugeben.

#### **4.1.2.1.3 Barrieren der Informationsabgabe**

Nachfolgend soll untersucht werden, welche Barrieren existieren, die verhindern, dass ein einzelner Informationsinhaber handelsrelevante Informationen freigibt. Im Jahre 1998 wurden in Rahmen einer Studie des Fraunhofer Instituts die Gründe des mangelnden Informations- und Wissensaustauschs erforscht. Das Ergebnis ist in Abbildung 55 dargestellt. Hieraus lassen sich drei Arten von Barrieren identifizieren, die den Informations- und Wissenstransfer blockieren.

<sup>698</sup> Zur Bestimmung ausreichend adäquater Informationen vgl. Fußnote 692.

**Abbildung 55: Barrieren des Informations- und Wissensaustauschs im Unternehmen (in % aus Sicht der Befragten)**

Zeitknappheit	70,1%	
Fehlendes Bewußtsein	67,7%	Falsche Wertschätzung
Unkenntnis über den Wissensbedarf	39,4%	Falsche Wertschätzung
Einstellung „Wissen ist Macht“	39,0%	Opportunistisches Verhalten
Fehlende Transparenz	34,6%	Hohe Transaktionskosten
Fehlende Anreizsysteme	34,4%	Opportunistisches Verhalten
Zu hohe Mitarbeiterspezialisierung	32,3%	Falsche Wertschätzung
Kein organisierter Wissensaustausch	28,7%	Hohe Transaktionskosten
Ungeeignete IT-Infrastrukturen	28,3%	Hohe Transaktionskosten
Hierarchische Strukturen	28,0%	Hohe Transaktionskosten
Konkurrenz der Abteilungen	27,6%	Opportunistisches Verhalten
Fehlende Unternehmenskultur	26,7%	Falsche Wertschätzung

Quelle: Modifizierte Darstellung nach Berres (1998) S. 61.

Die erste Barrierenart scheint die *fehlende bzw. falsche Wertschätzung des Informationsaustauschs* zu sein. Aufgabenträger aus Organisationseinheiten, welche nicht dem Handel zugeordnet sind, erhalten in der Interaktion mit Marktteilnehmern Informationen, die für ihren normalen Geschäftsbetrieb nicht, für den Handel jedoch sehr wohl relevant sind. Der Aufgabenträger weiß nicht um die Relevanz für den Handel und verwirft die Information. Hierunter fällt vor allem die hohe Anzahl an Nennungen zu „Fehlendes Bewusstsein“ „Unkenntnis über den Bedarf“ oder „Fehlende Unternehmenskultur“. Auch die Nennung „Zu hohe Mitarbeiterspezialisierung“ kann dieser Gruppe zugeordnet werden.

Die zweite Barrierenart sind die *zu hohen Transaktionskosten für den Informationstransfer*. Der Informationsinhaber ist sich des Wertes seiner Information bewusst und/oder der Informationsinhaber weiß, dass es die Informationen im Unternehmen gibt, jedoch kostet es zuviel Mühe und damit prohibitiv hohe Transaktionskosten, um Informationen und Wissen weiterzugeben bzw. für den Handel zu beschaffen.<sup>699</sup> Hierunter fallen vor allem die Nennungen „Fehlende Transparenz“, „Hierarchische Struktu-

<sup>699</sup> Zur Definition von Transaktionskosten vgl. GP 1.4.

ren“, aber auch „Ungeeignete IT-Strukturen“ und „Kein organisierter Wissensaustausch“.

Die dritte Barrierenart ist *opportunistisches Verhalten des einzelnen Informationsinhabers* oder einer Organisationseinheit. Unterstellt man, dass sich der Mensch als individueller Nutzenmaximierer verhält, versucht jeder Akteur, innerhalb der von ihm wahrgenommenen Handlungsmöglichkeiten und –restriktionen, entsprechend seiner Präferenzen, seine eigenen Ziele zu verfolgen und sein Eigeninteresse zu verwirklichen.<sup>700</sup> Die Möglichkeit zu opportunistischem Verhalten ist immer dann gegeben, wenn Informationsasymmetrie zwischen dem Informationsinhaber und einem potenziellen Nutzer der Informationen herrschen. Dies führt zu einem klassischen Agency-Problem zwischen dem potenziellen Nutzer als Prinzipal und dem Inhaber von Informationen als Agenten.<sup>701</sup> Der Prinzipal kennt den Informationsstand des Agenten („Hidden Information“) nicht, der Agent gibt die Informationen aus opportunistischen Gründen nicht heraus. Dies bedeutet auch, dass die Akteure sich strategisch verhalten, ihre eigenen Interessen auch zum Nachteil anderer verfolgen, gegebenenfalls auch unter Missachtung sozialer Normen.<sup>702</sup> Aus diesem Grunde mag ein Händler bzw. Portfoliomanager versuchen, sein Netzwerk und sein proprietäres Methodikwissen in der Preisprognose, Pricing oder Risikomanagement für sich zu behalten, da genau dieses seinen Marktwert determiniert. Ein Mitarbeiter in Erzeugung, Vertrieb, Systemoptimierung und im Netzbetrieb wird sich nicht um die Weitergabe von handelsrelevanten Informationen kümmern, wenn dies seiner regulären Arbeitsleistung abträglich ist, aufgrund der er von seinem Vorgesetzten beurteilt wird. Als Annahme kann hingegen gelten, dass die Subziele der Abgabe von handelsrelevanten Informationen der internen Abteilungen sowie von methodischem Wissen und von Informationen aus Netzwerk des Händlers mit dem Gesamt-Zielsystem des VU im Einklang stehen. Als Folge entsteht ein Zielkonflikt zwischen den individuellen Zielen und denen des Unternehmens. Dies spiegelt sich vor allem in den Nennungen zu „Wissen ist Macht“, „Konkurrenz der Abteilungen“ und auch in „fehlenden Anreizsystemen“ wider, da ein Anreizsystem die

---

<sup>700</sup> Vgl. Picot/Reichwald/Wigand (1998), S. 38.

<sup>701</sup> Vgl. zur Principal-Agent-Problematik Erlei/Lescke/Sauerland (1999) S. 106-126.

<sup>702</sup> Vgl. Picot/Reichwald/Wigand (1998), S. 43.



Ziele von Unternehmen und Informationsinhaber harmonisieren und damit opportunistisches Verhalten verhindern könnte.

Die Überwindung dieser Barrieren ist ein typisches Forschungsfeld des Themenbereichs „Wissensmanagement“, welches hierzu verschiedene Ansätze liefert.

#### **4.1.2.1.4 Informations- und Transaktionskostenvorteile in der Informationsabgabe**

Aktivitäten in Zusammenhang mit der Informationsabgabe zielen darauf, die im Unternehmen existierenden Barrieren der Informationsabgabe zu überwinden und die schwer zugänglichen aber wertvollen Informationen freizusetzen, sofern sie nicht aus anderen Quellen leichter zu beschaffen sind. Ökonomische Aspekte der Informationsabgabe liegen daher zum einen in der Erzielung von *Informationsvorteilen*, wenn die abzugebenden schwer zugänglichen Informationen anderen Marktteilnehmer gänzlich vorenthalten sind und zum anderen wieder in der Schaffung von *Transaktionskostenvorteilen*. Der Ansatzpunkt der Vermeidung von Bereitstellungsaktivitäten zielt darauf, Abgabemechanismen zu implementieren, die sich auf die GP 4.1.2.1.2 dargestellten Informationen beschränken. Zur Frage der Organisation und technischen Abgabeaktivitäten kann auf die existierenden Ansätze im Wissensmanagement zurückgegriffen werden. Allerdings unterscheidet sich die Problemstellung im Wissensmanagement von der hier betrachteten Problematik der Abgabe von den in GP 4.1.2.1.2 analysierten Informationen. Während das Wissensmanagement auf die Abgabe der impliziten Informationen im ganzen Unternehmen verstreuten Unternehmen abzielt, sind die hier betrachteten Informationen weitestgehend kodifizierbar und die Herkunft gut definiert. Aus ökonomischen Gründen ist es daher sinnvoll, nur die Teile aus Konzepten und Ansätzen des Wissensmanagements zu übernehmen, die dem kleineren Fokus der Informationsabgabe einer überschaubaren Menge an expliziten Informationen dienen.

Im Folgenden wird daher zunächst untersucht, welche Barrieren für die zuvor dargestellten Informationen relevant sind (GP 4.1.2.2.1). Im nächsten Schritt sind die Lösungsansätze des Wissensmanagements für diese Barrieren zu betrachten und ihre Übertragbarkeit für den Stromhandel zu prüfen (GP 4.1.2.2.2).

## 4.1.2.2 Ableitung von Gestaltungshinweisen für den Stromhandel zur Überwindung von Abgabebarrrieren

### 4.1.2.2.1 Relevanz von Abgabebarrrieren im Stromhandel

Versucht man zu analysieren, welche der drei Barrieren eine Informationsabgabe im Handel verhindert, lässt sich keine allgemeingültige Aussage treffen, da diese unternehmensspezifisch stark schwanken können. Die nachfolgende Zuordnung schwer zugänglicher, handelsrelevanter Informationen an Barrieren der Informationsabgabe ist daher lediglich als Tendenz, nicht jedoch als Norm zu verstehen.

**Tabelle 72: Bedeutende Informationen aus „Pull“-Quellen und Barrieren der Weitergabe**

Quelle	Pull-Informationen (gruppiert)	Barriere (tendenziell)		
		Falsche Wert-schätzung	Hohe Transaktions-kosten	Opportu-nismus
Erzeugung	Erfahrungswerte zu Kosten, Laufzeit und Wirkungsgrad der anderen Kraftwerke aus dem Austausch mit anderen Erzeugern	X	(X)	
		X	(X)	
		X	(X)	
Systemoptimierung	Hinweise aus Gesprächen mit Lieferanten (Brennstofflieferanten und Wartungsdienste)	X	(X)	
Netzbetrieb	Hinweise auf Nettopositionen einzelner Marktteilnehmer in fremden Regelkreisen	X		
Vertrieb	Hinweise auf die Positionen von Handelspartnern und allgemeine Marktinformationen	X	(X)	
Handel	Erfahrungen bzw. Wissen der eigenen Analysten und Portfoliomanager zu Methodik (Pricing, Risikomanagement, technische Analyse usw.)		(X)	X
	„Netzwerk“ eines Händlers		(X)	X
	Hinweise auf die Positionen von Handelspartnern aus regelmäßigen Kontaktgesprächen, Anfragen oder Verhandlungen mit Marktteilnehmern.		X	

X: zutreffend, (X): eingeschränkt zutreffend

Quelle: Eigene Darstellung

Tendenziell gilt, dass es für Mitarbeiter der internen Funktionsbereiche, sofern sie an obige Informationen gelangen, kein Anreiz besteht, diese dem Handel vorzuenthalten, d.h., kein Grund für opportunistisches Verhalten besteht. Erfolgt dennoch keine Kodifizierung und Weitergabe, ist der Grund eher im mangelnden Bewusstsein bezüglich der Handelsrelevanz, als in zu hohen Transaktionskosten zu suchen. Da für die Weitergabe der obigen Informationen nur ein kurzer Anruf im Handel notwendig ist, können zu hohe Transaktionskosten als Begründung für mangelnden Austausch nur gelten, wenn die Informationen sehr häufig und immer bei dem gleichen Individuum anfallen.

Im Bereich des Handels ist die Situation differenzierter zu sehen. Den Marktwert eines Händlers beeinflusst sein „Netzwerk“, d.h., seine Beziehungen zu und sein Wissen über Transaktionspartner, wesentlich, da er damit in der Lage ist, ein besseres Handelsergeb-

nis zu erzielen als seine Kollegen. Gleiches gilt für den Analysten und Portfoliomanager in Zusammenhang mit seinem proprietären Methodenwissen zur Preisprognose, Risikomanagement oder Pricing. Aus Sicht des Unternehmens wäre es wünschenswert, dieses Methodenwissen offen zu legen und unter den Händlern bzw. Portfoliomanagern auszutauschen und so insgesamt einen besseren Handelserfolg zu erzielen. Dies gilt insbesondere, da die Aufgabenträger häufig den Arbeitgeber wechseln und ihr Wissen für das Unternehmen dann verloren geht. Verfügen die Aufgabenträger über proprietäres Wissen, welches ihnen beispielsweise zu einer exakteren Preisprognose verhilft, existieren hingegen Anreize, dieses Wissen nicht oder nur begrenzt weiterzugeben, da ansonsten ein Wettbewerbsvorteil am Arbeitsmarkt verloren geht. Es kann daher von einem begrenzt opportunistischen Verhalten aufgrund eigener Nutzenoptimierung zu Lasten des Gesamtunternehmens ausgegangen werden. Dies gilt wiederum nicht für handelsrelevante Marktinformationen, die im Rahmen einer Anfrage oder Verhandlung mit anderen Händlern und Brokern von einem Händler aufgenommen werden. Sollten diese nicht an die Analysten weitergegeben werden, so kann der Grund nur in einem hektischen Handelstag und dem damit verbundenen Zeitmangel liegen. Opportunistisches Verhalten ist auszuschließen, da die variable Vergütung des Händlers i.d.R. so konzipiert ist, dass die Erfolgsprämie nicht sinkt, wenn der Kollege ein besseres Handelsergebnis erzielt.<sup>703</sup> Eine falsche Wertschätzung ist auch unwahrscheinlich, da der Händler die Bedeutung der Information einschätzen können müsste.

#### **4.1.2.2.2 Ansätze des Wissensmanagements zur Überwindung von Abgabebarrrieren und ihre Eignung für den Stromhandel**

Es ist eine Gemeinsamkeit fortschrittlicher Ansätze des Forschungsbereichs „Wissensmanagements“, dass sie auf allen Wirkungsebenen ansetzen. So fordert BERRES, Maßnahmen in den Bereichen „Vision und Strategie“, „Werte und Verhalten“, „Struktur und Prozesse“ sowie Systeme zu implementieren.<sup>704</sup>

Nachfolgend seien verschiedene Maßnahmen aus Ansätzen der Literatur den zuvor analysierten Barrieren zugeordnet und geprüft, inwieweit sie der Fragestellung angemessen erscheinen. Ein Anspruch auf Vollständigkeit kann aufgrund der Vielzahl an

---

<sup>703</sup> Quelle: Angabe der Marktteilnehmer.

Möglichkeiten nicht erhoben werden. Auch hat die Trennung in Einzelmaßnahmen analytische Natur, da Maßnahmen sich teilweise bedingen oder zumindest unterstützen.

**Tabelle 73: Mögliche Ansätze zur Überwindung der Information- und Wissensbarrieren**

Wirkungsebene	Maßnahmen/Ansätze	Betroffene Wissensbarriere		
		Falsche Wert-schätzung	Hohe Trans-aktions-kosten	Opportu-nistisches Verhalten
<i>Vision/ Strategie</i>	Formulierung und Kommunikation einer unternehmensweiten Wissensvision/ Festlegung einer Wissensstrategie	X		
<i>Werte/ Verhalten</i>	Erhebung von Kenngrößen zur Wissensinteraktion zwecks Leistungsmessung und –controlling sowie Kommunikation an die Mitarbeiter	X		
	Einsatz von Kontrollmechanismen (“Monitoring”)	(X)		X
	Einsatz von Anreizmechanismen	X	(X)	X
<i>Struktur/ Prozesse</i>	Einführung einer den Informationsaus-tausch fördernden Organisationsstruktur		X	
	Schaffung von Transparenz durch firmenweite „Yellow pages“		X	
	Einsatz eines Informations- und Wissens-koordinators		X	
	Methoden des Zusammenbringens von Wissensinhabern		X	
<i>Systeme</i>	Einsatz von Informations- und Kommuni-kationstechniken zur Vereinfachung des Austausches		X	

X: Voll zutreffend, (X): Teilweise zutreffend.

Quelle: auf Basis von Berres (1998) S. 59, Nähter/Mitschke (1998) S. 6, Seufert/Seufert (1998) S. 81-83.

Auf der Ebene der Visionen und Strategie fordert BERRES, einen Wandel in den Unternehmenswerten zu vollziehen, deren Ausgangspunkt in der Formulierung einer unternehmensweiten *Wissensvision und einer Wissensstrategie* liegt.<sup>705</sup> Die Vision sollte in den Unternehmensleitlinien festgehalten und von den Führungskräften kommuniziert werden. Auf diese Weise kann der Stellenwert der Informations- und Wissensteilung für alle Organisationsmitglieder und die relevante Umwelt sichtbar gemacht werden. BERRES sieht darin die Voraussetzung, dass sich eine unternehmensweite und funktions-

<sup>704</sup> Vgl. Berres (1998) S. 58. Letztlich führen diese Ansätze in der Implementierung immer auf organisatorische und systemtechnische Maßnahmen zurück.

<sup>705</sup> Vgl. Berres (1998) S. 59

übergreifende Wissensorientierung hinsichtlich Werten und Verhalten durchsetzt.<sup>706</sup> Die Maßnahme setzt damit an der Barriere einer falschen Wertschätzung der Informationen an. Das Thema der Informations- und Wissensteilung ist jedoch aus einer unternehmensweiten Perspektive zu sehen, da eine Wissensteilung allen Funktionsbereichen zu gute kommt. Beispielhaft sei der Austausch von Erfahrungen oder „Best-Practice“-Vergleiche in der Instandhaltung der verschiedenen Kraftwerksstandorte genannt. Aus diesem Grunde sollten eine Wissensvision und Strategie unabhängig vom Stromhandel unternehmensweit konzipiert und kommuniziert werden.

Auf Ebene der Werte und des Verhaltens schlagen NÄTHER/MITSCHKE vor, eine konsequente *Leistungsmessung* und ein *Leistungscontrolling* zu implementieren, um sicherzustellen, dass die Qualität des Wissens, der Wissensträger sowie der erzielten Ergebnisse anspruchsvollen Anforderungen genügt. Die erzielten Ergebnisse sind im Unternehmen zu kommunizieren, um die Wertschätzung des Informations- und Wissenstransfers zu fördern.<sup>707</sup> Zudem ist die Leistungsmessung notwendig, um die Umsetzung der Wissensvision und Strategie im Unternehmen zu kontrollieren.<sup>708</sup> Die Leistungsmessung sollte sowohl Input- und Outputcontrolling umfassen. Ersteres betrachtet Art, Qualität und Inhalt des transferierten Wissens, letzteres sollte Hinweise auf den mit der Wissensverwendung verbundenen Erfolg liefern. Die Autoren unterlassen leider entsprechende Hinweise auf messbare Kennzahlen. Nachfolgend seien in Tabelle 74 beispielhaft einige Input- und Outputkennzahlen genannt, wie sie für den Stromhandel geeignet erscheinen.

**Tabelle 74: Kennzahlen zur Messung der Informationsabgabeleistung**

<b>Inputorientierte Kennzahlen</b>	<b>Outputorientierte Kennzahlen</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anzahl der Informationsabgaben an den Handel</li> <li>▪ Summe des Informationsnutzens der übermittelten Informationen<sup>709</sup></li> <li>▪ Zeitspanne von Informationseingang bis Übermittlung an den Handel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anzahl ausgelöste Handelstransaktionen</li> <li>▪ Erzielte Handelserfolge</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

<sup>706</sup> „Ein Wert ist eine Auffassung (explizit oder implizit), die ein Individuum oder eine Gruppe von Wünschenswertem hegt, und welche die Wahl möglicher Verhaltensweisen, Handlungsalternativen und –ziele beeinflusst“; Kluckhohn (1951) S. 395.

<sup>707</sup> Vgl. Näther/Mitschke (1998) S. 6.

<sup>708</sup> Vgl. zur den Führungsfunktionen des Wissenscontrolling Pfau (1999) S. 600-601.

<sup>709</sup> Die Ermittlung des Informationsnutzens könnte gemäß der in GP 4.1.1.3.2 vorgestellten Methodik erfolgen.

Die Erhebung und Kommunikation von Kennzahlen zielt v.a. darauf ab, die Barriere einer zu geringen Wertschätzung zu überwinden und ist damit - wie oben beschrieben - für die Abgabe von handelsrelevantem Wissen und Informationen der internen Funktionsbereiche relevant. Angewandt auf die Problemstellung bedeutet dies, dass der Handel die eingehenden Informationen sammelt, strukturiert und in den internen Bereichen publiziert. Zum Zwecke des Controllings sind daraus laufend die entsprechenden Input-Output-Kennzahlen abzuleiten und mit Zielwerten zu vergleichen. Die Publikation sollte Vermittlungsaktivitäten und generierte Aktionen, z.B. Handelserfolge, beinhalten. Zu denken wäre beispielsweise an einen regelmäßigen „News Flash“ der bedeutendsten Informationsabgaben aus den entsprechenden Abteilungen. Tabelle 75 zeigt beispielhafte Inhalte eines „News Flash“.

**Tabelle 75:** *Beispielhafter Inhalt eines „News Flash“ zur Förderung des Informationsaustauschs*

<b>Informations- übermittler</b>	<b>Einheit</b>	<b>Datum</b>	<b>Informations- inhalt</b>	<b>Nutzung</b>	<b>Erfolg/Konsequenz</b>
<i>M. Muster- mann</i>	<i>Netz</i>	<i>01.03.00</i>	<i>Stillstand des AKW XYZ</i>	<i>Verhandlungs- führung/ Preisprognose</i>	<i>Preisprognose noch oben revidiert und entsprechende Long Position eingenom- men</i>
<i>Elke Muster- mann</i>	<i>Vertrieb</i>	<i>04.03.00</i>	<i>Gerücht über hohe Short- Position des XYZ-VU</i>	<i>Verhandlungs- führung/ Risiko- management</i>	<i>Abschluss eines Liefervertrages 3% über CEPI-Notierung</i>
...					

*Quelle: Eigene Darstellung*

Ein solcher News-Flash ist ohne großen Aufwand zu erstellen und zu verteilen und scheint geeignet, das bewusste Aufnehmen und Weitergeben von handelsrelevanten Informationen in den internen Abteilungen zu steigern.

Die Möglichkeit zu opportunistischem Verhalten ist immer dann gegeben, wenn Informationsasymmetrien zwischen dem Informationsinhaber und einem potenziellen Nutzer der Informationen herrschen. MILGROM/ROBERTS schlagen in einem Zustand der Informationsasymmetrie und ineffizienten opportunistischen Verhalten zwei Ansätze vor. Zum einen kann die Informationsasymmetrie durch *Einsatz von Kontrollmechanismen* („Monitoring“) verringert werden. Zum anderen können durch das gezielte *Setzen von Anreizmechanismen* die Interessen zwischen Prinzipal und Agent durch

Anreizsysteme harmonisiert werden, so dass der Agent die Informationsasymmetrie nicht opportunistisch nutzt.<sup>710</sup> „Monitoring“ ist als Maßnahme auszuschließen, da Informationen im Kopf nicht kontrollierbar sind und auch die Beobachtung aller Informationsaktivitäten einen prohibitiv hohen Aufwand verursachen würde. Daher scheinen Anreizmechanismen, die einzig sinnvolle Alternative darzustellen, um das opportunistische Verhalten einzudämmen. Darüber hinaus sind Anreizsysteme auch geeignet, alle anderen Barrieren zu überwinden. Ein Anreizsystem, welches die Informationsabgabe honoriert, wird auch die Werte und Einstellungen zum Wissenstransfer ändern. Auch werden die Informationsinhaber angespornt, etwaige Transaktionskosten in Kauf zu nehmen und den Informationstransfer zu forcieren. Anreizsysteme stellen somit einen zentralen Abgabemechanismus dar. Allerdings werfen sie in Zusammenhang mit der Informationsabgabe Fragen hinsichtlich Gestaltung von Art, Bemessung und Höhe der Anreize auf. Aus diesem Grund wird in GP 4.1.2.2.3 auf Anreizsysteme detaillierter eingegangen.

Auf der Ebene der Prozesse und Strukturen werden verschiedene Maßnahmen vorgeschlagen, um die Barriere zu hoher Transaktionskosten zu überwinden. Die weitestgehende Maßnahme im Hinblick auf die Informations- und Wissensabgabe ist die Einführung einer *Organisationsstruktur*, welche einen Rahmen bildet, um möglichst freien, ungehinderten Informationsaustausch im Unternehmen zu ermöglichen. Nach PICOT/DIETL/FRANK definiert sich eine Organisationsstruktur über die Variablen Aufgabenverteilung, Verteilung von Weisungsrechten, Verteilung von Entscheidungsrechten Macht und Programmierung.<sup>711</sup> CHARPILLO/HERZBERG weisen der Ausgestaltung der Aufgabenverteilung und den Weisungsrechten die größte Bedeutung im Hinblick auf die Förderung der Informations- und Wissensabgabe zu.<sup>712</sup> In den Unternehmen werden Teilaufgaben und organisatorische Einheiten gebildet, um Probleme und komplexe Aufgaben leichter bewältigen zu können.<sup>713</sup> Die in vielen Großunternehmen vorhandene mehrdivisionale Organisationsstruktur steht häufig einem ungehinderten Informations- und Wissensfluss über Bereichsgrenzen hinweg im Wege.<sup>714</sup> Es kommt in den seltensten

---

<sup>710</sup> Vgl. Milgrom/Roberts (1992) S. 185-190.

<sup>711</sup> Vgl. Picot/Dietl/Franck (1999) S. 164.

<sup>712</sup> Vgl. Charpillo/Herzberg (1999) S. 61-64.

<sup>713</sup> Vgl. Picot/Dietl/Franck (1999), S. 164-165.

<sup>714</sup> Vgl. North (1998) S. 12.

Fällen zu einem Wissensaustausch über Divisionsgrenzen hinweg. Je hierarchischer eine Organisation aufgebaut ist, desto schwieriger ist es, den Prozess der Wissensteilung effizient zu gestalten. In hierarchischen Strukturen wird meist nur über feste, vordefinierte Kanäle kommuniziert und Wissen ausgetauscht. Je mehr Teilaufgaben und organisatorische Einheiten im Unternehmen gebildet werden, desto schwieriger wird der Austausch von Wissen. Bei der Verteilung von Weisungsrechten wird nach PICOT/DIETL/FRANK generell zwischen zwei Grundformen unterschieden, dem Einlinien- und dem Mehrliniensystem. Letzteres eignet sich für die Wissensteilung im Unternehmen wesentlich besser. Denn es "... erleichtert... die Aneignung und Pflege von Fachwissen und verkürzt die Kommunikationswege zu den Untergebenen."<sup>715</sup> Empfehlenswert ist also eine Organisationsstruktur, die wie eine Art Netzwerk oder Kombination von sich überlappenden Netzwerken aufgebaut ist, wobei fast jeder mit jedem kommunizieren kann. PICOT/REICHWALD/WIGAND sehen den Vorteil davon darin, dass „... Organisationsmitglieder unterschiedlicher Hierarchieebenen und Fachbereiche zusammenarbeiten...“ können.<sup>716</sup> Es soll die Möglichkeit bestehen, eine Vielzahl von formellen und informellen Kontakten zu knüpfen und Querverbindungen zwischen den verschiedenen Ebenen herzustellen. Die geschilderten organisatorischen Ansätze der Autoren bedeuten wesentliche Einschnitte in die Struktur der heutigen VU, die typischerweise funktional mit den Bereichen Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb organisiert sind. Die konkrete Umsetzung wird tendenziell zu einer Zusammenlegung der informationsinterdependenten Bereiche führen. Unabhängig von rechtlichen Einschränkungen im Hinblick auf den Netzbetrieb ist es anzuzweifeln,<sup>717</sup> dass solche Einschnitte nur durch Betrachtung des isolierten Zieles einer Förderung der Abgabe handelsrelevanter Informationen und Wissens alleine zu rechtfertigen ist. Vielmehr müssten weitere Zielkriterien analysiert werden. Für den relativ geringen und definierten Informationsaustausch erscheinen daher inkrementale Prozessverbesserungen als geeignetere Maßnahme.

Eine solche Prozessverbesserung kann ein sogenanntes „*Yellow Page*“-Konzept darstellen, das im Zusammenhang mit Wissensmanagement häufig genannt wird. Das Konzept

---

<sup>715</sup> Picot/Dietl/Franck (1999) S. 177.

<sup>716</sup> Picot/Reichwald/Wigand (1998) S. 473.

<sup>717</sup> Vgl. GP 4.1.1.2.2.5.



reduziert die aufwendige Suche nach einem Informationsträger im Unternehmen, indem es ein firmenweites Verzeichnis der Informationsträger bereitstellt, welches allen Mitarbeitern zur Verfügung steht. NÄTHER/MITSCHKE schlagen vor, sich auf kritische Wissensthemen und kompetente Wissensträger zu beschränken, um eine Überbelastung der Wissensträger zu vermeiden und gleichzeitig Qualität und damit Akzeptanz zu sichern.<sup>718</sup> Für den Stromhandel erscheint das Konzept nur beschränkt sinnvoll. Wie oben analysiert, handelt es sich bei den nicht kodifizierten handelsrelevanten Informationen aus internen Quellen meist um zeitkritische Informationen, die möglichst unmittelbar, nachdem sie in einer internen Einheit anfallen, dem Handel zugeleitet werden, damit dieser entsprechende Marktaktivitäten entfalten kann. Aus diesem Grund sollte die Übermittlungsinitiative vom Inhaber, nicht vom Nutzer ausgehen, was den Wert von „Yellow-Pages“ deutlich schmälert. Vielmehr ist der Informationsbedarf des Handels zu dokumentieren und den Inhabern zu kommunizieren, damit diese wissen, welche der nicht kodifizierten Informationen im Geschäftsbetrieb anfallenden Informationen handelsrelevant sind. Dies entspricht einer umgekehrten Umsetzung des „Yellow-Pages“-Konzeptes, da anstelle der Quellen die Bedarfe kommuniziert werden. Um die Informationsinhaber nicht zu überfordern, sollten nur relevante Informationsbedarfe kommuniziert werden, die über leichter zugängliche Quellen, z.B. Nachrichtendienste, nicht adäquat bedient werden.<sup>719</sup> Durch eine exakte Spezifikation des Informationsbedarfs wird nicht nur die Informationsabgabe erleichtert, sondern zudem dazu beigetragen, dass die Aufgabenträger im Handel nicht mit unnützen Informationen überschüttet werden.

Der Vorschlag zur Einführung eines *Informations- und Wissenskoordinators* soll vor allem helfen, die Suchkosten nach Informationen und Wissen zu senken. Der Koordinator kennt weitestgehend die Informationsbedarfe und auch die internen Quellen. Seine wesentliche Leistung besteht bei expliziten Informationen in der systematischen Aufbereitung, bei impliziten Wissen und Informationen in der Vermittlung zwischen Informa-

---

<sup>718</sup> Vgl. Näther/Mitschke (1998) S. 4. Noch weiter geht BERRES, indem er ein „informationales Selbstbestimmungsrecht“ der Informationsinhaber fordert, welches z.B. individuell festlegbare Ansprechzeiten beinhaltet; vgl. Berres (1998) S. 60.

tionsinhabern und potenziellen Nutzern. In der hier behandelten Thematik sind die Informationsträger bekannt und der Informationsumfang begrenzt. Es ist daher anzunehmen, dass die Kosten einer Vermittlungsstelle nicht durch reduzierte Suchkosten für den Handel kompensiert werden. Eine eigene Vermittlungsstelle wäre nur zu legitimieren, wenn sie für weitere Bereiche im Unternehmen tätig werden könnte. Auch dann ist der Nutzen jedoch fraglich, da die anfallenden Informationen meist möglichst unmittelbar dem Handel zugeleitet werden sollten, was durch eine Zwischenstelle verhindert wird. Die Argumentation gilt analog für externe Vermittler, allerdings zeigen Erfahrungen der Beratungspraxis, dass Projekte mit Beteiligung externer Consultants meist große Aufmerksamkeit im Unternehmen erhalten. Ein initiales Projekt „Wissenstransfer“ unter Beteiligung externer Berater könnte den Mitarbeitern die Bedeutung der Informationsabgabe für das Unternehmen signalisieren und damit dazu beitragen, dass die Barrierenart einer „Falschen Wertschätzung“ überwunden wird.

Methoden des „Zusammenbringens von Wissensinhabern“, z.B. durch regelmäßig organisierte Meetings oder informelle „Lunch-Meetings“, erleichtern das Kennenlernen der Wissensträger und ermöglichen im lockeren Gespräch auch den Austausch von implizitem Wissen.<sup>720</sup> Als Abgabemechanismen sind diese Methoden nicht geeignet, da die Übermittlung der Informationen zeitkritisch ist und sich nicht nach dem nächsten Meeting richten kann. Im Fall von Wissen, z.B. über Pricingmodelle oder Risikomanagement, erfolgt der Transfer innerhalb des Handels, so dass ein Zusammenbringen von Wissensinhabern nicht erforderlich ist.

Eine Senkung der Transaktionskosten durch leichtere Kommunikation ermöglichen *Informations- und Kommunikationstechniken*. Diese sind in Abhängigkeit der Informationsart zu wählen. SEUFERT/SEUFERT liefern den in Abbildung 56 dargestellten Bezugsrahmen.<sup>721</sup> Aus dem Bezugsrahmen wird deutlich, dass die Transaktionskosten dämpfende Wirkung der Informations- und Kommunikationstechnik bei expliziten Informationen und Wissen in einfacherer Speicherung und Zugriff liegt. Hingegen wird

---

<sup>719</sup> Auf Grund der starken Veränderlichkeit der Quellen ist der kommunizierte Bedarf laufend anzupassen. Sollten beispielsweise Kraftwerksstillstände künftig über Nachrichtendienste zeitlich und inhaltlich adäquat gemeldet werden, ist es nicht mehr notwendig, diese Information über schwerer zugängliche Quellen zu beschaffen.

<sup>720</sup> Vgl. Seufert/Seufert (1998) S. 80.

<sup>721</sup> Vgl. Seufert/Seufert (1998) S. 80-83.

sie bei implizitem Wissen in erster Linie durch verbesserte Kommunikationstechniken erreicht. Da es sich bei den Informationen im Stromhandel um prinzipiell explizierbare Informationen handelt, auch wenn sie nicht zwangsläufig kodifiziert vorliegen, wird der Schwerpunkt auf der linken Hälfte der Matrix liegen.

*Abbildung 56: IT-Einsatz in Abhängigkeit von der Art auszutauschender Informationen*

<b>Know-that</b>	<b>Informationen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Data Warehouse</li> <li>• Zentraler Datenpool</li> </ul>	<b>Insights</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Electronic Meeting</li> <li>• Videokonferenz</li> </ul>
	<b>Procedures</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Präsentationsarchive</li> <li>• Standardisierte Infonuggets</li> </ul>	<b>Skills</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Electronic Meeting</li> <li>• Videokonferenz</li> </ul>
<b>Know-how</b>	<b>Explizit</b>	<b>Implizit</b>

*Quelle: Auf Basis von Seufert/Seufert (1998) S. 80-83.*

Eine adäquate technische Unterstützung wäre daher die Einführung einer Datenbank „Marktsignale“, welche den Funktionsbereichen Systemoptimierung, Netz, Erzeugung und Vertrieb zugänglich ist und in der sämtliche unstrukturiert oder nicht kodifiziert anfallenden Informationen ohne großen Aufwand abgelegt werden können. Ferner ist für das Wissen zu Methoden des Risikomanagements, Pricing, Preisprognose Settlement, usw. der Aufbau eines Präsentationsarchives zu nennen. Während eine einfach zugängliche Datenbank geeignet erscheint, die Weitergabe der Informationen zu fördern, erleichtern Präsentationsarchive dem Handel den Zugriff, helfen aber nicht bei der Abgabe, da die Erstellung einer Präsentation z.B. über Pricingmethoden für den Portfoliomanager einen höheren Aufwand bringt als direkte Kommunikation über Telefon oder über E-Mail. Angesichts der Personalfuktuation im Handelsbereich ist es jedoch sinnvoll, dieses Wissen im Unternehmen zu erhalten. Allerdings sind dann weitere Anreize zur Kodifizierung des Wissens einzuführen.

#### 4.1.2.2.3 Grundzüge eines Anreizsystems zur Steigerung der Abgabebereitschaft

Wie vorher deutlich wurde, stellen Anreize einen zentralen Abgabemechanismus dar. Durch die Tatsache, dass Anreize gewährt werden, sollte sich die Wertschätzung der Informationsweitergabe ändern, höhere Transaktionskosten für die Weitergabe der Informationen in Kauf genommen und auch die Problematik des opportunistischen Verhaltens gelöst werden. Die Idee von Anreizsystemen ist es, durch geeignete Maßnahmen die individuellen Ziele und Bedürfnisse jedes Beschäftigten möglichst mit dem Zielsystem der Unternehmung in Einklang zu bringen. Um eine Harmonisierung der Zielsysteme des Unternehmens mit den individuellen Zielen zu erreichen, ist es notwendig, die Mitarbeiter gemäß ihren individuellen Bedürfnissen zu zielkonformen Verhalten zu motivieren. Die Anreize sind so zu setzen, dass sie den Austausch der relevanten Informationen und die Kodifizierung von methodischem Wissen fördern.

Grundsätzlich existieren mit intrinsischer und extrinsischer Motivation zwei unterschiedliche Anreizkategorien. „Intrinsische Motivation liegt in der zu erfüllenden Aufgabe selbst begründet. Die Belohnung ergibt sich unmittelbar aus der Aufgabenerfüllung und dem Befriedigen immaterieller Bedürfnisse.<sup>722</sup> Eine solche Befriedigung kann meist durch organisatorische Maßnahmen erzielt werden.<sup>723</sup> Extrinsische Motivation bezieht sich auf Bedürfnisse, die außerhalb des Aufgabenbereichs liegen. Sie werden für gewünschte Verhaltensweisen und Ergebnisse gewährt.<sup>724</sup> Es handelt sich um materielle Anreize in Form finanzieller Belohnungen, z.B. Lohn- und Gehaltshöhe und zusätzliche Zuwendungen in Form von Geld- oder Sachprämien.<sup>725</sup> Ein Beispiel für extrinsische Motivation wäre, wenn Wissen und Informationen im Unternehmen ausgetauscht würden, die beteiligten Mitarbeiter dies aber nur deshalb täten, um finanzielle Vorteile durch ihr Handeln zu erlangen.

Hinsichtlich der Eignung der beiden Anreizarten existieren unterschiedliche Auffassungen. Die Lösungsvorschläge der Autoren SPRENGER und KOHN sehen die Quellen

---

<sup>722</sup> Vgl. Laux (1993) Sp.115. Als Motivarten werden genannt: Leistungsmotiv, Machtmotiv, Motiv nach Tätigkeit, Motiv nach Sinngebung und Motiv nach Selbstverwirklichung.

<sup>723</sup> Indem Aufgaben und Tätigkeiten der Mitarbeiter z.B. die Merkmale: Autonomie, Identität, Varietät Feedback und Sinn aufweisen; vgl. Keller (1995) S. 98.

<sup>724</sup> Vgl. Keller (1995) S. 99.

<sup>725</sup> Wobei auch immaterielle Anreize wie Sicherheit, Prestige, etc. gewährt werden können.

nachhaltiger Motivation bei den Beschäftigten in intrinsischen Faktoren und propagieren die Entkopplung von Geld und Motivation,<sup>726</sup> weil monetäre Anreize keine Leistungssteigerung bewirken und teuer sind.<sup>727,728</sup> Andere empirische Studien hingegen zeigen eine deutliche Dominanz materieller Faktoren hinsichtlich der Anreizwirkung.<sup>729</sup> Es ist generell schwierig, intrinsische Motivation zu steuern und zu erzeugen.<sup>730</sup> Insbesondere ist mit intrinsischen Faktoren keine „punktgenaue“ Motivation“ zur Informationsabgabe zu erzeugen,<sup>731</sup> sondern eine höhere Motivation zu Erfüllung der Gesamtaufgabe. Aus diesem Grunde erscheint für die betrachtete Problematik extrinsische Motivation und die Gewährung finanzieller Anreize geeigneter.

Die gängigsten finanziellen Anreize sind der Klasse der Prämiensysteme zuzurechnen.<sup>732</sup> Die Höhe der finanziellen Anreize wird letztlich über eine Prämienfunktion auf Basis einer Bemessungsgrundlage bestimmt.

Im Hinblick auf diese Untersuchung werden vor allem drei Fragestellungen aufgeworfen:

1. Wem sind die Prämien zu gewähren?
2. Welches ist die Bemessungsgrundlage?
3. Wie wird bewertet?
4. Welche Bewertungshäufigkeit ist anzustreben, d.h., erfolgt eine einzelne Bewertung jeder abgegebenen Information oder eine Sammelbewertung, z.B. jährlich?

Ad 1) Grundsätzlich sollte der Informationsinhaber eine Prämie empfangen, der eine entsprechende Abgabe initiiert und durchgeführt hat. Dies sind potenziell alle fachlichen Mitarbeiter der Funktionsbereiche, nicht jedoch deren Führungskräfte. Bereichsleiter sollten ebenfalls Anreize erhalten, um die Abgabeaktivitäten ihrer Mitarbeiter zu unterstützen und zu fördern. Erfolgt dies nicht, besteht die Gefahr, dass Führungskräfte

---

<sup>726</sup> Im Detail: Freiräume, Lerngelegenheiten, herausfordernde Aufgaben, das Gefühl einer sinnvollen Arbeitsaufgabe, die Vermeidung von Demotivation und ein positives Arbeitsumfeld; vgl. Sprenger, (1997) S. 164-165.

<sup>727</sup> Vgl. Kohn (1993) S. 56.

<sup>728</sup> Vgl. Sprenger (1997) S. 165 und S. 204.

<sup>729</sup> Vgl. Staudt/Bock/Mühlemeier (1990) S. 1197.

<sup>730</sup> Vgl. Sprenger (1997a), S. 579.

<sup>731</sup> Vgl. Staudt/Bock/Mühlmeier (1990) S. 1197.

<sup>732</sup> Hierunter fallen Boni, Gehaltserhöhung, Aktienoptionen. Zur Diskussion der Eignung der spezifischen Arten vgl. Busch/Vietinhoff-Scheel (1999) S. 58-60.

gar Abgabeaktivitäten ihrer Mitarbeiter kraft ihrer Weisungsrechte unterbinden, wenn sie fürchten, dass deren Arbeit für den eigenen Bereich darunter leidet.

Ad 2) Es ist notwendig, die Informationsabgabeleistung einer Bemessung zugänglich zu machen. An diese Bemessungsgrundlage stellt LAUX die folgenden Anforderungen:<sup>733</sup>

- Die Ausprägung der Bemessungsgrundlage muss in einfacher und intersubjektiver Weise kontrolliert werden können.
- Die Bemessungsgrundlage muss kompatibel mit den Zielgrößen des Unternehmens sein. Wenn die Bemessungsgrundlage steigt und damit die Belohnung, so hat auch das Unternehmen einen Vorteil.

Zur Frage der Bemessungsgrundlage sind zwei grundsätzliche Möglichkeiten denkbar. Die inputorientierte Variante misst die Abgabeleistung anhand der Anzahl der in einem Zeitraum zur Verfügung gestellten Leistung. Die outputorientierte Variante misst den Nutzen der abgegebenen Informationen. Eine inputorientierte Bemessungsgrundlage erfüllt die erste Anforderung nach LAUX, da sie einfach und intersubjektiv nachvollziehbar zu erheben ist. Die zweite Forderung nach Kompatibilität mit den Unternehmenszielen ist jedoch nicht erfüllt, da es nicht im Sinne des Unternehmens sein kann, wenn der Handel mit nutzlosen Informationen „zugeschüttet“ wird. Die outputorientierte Variante hingegen erfüllt die Kompatibilitätsforderung von LAUX, allerdings ist die Ermittlung des Nutzens mit den in GP 4.1.1.3.2 dargestellten Problemen behaftet. Wie bereits analysiert, kann die Bewertung nur durch den Nutzer der Information erfolgen, da nur dieser den Wert einschätzen kann. Dadurch ist die Nutzenbewertung subjektiven Einflüssen unterworfen, d.h., eine subjektive Nachvollziehbarkeit des ermittelten Wertes ist nicht immer möglich. Wird allerdings eine standardisierte Methodik, z.B. eine einheitliche Operationalisierung oder ein Fragebogen verwendet, ist zumindest das Verfahren zur Bestimmung des Nutzwertes intersubjektiv nachvollziehbar. Die Problematik des subjektiven Ratings existiert beispielsweise in Zusammenhang mit der jährlichen Mitarbeiterbewertung und hat sich dort als nicht problematisch erwiesen, wenn Objektivierungsmethoden eingesetzt werden.<sup>734</sup> Beispielsweise ist es bei Unternehmensberatungen üblich, die Mitarbeiter neben weiteren Kriterien hinsichtlich ihres

---

<sup>733</sup> Vgl. Laux (1993) Sp. 117.

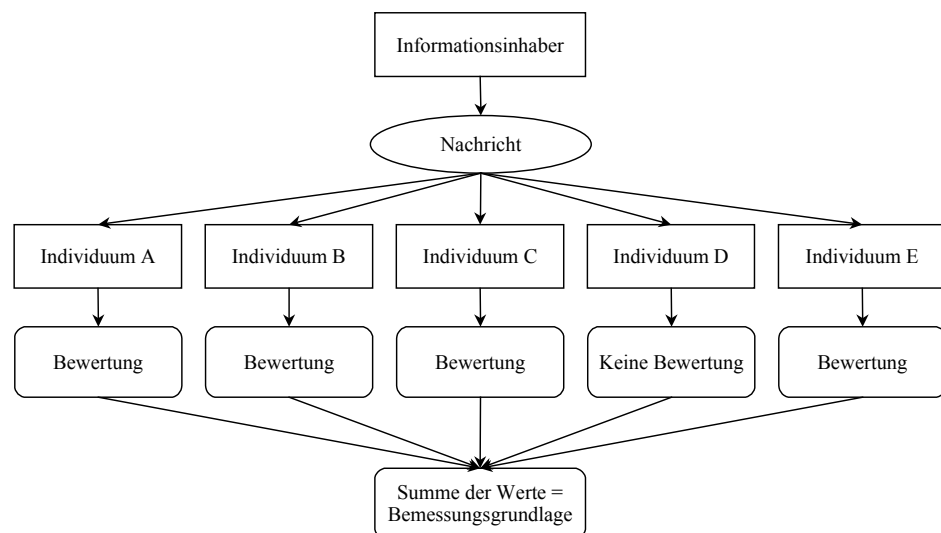
<sup>734</sup> Hierunter fallen neben einer standardisierten Erhebungsweise die Selbstbeurteilung durch den Informationsnutzer, Mehrfachbeurteilung, Längs- und Querschnittsbeurteilungen sowie Besprechung der Beurteilung; vgl. ausführlich Wunder (1997) S. 320-322.

Beitrags zur Know-how-Bildung im Unternehmen zu beurteilen. Dieses Urteil bestimmt dann den jährlichen Bonus. Insgesamt gesehen kann daher eine outputorientierte Bemessungsgrundlage den Vorzug erhalten.

Ad 3) Die Bewertung erfolgt wie oben beschrieben durch die Nutzer. Der Gesamtnutzen der Informationsabgabeleistung eines einzelnen Informationsinhabers ergibt sich nicht durch eine Bewertung, sondern als Summe der Bewertungen aller Nutzer, was in Abbildung 57 dargestellt wird. Die Leistung des Bereichsleiters wiederum ist als Summe der Nutzen der von seinen Mitarbeitern abgegebenen Informationen.

Ad 4) Die Frage nach der Häufigkeit der Bewertung ist einfach zu beantworten. Nachdem es eine Vielzahl potenzieller Informationsnutzer und Inhaber gibt, wäre der Aufwand einer Einzelbewertung prohibitiv hoch, so dass beispielsweise eine jährliche Bewertung sinnvoll erscheint. Dies hätte zudem den Vorteil, dass die Bewertung hinsichtlich der Informationsabgabeleistung als zusätzliches Kriterium in den jährlichen Mitarbeiterbeurteilungsprozess einfließen kann, der in vielen Unternehmen mittlerweile zum Standard geworden ist.<sup>735</sup>

**Abbildung 57: Ermittlung der Bemessungsgrundlage**



Quelle: Keller (1995) S. 104.

<sup>735</sup> Zum Mitarbeiterbeurteilungsprozess in der Personalwirtschaft vgl. Bayer (1991) S. 266-280.

#### 4.1.2.2.4 Fazit

Die Untersuchungen zur Informationsabgabe haben verschiedene Erkenntnisse gebracht. Als Postulat kann festgehalten werden, dass alle Mechanismen zur Steigerung der Abgabebereitschaft schwer zugänglicher Informationen mehr oder minder großen Aufwand beinhalten, der über dem der externen Informationsbeschaffung aus leichter zugänglichen Quellen liegt. In regelmäßigen Abständen ist daher seitens des Handels zu überprüfen, welche Informationen noch intern zu beziehen sind oder ob sich diese Informationen zu geringeren Beschaffungskosten aus externen Quellen beschaffen lassen.

Ansätze des Wissensmanagements sollten aus ökonomischen Gründen nur beschränkt für den Handel umgesetzt werden. Als wohl wichtigste Maßnahmen kann die Einführung eines Anreizsystems genannt werden, da dieses an allen Barrieren des Informationstransfers ansetzt. Hier wurde dargelegt warum die Informationsabgabeleistung der einzelnen Inhaber bewertet durch den Nutzer in den jährlichen Beurteilungsprozess einfließen sollte. Als zusätzliche Unterstützungsmaßnahmen ist die Aufstellung eines Informationsbedarfskatalogs für die internen Bereiche, die Einführung eines Controlling der Abgabeleistung, die Kommunikation von Handelsresultaten resultierend aus der Informationsabgabe in Form eines „News-Flash“ sowie der Aufbau einer zentralen Datenbank „Marktsignale“ mit einfachem Zugriff für alle Informationsinhaber zu nennen. Die Einführung dieser Maßnahmen sollte mittels eines groß angelegten initialen Projektes erfolgen, da dies eine Signalwirkung und damit einen positiven Effekt für die Wertschätzung der Informationsabgabe im Unternehmen hat.

Tabelle 76 fasst die Erkenntnisse für die möglichen Maßnahmen nochmals zusammen.

**Tabelle 76:** *Umsetzung von Ansätzen der Wissensabgabe auf den Stromhandel*

<b>Ansätze zur Abgabe</b>	<b>Umsetzung im Stromhandel</b>
Formulierung und Kommunikation einer unternehmensweiten Wissensvision	Unternehmensweite Umsetzung für alle Bereiche unabhängig vom Stromhandel
Erhebung von Kenngrößen zur Wissensinteraktion zwecks Leistungsmessung und –controlling sowie Kommunikation an die Mitarbeiter	Output-Controlling und „News Flash“ des Handels an interne Einheiten über bedeutende Informationsabgaben
Einsatz von Kontrollmechanismen (“Monitoring”)	Nicht geeignet
Einsatz von Anreizmechanismen	Materielle Anreize für die Weitergabe von Informationen, jährlich bemessen an dem vom Nutzer beurteilten Wert der abgegebenen Informationen



<b>Ansätze zur Abgabe</b>	<b>Umsetzung im Stromhandel</b>
Einführung einer den Informationsaustausch fördernden Organisationsstruktur	Aussage nicht möglich, Entscheidung muss über die Informationsabgabe hinaus weitere Zieldimensionen berücksichtigen
Schaffung von Transparenz durch firmenweite „Yellow pages“ der Informationsträger	Umgekehrte Umsetzung: Einführung eines Katalogs mit den relevanten Informationsbedarfen für interne Funktionsbereiche
Einsatz eines Informations- und Wissenskoordinators	Keine Eignung im Tagesgeschäft, aber Durchführung eines initialen Projektes, um eine Signalwirkung zur Bedeutung der Informationsabgabe bei den Mitarbeitern zu erzielen
Methoden des Zusammenbringens von Wissensinhabern	Keine Eignung im Tagesgeschäft, da Informationsabgabe unmittelbar nach Informationsanfall erfolgen muss
Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechniken zur Vereinfachung des Austausches	Einführung einer „Marktsignale-Datenbank“ mit Zugriff für Vertrieb, Handel, Systemoptimierung und Netzbetrieb

*Quelle: Eigene Darstellung*

### **4.1.3 Informationsübertragung**

In den vorigen Abschnitten wurde thematisiert, wie handelsrelevante Informationen mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse identifiziert und verborgene Informationen verfügbar gemacht werden können. Im Folgenden soll die Frage beantwortet werden, wie die Informationen von der Quelle an die Nutzer weitergegeben werden sollten. WALL spricht in diesem Zusammenhang von einer Informationsübertragung, definiert als die räumliche Weitergabe relevanter Informationen an die Nutzer.<sup>736</sup> Durch die Übertragung von Informationen an den Nutzer entsteht ein Informationsfluss. Folglich beinhaltet die Informationsübertragung den Informationsfluss von den in GP 4.1.1.2 dargestellten Quellen an die in GP 2.1.2 beschriebenen Aufgabenträger des Stromhandels.

#### **4.1.3.1 Grundlagen der Informationsübertragung**

##### **4.1.3.1.1 Systemtechnische Unterstützung als zentraler Gestaltungsparameter des Informationsflusses**

Im Folgendem ist zu klären, wie der Informationsfluss von einer Quelle zum Nutzer unterstützt werden kann. Die Aufgabenträger benötigen Werkzeuge, um in effizienter

---

<sup>736</sup> Vgl. Wall (1996) S. 18.

und effektiver Weise auf die Quellen zuzugreifen.<sup>737</sup> Die Informationsinhaber benötigen ihrerseits sinnvolle Kommunikationswege, um die Informationen an die Aufgabenträger des Handels abzugeben. Ein zentraler Gestaltungsparameter des Informationsflusses ist in diesem Zusammenhang die systemtechnische Unterstützung. Als Beispiel seien in die immer stärker Verbreitung findenden Unternehmensportale genannt.<sup>738</sup> Sie bilden als Weiterentwicklung klassischer Einzelabfragen<sup>739</sup> die primäre, elementare Schnittstelle zwischen Informationen aus verschiedenen externen und internen Quellen und dem Informationssuchenden.<sup>740</sup> SHILAKES/TYLMAN definieren das Unternehmensportal wie folgt: "Enterprise Information Portals are applications that enable companies to unlock internally and externally stored information, and provide users a single gateway to personalized information needed to make informed business decisions."<sup>741</sup> Zentrale Eigenschaft des Portals ist es, verschiedene interne und externe Quellen unter einem einheitlichen web-basierten Zugang zu integrieren, wobei dieser nach persönlichen Anforderungen des Nutzers konfiguriert werden kann. Informationen können so über eine zentrale Benutzeroberfläche geteilt, verwaltet und gepflegt werden. Als Elemente eines Portals finden sich vordefinierte Informationshierarchien und wieder klassische Suchdienste, aber auch so genannte „Channels“, welche dem Benutzer aktuelle Nachrichten aus vordefinierten Bereichen, z.B. Energiewirtschaft oder Handel, präsentieren.<sup>742</sup> Zunächst waren es die externen Anbieter von Suchdiensten, die ein persönliches Portal für den Nutzer geschaffen haben.<sup>743</sup> Diese Idee wird nun zunehmend auch in den Intranets umgesetzt, mit dem Vorteil alle firmeninternen Informationen aufzunehmen.

---

<sup>737</sup> Vgl. Marciniak/Stahl/Weiss (1999) S. 4.

<sup>738</sup> In der einschlägigen Literatur ist die Rede von Information Portals, Collaborative Portals, Expertise Portals und Knowledge Portals.

<sup>739</sup> Die klassische Einzelabfrage umfasst die Verwendung von Datenbankabfragen oder Informationretrieval-Systemen in den verschiedenen Archiven. Als Beispiel sei die Verwendung von SQL, Suchmaschinen oder Browsern genannt; vgl. Marciniak/Stahl/Weiss (1999) S. 41-44.

<sup>740</sup> Vgl. Viador (2000), [www.viador.com](http://www.viador.com).

<sup>741</sup> Vgl. Shilakes/Tylman (1998).

<sup>742</sup> Die Notwendigkeit eines Portals ist entstanden aus dem zunehmenden Informationsangebot, insbesondere im Internet und dem firmeninternen Intranet, welches im Laufe der Zeit immer unübersichtlicher und undurchschaubarer wurde. "While the Internet and Intranets make more information available, they don't necessarily make it more accessible or manageable." Vgl. Greengard (1999), S. 99.

<sup>743</sup> Yahoo! und Netscape bieten beispielsweise unter dem Schlagwort My Yahoo! bzw. My Netscape Internetbenutzern an, sich ihr eigenes Web Portal zusammenzustellen.

Unterstützt wird dies von der Konvergenz der externen Quellen im Internet, welche eine sehr einfache Integration in das Portal ermöglicht.

Akzeptiert man, dass ein web-basiertes Portal aufgrund der Verbreitung der Internet-technologie ein sinnvoller Rahmen für ein Informationssystem sein kann, so stellen sich dennoch wesentliche Fragen im Hinblick auf die Datenorganisation und der Funktionalität eines solchen Systems. Zum einen ist zu klären, wie die Datenbasis zu gestalten ist und wie die verschiedenen Aufgabenträger des Handels sowie ihre Anwendungssysteme auf die Daten zugreifen sollten. Wesentlicher Gestaltungsparameter ist hier die Datenintegration. Im Allgemeinen wird unter der Datenintegration die gemeinsame Nutzung derselben Daten durch mehrere betriebliche Funktionen verstanden, wobei meist ein rein systemtechnischer Blickwinkel eingenommen wird.<sup>744</sup> Im Folgenden sollen drei verschiedene Integrationsformen mit unterschiedlichen Integrationsgraden unterschieden werden.

#### 1) *Gemeinsame Datenbasis*

Die höchste Form der Integration liegt vor, wenn die Informationen in einem gemeinsamen Datenspeicher (i.d.R. Datenbanken) verwaltet werden. Dem Nutzer wird mit unterschiedlichen Funktionen Zugriff gewährt. Auf diese Weise ist immer gewährleistet, dass der Datenbestand konsistent und frei von Redundanzen ist.<sup>745,746</sup>

#### 2) *Automatischer Austausch*

Von einer mittleren Form der Integration kann bei einer kontrollierten Haltung zweier oder mehrerer redundanter Datenbestände gesprochen werden. Es sind wiederum drei Varianten denkbar.

In der ersten Variante werden Daten automatisch von der Quelle an die Datenbasis des Nutzers weitergegeben. Eine automatische Übergabeprozedur übernimmt die Daten-selektion, führt ggf. Anpassungen am Datenformat durch, um sie für das System des Nutzers zugänglich zu machen und überträgt die Daten letztlich in einen dem Nutzer

---

<sup>744</sup> Vgl. Mertens/Black/Becker (1997) S. 129 „Stichwort Datenintegration“.

<sup>745</sup> Vgl. Wall (1996) S. 180.

zugänglichen Datenpool.<sup>747</sup> Es soll von einer *bilateralen Übergabeprozedur* gesprochen werden, weil der Austausch zwischen einer Quelle und einem Nutzer bzw. dessen System stattfindet (Verhältnis Quelle zu Nutzer: 1:1).<sup>748</sup>

In der zweiten Variante erfolgt die Übergabe von einer Quelle an einen *zentralen Datenpool*. Diese Variante wird gewählt, wenn eine Quelle für unterschiedliche Nutzer verwendet werden soll und ein direkter Zugriff der Benutzer auf die Quelle technisch nicht möglich oder nicht gewünscht ist (Verhältnis Quelle zu Nutzer: 1:n).

Die dritte Variante ist der Aufbau eines *Data Warehouse*. Sie bietet sich an, wenn ein oder mehrere Nutzer auf eine Vielzahl von Quellen zugreifen. Das Data Warehouse durchsucht verschiedene Quellen nach relevanten Informationen und transformiert diese in ein einheitliches Format.<sup>749</sup> Diese integrierten Daten gehen als Datenbasis in das Data Warehouse ein (Verhältnis Quelle zu Nutzer: m:n). Der Vorteil eines Data Warehouse ist, dass durch die Aggregation von Daten aus verschiedenen Quellen neue Informationen generiert werden können, was auch als „Data Mining“ bezeichnet wird.

Zentrales Kennzeichen der drei Varianten ist, dass redundante Datenbestände gehalten werden, die mittels Übergabeprozedur verbunden sind. Die Unterscheidung ergibt sich aus der Quellen- und Nutzerstruktur.

### 3) *Manueller Austausch*

Der geringste Integrationsgrad liegt vor, wenn redundante Daten isoliert voneinander an der Quelle und im Handel vorliegen. Die Übertragung von Daten erfolgt in einem „händischen“ Prozess, der die manuelle Selektion, ggf. Modifikation und Neueingabe

---

<sup>746</sup> Eine zunehmende Bedeutung kommt der Middleware zu. Sie sorgt als zentrale „Mittelschicht“ für die Synchronisation und Kommunikation von Datenbeständen im heterogenen Systemumfeld. Vgl. zur „Middleware“ z.B. Stahlknecht (1997) S. 98. „Die Middleware „lässt sich mit einem Adapter vergleichen, mit dem ein Weltenbummler für seine mitgeführten elektrischen Geräte wie Fön, Rasierapparat, Tauchsieder usw. die Steckdosen aller Länder benutzen kann.“

<sup>747</sup> Komplexer stellen sich Replikationsmechanismen dar. In automatisierten Prozeduren werden beide Datenbestände abgeglichen und Änderungen in einem Datenbestand an den anderen Bestand weitergegeben. Die Replikation eignet sich, wenn sowohl Quelle und Nutzer Änderungen an den Daten vornehmen, die für beide Seiten relevant sind Vgl. Stickel/Groffmann/Rau (1997) S. 622, Stichwort „Replikation“

<sup>748</sup> In größeren Systemarchitekturen führen viele Schnittstellen zu einer hohen Komplexität, was wiederum zu hohen Aufwendungen für Wartung bedingt und zudem die Anpassungsflexibilität beschränkt.

<sup>749</sup> Zu Data Warehouse vgl. Stock (2000) S. 50-52.

der Daten beinhaltet. Bestenfalls könnten die Daten einer Applikation nach dem Durchlauf eines Konvertierungsprogramms in einem anderen Programm weiterverarbeitet werden.<sup>750</sup>

Obwohl obige Darstellung stark an die systemtechnische Integration angelehnt ist, was in der Regel auch der primäre Fokus der Integrationsbemühungen sein wird, sei angemerkt, dass die selben Integrationsformen auch ohne systemtechnische Unterstützung durch unterschiedliche Organisation des Informationsflusses dargestellt werden können. Einen Überblick gibt Tabelle 77.

**Tabelle 77: Vergleich von Integrationsformen mit und ohne systemtechnische Unterstützung**

Mit systemtechnischer Unterstützung		Ohne systemtechnische Unterstützung
1) Gemeinsame Datenbasis		Zentralarchiv
2) Automatisierter Datenaustausch zwischen redundanten Informationsbasen	a) Data Warehouse	Unterschiedliche Formen dezentraler Archive
	b) Zentraler Datenpool	
	c) Bilaterale Übergabeprozedur	Standardisierte Informationsweitergabe (z.B. auf Basis von Umlaufmappen, Arbeitsanweisungen usw.)
3) Manuelle Mehrfacheingabe		Unkoordinierter und fallweiser Austausch zwischen Quellen und Augabenträgern

Quelle: Eigene Darstellung.

So können die Modelle der gemeinsamen Datenbasis, des zentralen Datenpools und des Data Warehouse im nicht systemgestützten Fall als unterschiedliche organisatorische Formen von zentral oder dezentral organisierten Archiven verstanden werden. Das Modell einer bilateralen Übergabeprozedur entspricht dem konventionellen Verteiler oder einer vergleichbaren Arbeitsanweisung und die manuelle Mehrfacheingabe dem unkoordinierten und fallweisen Austausch von Informationen. Diese „manuelle“ Integration von Quelle und Nutzer wird gewählt, wenn Daten sowohl auf der Quellen- als auch Nutzerseite systemtechnisch nicht unterstützt werden.<sup>751</sup>

Im Hinblick auf die Funktionalität ist zu klären, welche Funktionen ein solches Portal zur ökonomisch sinnvoll Steuerung des Informationsflusses haben sollte. Nach MERTENS/BODENDORF/KÖNIG können hierunter sowohl methodische Funktionen im

<sup>750</sup> Vgl. Wall (1996) S. 180.

Zusammenhang mit der Datenselektion oder der Entscheidungsunterstützung als auch vorgangssteuernde Funktionen zusammengefasst werden.<sup>752</sup>

#### 4.1.3.1.2 Informations- und Transaktionskostenvorteile in der Informationsübertragung

Die Informationsübertragung bietet Potenzial für mögliche *Informationsvorteile* durch eine schnellere Verfügbarkeit. Eine Handelseinheit hat dadurch die Möglichkeit, schneller als andere Marktteilnehmer auf preisrelevante Marktinformationen zu reagieren.

Im Wesentlichen sollten mit der Informationsübertragung aber *Transaktionskostenvorteile* verbunden sein. Sie können generiert werden, indem zum Ersten redundante Übertragungen konsequent vermieden, zum Zweiten ein ökonomisch sinnvolle Datenintegration ebenso wie ein ökonomisch sinnvoller Funktionsumfang gewählt wird.

Der erste Ansatzpunkt wurde bereits in der Informationsbedarfsanalyse deutlich und ergibt sich aus der Tatsache, dass verschiedene Aufgabenträger der Handelseinheit, insbesondere im Bereich der Preisdaten, auf die gleiche Information zugreifen. Ziel muss es daher sein, redundante Übertragungen zu vermeiden und zentral allen Nutzern zur Verfügung zu stellen. Dies steht in engem Zusammenhang mit der Wahl der richtigen Integrationsform, da zentrale Datenbestände die Mehrfachnutzung von Daten ermöglichen.

Der zweite Ansatzpunkt resultiert aus der Notwendigkeit eines „ökonomischen“ Integrationsgrades. Das vorherrschende Paradigma betrieblicher Informationssysteme zielt auf eine möglichst vollständige Integration, um damit Redundanzen und Inkonsistenzen zu vermeiden.<sup>753</sup> Dieses Paradigma ist nicht unumstritten, da integrierte Informationssysteme einen hohen Entwicklungs- und Wartungsaufwand erfordern.<sup>754</sup> Der Aufwand beruht z.B. auf der Erstellung eines einheitlichen und konsistenten Datenmodells und der Programmierung von Schnittstellen. Gleiches gilt analog für nicht systemgestützte

---

<sup>751</sup> Die gilt z.B. für Fachzeitschriften, die ein vorherrschend papierbasiertes Medium sind.

<sup>752</sup> Vgl. Mertens/Bodendorf/König (1998) S. 40-46. Eine hohe vorgangssteuernde Funktionalität weisen beispielsweise Workflowsysteme, wo Vorgangsketten bzw. Geschäftsprozesse weitestgehend verbunden werden. In diesem Zusammenhang wird auch von der Funktionsintegration gesprochen. In einer rein systemtechnischen Betrachtung einer vollständigen funktionalen Integration stößt jede Aktion eine Folgeaktion an; vgl. ebenda S. 45.

<sup>753</sup> Vgl. Fischer (1999) S. 185.

Informationsflüsse, z.B. durch den Aufwand für Betrieb und Pflege zentraler oder dezentraler Archive. Aus diesem Grunde fordert FISCHER Freiheitsgrade hinsichtlich der Integration und weist auf die Bedeutung eines ökonomisch sinnvollen Maßes hin.<sup>755</sup> Unbeantwortet bleibt die Frage, welche Freiheitsgrade einem konkreten Informationsfluss zuzuordnen sind, bzw. welche Kriterien zur Bestimmung eines optimalen Integrationsgrades anzulegen sind.

Analog zur Datenintegration ist die Frage nach einem ökonomischen Funktionsumfang zu stellen. Hier gilt es genau die Funktionen bereitzustellen, die im Vergleich zu einer manuellen Durchführung niedrigere Transaktionskosten verursachen.<sup>756</sup>

Im Folgenden sollen Anforderungen an die Datenintegration und an die Funktionalität eines Informationssystems definiert werden. Nicht betrachtet wird die konkrete Ausgestaltung. Ausgangspunkt bilden Überlegungen zur Wahl des richtigen Datenintegrationsgrads unter ökonomischen Gesichtspunkten (GP 4.1.3.2.1). Diese Überlegungen sollen dann auf die Informationsflüsse im Stromhandel in GP 4.1.3.2.1.3 angewendet und Anforderungen an die Funktionalität in GP 4.1.3.2.2 formuliert werden.

#### **4.1.3.2 Ableitung von Gestaltungsempfehlungen für den Stromhandel**

##### **4.1.3.2.1 Anforderungen an die Gestaltung der Datenbasis**

###### **4.1.3.2.1.1 Der optimale Integrationsgrad**

Als triviale, aber bedeutende Grundvoraussetzung kann gelten, dass die Integrationsbemühungen auf die Informationsübertragungen zu beschränken sind, deren Inhalt für den Empfänger einen hohen Nutzen im Sinne der in GP 4.1.1.3 erarbeiteten Bewertung darstellt. Ist dies nicht der Fall, sollten alle Integrationsbemühungen unterbleiben.

Weitere Hinweise, um einen ökonomisch sinnvollen Integrationsgrad abzuleiten, finden sich in der einschlägigen Literatur. So stellt WALL die These auf, dass „je niedriger der Grad an Informationsautonomie ist, eine um so stärkere Form der Datenintegration zu realisieren ist.“<sup>757</sup> Informationsautonomie beschreibt nach WALL allgemein, inwieweit eine Einheit unabhängig von einer anderen Einheit die Informationsprozesse gestalten

---

<sup>754</sup> Vgl. ebenda.

<sup>755</sup> Vgl. ebenda S. 187-188.

<sup>756</sup> Vgl. Warnecke (1992) S. 262-279.

kann.<sup>758</sup> PICOT/DIETL/FRANK beschreiben denselben Sachverhalt mit dem Begriff *Interdependenz*. Sie unterteilen gemäß Tabelle 78 vier Klassen, welche zunehmenden Interdependenzgrad aufweisen.<sup>759</sup> Insbesondere in der Kategorie 3 und 4 empfiehlt sich eine gemeinsame Datenbasis, da ansonsten durch die wechselseitige Bearbeitung Inkonsistenzen wahrscheinlich sind.

**Tabelle 78: Formen der Interdependenz**

1	Gepoolte Interdependenz	die Bereiche sind nur indirekt voneinander abhängig. z.B. die Konkurrenz um knappes Kapital
2	Sequentielle Interdependenz	der Output des einen Bereichs ist Input des anderen Bereichs
3	Reziproke Interdependenz	gegenseitiger Austausch zwischen den Bereichen
4	Teamorientierte Interdependenz	mehrere Bereiche müssen zur Bewältigung einer Aufgabe interaktiv und gleichzeitig tätig werden

Quelle: Picot/Dietl/Frank(1999) S. 74.

Darüber hinaus sehen PICOT/REICHWALD den Integrationsgrad durch die Strukturiertheit und Veränderlichkeit der Austauschbeziehung eingeschränkt. Nur wenn die Informationsflüsse hinsichtlich Input und Output genau bestimmbar sind und gleichzeitig im Zeitablauf stabil bleiben, ist ein vollautomatisierter Austausch möglich.<sup>760</sup> Dieses Kriterium soll als *Beschreibbarkeit des Informationsaustausches* bezeichnet werden.

Die bisher diskutierten Kriterien berücksichtigen nicht die Tatsache, dass der die Funktion Stromhandel in ein bestehendes VU eingebettet wird, mit einer umfangreichen, teilweise historisch gewachsenen Systemarchitektur. Da der Aufwand zur Integration in bestehenden Systeme stark von den bereits existierenden Systemen abhängt, sollte die bereits bestehende Systemlandschaft berücksichtigt werden. So ist beispielsweise die Erstellung einer automatisierten Übergabeprozedur von einem proprietären Großrechnersystem zu einem anderen System wesentlich aufwendiger als zwischen modernen und offenen Anwendungssystemen. Allgemein soll dieser Sachverhalt als *Integrationsfähigkeit der eingesetzten Systeme* beschrieben werden. Typische Hinweise

<sup>757</sup> Wall (1996) S. 211.

<sup>758</sup> Vgl. Wall (1996) S. 205.

<sup>759</sup> Vgl. Picot/Dietl/Frank (1999) S. 74.

<sup>760</sup> Vgl. Picot/Reichwald (1991) S. 241.



auf geringe Integrationsfähigkeit der eingesetzten Systeme sind unterschiedliche Rechnerklassen<sup>761</sup>, Betriebssysteme<sup>762</sup> oder Datenmodelle<sup>763</sup>.

Als Zwischenfazit kann man festhalten, dass das vorrangige Kriterium für einen hohen Integrationsgrad der Nutzen der übermittelten Information ist. Das Kriterium ist notwendig, aber nicht hinreichend. Ist der Nutzen ausreichend gegeben, müssen weitere Kriterien zur Entscheidungsfindung herangezogen werden. Die Interdependenz der Austauschbeziehung sollte mit dem Integrationsgrad positiv korrelieren, hingegen die Integrationsfähigkeit der Systeme sowie die mangelnde Beschreibbarkeit der Austauschbeziehung den Integrationsgrad beschränken. Je nach Einschätzung dieser Kriterien ist ein Integrationsgrad der Stufe 1-3 zu wählen. Kommt man aufgrund einer Einschätzung dieser Kriterien zu dem Schluss, dass ein automatischer Datenaustausch eine adäquate Übertragungsform darstellt, so stellt sich noch die Frage, ob dies in Form einer bilateralen Übergabeprozedur, eines zentralen Datenpools oder eines Data Warehouse erfolgen sollte. Entscheidendes Kriterium ist hier die Anzahl der Quellen und der Nutzer. Greifen viele Aufgabenträger für unterschiedliche Aufgaben auf dieselbe Quelle zu, so bietet sich die Einrichtung eines zentralen Datenpools an. Das Modell hat gegenüber den bilateralen Übergabeprozeduren den Vorteil eines geringeren Wartungsaufwandes für Schnittstellen und garantiert jederzeit konsistente und aktuelle Daten. Als weiterer Vorteil ergibt sich, dass im Falle kostenpflichtiger Informationsquellen diese

---

<sup>761</sup> Die Integrationsfähigkeit sinkt, wenn auf Quellen- und Nutzerseite unterschiedliche Großrechner oder Rechnerklassen verwendet werden. Vollständige Integration von Daten unterschiedlicher Großrechner oder unterschiedlicher Rechnerklassen ist aufgrund der proprietären Betriebssysteme unmöglich; vgl. Mertens/Bodendorf/König (1998) S. 32. Möglich ist lediglich die Datenextraktion mittels Großrechnerabfrage und das Einspielen in ein anderes System. Erfahrungen in der Praxis zeigen, dass die Erstellung individueller Abfragen für Großrechner mit hohem Aufwand verbunden ist und oftmals mehrere Wochen erfordert

<sup>762</sup> Integrationsaufwand steigt, wenn die Systemunterstützung auf Seite der Quelle auf einem anderen Betriebssystem basiert als auf Seiten der Nutzer. Dies erfordert den Einsatz spezieller Anpassungsprozesse, z.B. den Einsatz von Middleware. Die höchste Integrationsfähigkeit bieten hingegen systemunabhängige internetbasierte Applikationen.

<sup>763</sup> Der Integrationsaufwand steigt, wenn beide Seiten unterschiedliche Datenbankmodelle verwenden. Datenbankmodelle können in das hierarchische, das relationale, das objektorientierte und das Netzwerkdatenmodell eingeteilt werden. (Vgl. zu Datenmodellen Mertens/Bodendorf/König (1998). S. 66-71.) Desweiteren kann es selbst innerhalb gleicher Datenmodelle zu hohem Integrationsaufwand kommen, wenn gleiche Inhalte bzw. Entitäten in unterschiedlichen Systemen mit unterschiedlichen Bezeichnungen abgelegt werden. Allein die Harmonisierung dieser Entitäten verursacht oftmals die Kosten vieler Manntage.

Kosten auch nur einmal für den Datenpool anfallen. Werden zur Erfüllung einer Aufgabe viele Informationsquellen benötigt, so empfiehlt sich ein Data Warehouse, da es den Zugriff vereinheitlicht und zudem durch die Kombination von Daten aus den unterschiedlichen Quellen neue Informationen verfügbar macht. Ist sowohl die Anzahl der Quellen und der Nutzer gering, so reicht eine einfache Übergabeprozedur.

Somit kann nun ein vollständiger Analyserahmen gemäß Tabelle 79 gebildet werden.

**Tabelle 79: Analyserahmen für die Integrationsgestaltung**

Integrationsgrad		Entscheidungskriterien für die Gestaltung		
		1. Ordnung	2. Ordnung	3. Ordnung
1) Gemeinsame Datenbasis		Nutzen des Informationsflusses	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Interdependenz zwischen Quelle und Nutzer</li> <li>▪ Beschreibbarkeit des Datenaustauschs</li> <li>▪ Integrationsfähigkeit der eingesetzten Systeme an der Schnittstelle zwischen Quelle und der Nutzer</li> </ul>	Anzahl der Quellen und Nutzer
2) Automatisierter Datenaustausch zwischen redundanten Informationsbasen	a) Data Warehouse			
	b) Zentraler Datenpool			
	c) Bilaterale Übergabeprozedur			
3) Manueller Austausch				

*Quelle: Eigene Darstellung*

Der Nutzen eines konkreten Informationsflusses ist ein notwendiges, aber nicht hinreichendes Kriterium. Es ist daher vor allen anderen Kriterien zu prüfen und soll als Kriterium erster Ordnung bezeichnet werden. Ist dieses Kriterium erfüllt, so sind die Interdependenz und die Beschreibbarkeit des Datenaustauschs sowie der Integrationsfähigkeit der Systeme zu prüfen. Diese sollen daher als Kriterien zweiter Ordnung bezeichnet werden. Das Kriterium der Anzahl von Quellen und Nutzern ist als Kriterium dritter Ordnung zu bezeichnen, da es lediglich über Varianten eines automatisierten Datenaustausches entscheidet, wenn die Kriterien zweiter Ordnung dies als adäquaten Integrationsgrad ergeben.

Um Gestaltungsempfehlungen hinsichtlich des Integrationsgrades abzuleiten, sind zunächst die Informationsflüsse hinsichtlich der Ausprägung oben dargestellter Entscheidungskriterien zu diskutieren. Im Folgenden wird zunächst allgemein auf die Systemunterstützung und die Integrationsfähigkeit im Umfeld des Stromhandels eingegangen, um in GP 4.1.3.2.1.3 den Nutzen der Informationsflüsse zwischen den Quellen und den Aufgabenträgern auszuwerten. Erkennbare Schwerpunkte bei den Informationsflüssen erfüllen das Kriterium erster Ordnung und sind Grundvoraussetzung für einen hohen

Integrationsgrad. Diese Informationsflüsse sind dann weiter zu detaillieren, um sie hinsichtlich der Kriterien zweiter Ordnung und ggf. dritter Ordnung zu beurteilen und daraus Gestaltungsempfehlungen hinsichtlich des Integrationsgrades abzuleiten.

#### 4.1.3.2.1.2 Das typische Systemumfeld des Stromhandels

Im Folgenden soll die Systemunterstützung auf Seite der externen und internen Quellen sowie im Handel allgemein dargestellt und auf die Integrationsfähigkeit dieser Systeme eingegangen werden.<sup>764</sup>

##### *Externe Quellen*

Die für den Zugang relevante systemtechnische Unterstützung unterscheidet sich zwischen den in dieser Arbeit betrachteten externen Quellen erheblich.

Im Bereich der *Nachrichtendienste* erfolgt der Zugang typischerweise über proprietäre Zugangssysteme, z.B. das bekannte „Reuters-Terminal“, und Telefonleitung auf real time Nachrichten und Marktinformationen. Professionelle Dienstleister bieten zudem einen „Data Feeder“ an, um v.a. historische Preisdaten automatisch in die Pricing- und Risikomanagementsysteme einzuspielen. Diese Systeme sind in der Regel so gestaltet, dass sie den Output der Data Feeder der großen Anbieter automatisch übernehmen können. Zunehmend wird auch das Internet als real time-Zugang verwendet, wobei von den großen Agenturen Dow Jones mit dem Produkt DowPower in Europa eine Vorreiterrolle spielt und das komplette Nachrichtenprogramm von Dow Jones zum Energiebereich im Internet verfügbar macht.<sup>765</sup> Sekundäranbieter bieten ihre Dienste ausschließlich über das Netz an.

Auch *Verbände* und Statistik-Dienstleister bieten zunehmend ihre Informationen im Internet in Form von Online-Archiven an.<sup>766</sup> Sie ermöglichen damit einen leichten Zugriff auf Informationen, meist als Download via PDF-Format. Allerdings ist derzeit immer nur ein Teil über das Internet zugänglich. Als weitere Zugriffsmöglichkeit existieren CD-ROM und klassisches Papierformat auf Anfrage.

---

<sup>764</sup> Soweit nicht anders gekennzeichnet beruhen die nachfolgenden Ausführungen aus Angaben von IT-Spezialisten der Firmen Systematics und A.T. Kearney.

<sup>765</sup> Allerdings ergeben sich im Vergleich zu den proprietären Zugangssystemen noch Nachteile hinsichtlich Geschwindigkeit und Sicherheit, so dass der Zugang über das Internet bei professionellen Nutzern noch wenig Verbreitung findet; Quelle: Auskunft von Reuters, München im Mai 2000.

<sup>766</sup> Vgl. hierzu auch Stock (2000) S. 47-48.

*Fachzeitschriften* sind ein noch vorherrschend papierbasiertes Medium, das aber gelegentlich durch Online-Ausgaben ergänzt wird.

Der Informationszugang zu *Marktteilnehmern* beruht weitestgehend auf nicht formaler Individualkommunikation.<sup>767</sup> Es wird erwartet, dass neben dem klassischen Gespräch im Rahmen einer Transaktion der Austausch im Rahmen von virtuellen Communities im Internet zunimmt.<sup>768</sup> Derzeit sind solche virtuellen Gemeinschaften zum Austausch unter Marktteilnehmern nicht bekannt.

### *Traditionelle Funktionsbereiche*

Bei den internen Quellen der traditionellen Funktionsbereiche ist eine Aussage nur eingeschränkt möglich, da diese Informationen vertraulich behandelt werden und zudem in den einzelnen Unternehmen unterschiedlich ausgeprägt sein dürften. Es können daher nur die nach Expertenmeinung verbreitetsten Applikationen dargestellt werden, welche für die Funktionsbereiche wie folgt detailliert werden:<sup>769</sup>

- Im Funktionsbereich der Systemoptimierung kommen im Wesentlichen Lastprognose- und Kraftwerkseinsatzplanungssysteme sowie Revisions- und Instandhaltungssysteme zum Einsatz.<sup>770</sup>
- Bei den eingesetzten Anwendungen des Funktionsbereichs Netz handelt es sich vor allem um Leitsysteme und Anwendungen zur Fahrplanverwaltung.
- Vertriebsapplikationen unterstützen den Vertrieb bei der Angebotserstellung, dem Erstellen von Lastprofilen, kundensegmentbezogenen Mailings und bei der Vertragsverwaltung.<sup>771</sup> Darüber hinaus werden ERP-Systeme bzw. Module zur Bestimmung der Verkaufsabrechnung aus Meterdaten verwendet.<sup>772</sup>

Befragt man Experten aus dem Bereich Informationstechnologie, so ist die Systemarchitektur von Rechenzentren mit einer Großrechnerstruktur gekennzeichnet. Die Daten werden überwiegend in relationalen Datenbanken vorgehalten, wobei auf Anwendungsseite zahlreiche Insellösungen zu finden sind.

---

<sup>767</sup> Vgl. Stock (2000). S. 43-44.

<sup>768</sup> Vgl. ebenda. S. 45.

<sup>769</sup> Vgl. Rügge (1999) S. 14.

<sup>770</sup> Vgl. Angloher/Schwerm (2000) S.24-28.

<sup>771</sup> Vgl. auch Rügge (1999a) S. 368.

<sup>772</sup> Enterprise Resource Planning- System ist der Sammelbegriff für meist integrierte Lösungen, die einen Großteil der Back-Office Funktionen unterstützen.

## Handel

Im Bereich des Handels existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungen zur Aufgabenunterstützung. Die Systeme können an den Kernprozessen des Handels orientiert werden.<sup>773,774</sup>

Der Geschäftsprozess „Erarbeitung eines Handelsplans“ wird wesentlich durch eine Transaktionsverwaltung, ein Chartanalyse- und ein Preisprognosesystem unterstützt.

- Die *Transaktionsverwaltung* ermöglicht die Erfassung der Positionen und Auswertung der verschiedenen Bücher.
- *Chartanalysesysteme* unterstützen die technische Analyse im Rahmen der Preisprognose. Sie ermöglichen den Aufbau von Chartformationen und die Berechnung der verschiedenen technischen Indikatoren.<sup>775</sup>
- *Preisprognosesysteme* erlauben die Modellierung von Gesetzmäßigkeiten zwischen Strompreis und seinen Bestimmungsfaktoren. Da die Entwicklung der Preise nicht zwangsläufig nach erfassbaren Gesetzmäßigkeiten ablaufen, setzen moderne Systeme Verfahren wie neuronale Netze oder Fuzzy-Logic ein.<sup>776</sup>

Der Geschäftsprozess Pricing wird durch spezielle *Pricingssysteme* unterstützt. Diese ermöglichen die Bildung einer Price-Forward-Kurve auf Basis quantitativer Modelle oder aktueller Marktpreisindizes, um daraus eine Preisbewertung abzuleiten. Nach bisherigen Erfahrungen ist mit den gängigen Tools nicht die gesamte Bandbreite möglicher Produkte abgedeckt, so dass entweder mehrere Tools oder „eigengestrickte“ Systeme, oft auf Basis einer einfachen Tabellenkalkulation, verwendet werden.<sup>777</sup>

Im Bereich des Risikomanagement und -controlling übernehmen *Risikomanagementsysteme* die Quantifizierung der verschiedenen Marktrisiken mittels vordefinierter Modelle. Gängige Produkte beschränken sich meist auf die Bestimmung des Preisrisikos. Für das Kreditrisiko bestehen eigene Anwendungen, um die Bonität des Kontrahenten und dessen Limit zu ermitteln und zu überwachen.

---

<sup>773</sup> Vgl. Klinkow (1996) S. 42-43.

<sup>774</sup> Eine Übersicht über Handelssysteme liefert EPRM (1999).

<sup>775</sup> Vgl. GP 3.2.2.1.2.

<sup>776</sup> Vgl. Schröppel (2000) S. 309.

<sup>777</sup> Quelle: Angaben der Marktteilnehmer.

Für den Geschäftsprozess „Identifikation der Handelspartner“ werden einfache Datenbanken, z.B. in Form einer *Adressverwaltung*, eingesetzt, um Geschäftspartnerdaten in strukturierter Form zu erfassen.

Für den Kernprozess „Verhandlung und Abschluss“ besteht über die Transaktions- und Adressverwaltung hinaus keine weitere Systemunterstützung.

Im Bereich „Settlement“ finden sich v.a. *ERP-Systeme*. Sie unterstützen das Erstellen von Geschäftsbestätigungen, Abrechnungen, den Zahlungsverkehr und das Verbuchen.<sup>778</sup> Diese Funktionen finden sich meist in einem integrierten System. Hinzu kommen als fast ausschließlich separates Tool *Fahrplanverwaltungssysteme* zur Administration der Netznutzung.

Da der Stromhandel in weiten Teilen Europas ein stark wachsender Markt für die Systemanbieter ist, wird laufend moderne Software entwickelt oder bestehende Software modifiziert. Aus diesem Grunde handelt es sich meist um moderne Client-Serverbasierte Anwendungen mit strukturierter Datenerfassung. Da die Systemlandschaft mit Aufnahme des Handels neu aufgebaut wurde oder noch wird, kann im Allgemeinen von einer hohen Integrationsfähigkeit der Systeme ausgegangen werden.

Als Zwischenfazit kann daher festgehalten werden, dass moderne Handelssysteme intern auf tendenziell ältere, historisch gewachsene Systemlandschaften, teilweise noch auf Basis von Großrechnern treffen, weshalb die bereichsübergreifende Integration zu einer gemeinsamen Datenbasis eher aufwendig einzuschätzen ist und auf automatische ÜbergabeprozEDUREN beschränkt sein sollte. Der Zugriff auf externe Quellen erfolgt auf konventionelle Weise (z.B. telefonische Anfrage bei einem Verband), über das Internet (Download einer Statistik) sowie über proprietäre Zugangssysteme der Nachrichtendienste. Diese bieten einfache Integrationsmöglichkeiten ohne großen Aufwand.

#### 4.1.3.2.1.3 Informationsflüsse im Stromhandel und Implikationen für die Datenbasis

Grundvoraussetzung für einen hohen Integrationsgrad ist ein hoher Nutzen der übertragenen Informationen für den Empfänger. Tabelle 80 zeigt den prozentualen Anteil des Informationsnutzen der einzelnen Informationsflüsse pro Quelle und Nutzer am Gesamtnutzen gemäß der in GP 4.1.1.3 durchgeführten Bewertung. Bei redundanten

---

<sup>778</sup> Vgl. Klinkow (1996) S. 44.

Informationen wurde jeweils die Information mit dem höchsten Nutzen gewählt. Die Tabelle zeigt die Schwerpunkte hinsichtlich des Nutzens der übertragenen Informationen. Es lassen sich die folgenden Befunde ableiten:

- 1) Überragende Dominanz der Informationsflüsse von den Nachrichtendiensten zu fast allen Aufgabenträgern.
- 2) Hohe Bedeutung der Informationsflüsse zu Marktanalysten aus fast allen Quellen.
- 3) Eine Vielzahl eigengenerierter Daten im Handel, welche vor allem im Front-Office benötigt werden.
- 4) Hohe Informationsautonomie im Back-Office.

Im Folgenden sollen diese Ergebnisse detailliert werden, um vor dem Hintergrund des zuvor erarbeiteten Entscheidungsrahmens Thesen zur Integration abzuleiten.

Ad 1) Informationsflüsse von den Nachrichtendiensten nehmen eine überragende Stellung im Stromhandel ein. Sie adressieren den Marktanalysten sowie den Portfoliomanager, insbesondere für Pricing und Risikomanagement. Auch zu Risikocontroller, Händler und technischen Analysten hat der Informationsfluss von den Nachrichtendiensten eine höhere Bedeutung als alle anderen analysierten Informationsflüsse. Es handelt sich dabei um Marktinformationen in Nachrichtenform sowie um aktuelle und historische Preis- (Strom, Fracht, Zins, US\$, usw.) und Temperaturdaten. Die Nachfrage nach Marktnachrichten beschränkt sich vor allem auf den Marktanalysten zum Zwecke der fundamentalen Analyse. Hingegen dienen Preisinformationen vor allem der technischen und fundamentalen Analyse, Pricing, Risikomanagement und im Settlement zur Bestimmung und Kontrolle des finanziellen Ausgleichs einer Handelstransaktion. Sie werden daher von seiten der Analysten, Portfoliomanager, Risikocontroller und der Abwickler nachgefragt.

Betrachtet man externe Quellen, so herrscht generell sequentielle Interdependenz. Der Output der externen Quellen ist Input für die Aufgabenträger des Handels und es existiert naturgemäß keine Rückkopplung.<sup>779</sup> Die Integration eines Nachrichtendienstes in den betrieblichen Ablauf erfolgt durch Installation einer proprietären Zugangssoft-

und -hardware oder im Falle der Internetanbieter durch einfache Freischaltung des Zugangs, so dass eine automatische Übergabe ohne großen technischen Aufwand zu erstellen ist. Es handelt sich daher bei diesen Informationsflüssen um Austauschbeziehungen mit hohem Nutzen, hoher Integrationsfähigkeit der beteiligten Systeme und vergleichsweise geringer Interdependenz. Zudem treffen im Falle der Preis- und Temperaturdaten wenige selektierte Quellen auf eine Vielzahl von Nutzern im Handel, während im Falle der Marktnachrichten die Nutzung auf den Marktanalysten beschränkt ist. Gemäß des Analyserahmens, ist in diesem Fall die Einrichtung eines zentralen Datenpools für Preisdaten sowie eines Direktzugriffs auf den Nachrichtendienst seitens des Analysten zu empfehlen. Die Effizienz dieser Lösung wird deutlich, wenn man berücksichtigt, dass bei kostenpflichtigen Diensten die Kosten für eine Lizenz und die monatliche Gebühren pro Nutzer anfallen. Es erscheint ökonomisch nicht sinnvoll, allen Nutzern einen Zugang zu verschaffen. Vielmehr bietet es sich an, nur Lizenzen für die Marktanalysten zu beziehen und die Preis- und Temperaturdaten über eine Datenschnittstelle in einer zentralen „Marktpreisdatenbank“ zu speichern, die wiederum die Datenbasis für Pricing-, Risikomanagement- und Abwicklungssysteme darstellt.

*These 1: Der Zugang zu kostenpflichtigen Nachrichtendiensten ist auf die Marktanalysten zu beschränken.*

*These 2: Eine Marktpreisdatenbank ist einzurichten. Diese wird über den Zugang zu den kostenpflichtigen Nachrichtendiensten mit Hilfe einer automatischen Datenschnittstelle gespeist. Die Marktpreisdatenbank ist ihrerseits Datenbasis für Chartprogramme sowie Pricing-, Risikomanagement- und Abwicklungssysteme.*

---

<sup>779</sup> Eine Ausnahme bilden Preise für Handelstransaktionen, sofern diese in die Strompreisindizes der Informationsdienste einfließen. Beispielsweise melden die meisten Verbundunternehmen die Konditionen ihrer Abschlüsse anonym an Dow Jones, woraus dieser den CEPI berechnet.



**Tabelle 80: Informationsflüsse und Nutzenanteil am Gesamtnutzen zwischen Quellen und Aufgabenträgern des Handels**

Aufgaben-träger	Geschäftsprozess	Quellen												
		extern						handelsintern			interne Funktionsbereiche			
		Nachr.-dienste	Ver-bände	Markt-teil-nehmer	Firmen-aus-kunft.	Mafo/Statistik	Fachzeit-schriften	Front Office	Middle Office	Back-Office	Netz	System-opt.	Vertrieb	Erzeu-gung
Händler	Identifikation der Handelspartner		0,5%		0,9%			1,7%	0,5%				0,5%	
	Verhandlung und Abschluß	0,5%		0,4%				2,4%	1,0%	0,5%	0,5%	0,5%		
Markt-analyst	Handelsplan: Marktanalyse-fundamental	12,1%	1,8%	0,8%		1,4%					6,1%	2,5%		
Tech. Analyst	Handelsplan: Marktanalyse-technisch	3,4%						0,4%						
Portfolio-Manager	Handelsplan: Gesamtposition ermitteln							0,6%				1,1%	0,6%	
	Pricing	5,3%	1,0%				0,5%		1,5%					
	Risikomanagement und –controlling	9,8%					0,5%	2,8%	0,5%		1,6%	1,1%		0,5%
Risiko-Controller	Risikomanagement und –controlling	9,8%					0,5%	2,8%	0,5%		1,6%	1,1%		0,5%
Kreditanal.	Risikomanagement und –controlling	0,5%		0,4%	3,0%	0,4%		0,9%						
Abwickler	Settlement	2,1%		0,5%				1,0%						
BKV	Settlement		1,1%	2,1%			0,5%	2,5%				0,5%	0,5%	
Zahlungs-verkehr	Settlement							0,5%		1,0%				
Buchhalter	Settlement							0,5%						

Quelle: Eigene Auswertung

Ad 2) Als weiteres zentrales Ergebnis in obiger Matrix kann die Bedeutung der Informationsflüsse zum Marktanalysten zum Zwecke der fundamentalen Analyse gesehen werden. Es handelt sich dabei um Informationen zu den Bestimmungsfaktoren der kurz- und langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung. Quellen sind im externen Bereich die Nachrichtendienste, Verbände, Marktteilnehmer, Marktforschungs- und Statistikdienstleister und intern die Bereiche Netz und Systemoptimierung. Angesichts der Vielzahl potenzieller Quellen wäre daher anzuraten, diese Quellen zusammenzuführen, um dem Analysten ein umfassendes Bild der Marktentwicklung zu ermöglichen. Offen ist die Frage in welcher Form diese Zusammenführung erfolgen soll. Hierzu sind im Folgenden die Informationsflüsse zu detaillieren, um die Kriterien zweiter Ordnung zu beurteilen.

Die *Nachrichtendienste* liefern über ihre Systeme Marktinformationen in Nachrichtenform. Im Bereich der *Statistikdienstleister* und der Verbände handelt es sich um regelmäßig erscheinende Publikationen, die über Postversand, E-Mail oder Download zu beziehen sind. Es handelt sich dabei um allgemeine und energiewirtschaftliche Kennzahlen (z.B. Wirtschaftswachstum, Netzkapazität- und -gebühren), Informationen zur Kraftwerksstruktur und Erläuterungen zu veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen (z.B. Verbändevereinbarung) Im Bereich der *Marktteilnehmer* handelt es sich um „weiche“ Informationen, die beim Händler anfallen und mit deren Hilfe ein Marktanalyst Schlüsse auf bestimmte preisrelevante Marktconstellationen ziehen kann. Der *Netzbereich* liefert im Wesentlichen Informationen zu Last, unplanmäßigen Stillständen, Netzengpässen sowie verschiedenen Signalen und Hinweisen auf die Position einzelner Marktteilnehmer. Diese Daten liegen in den Leitsystemen mit Ausnahme der Signale in strukturierter Form vor. Die *Systemoptimierung* kann im Wesentlichen den Kraftwerkseinsatzplan, Last- und Verfügbarkeitsprognose für eigene Kraftwerke, Lagermengen und Kosten von Brennstoffen sowie Hinweise zu Instandsetzungsterminen an fremden Kraftwerken, die sich aus Gesprächen mit externen Wartungsdienstleistern ergeben, beisteuern. Diese Informationen liegen in den Einsatz- und Instandhaltungsplanungssystemen sowie in den Lastprognosesystemen weitestgehend vor. Teilweise handelt es sich auch um die Informationen in den Köpfen der Mitarbeiter zu Instandhaltungsterminen fremder Kraftwerke und preisrelevanten Informationen zu Brennstoffmärkten durch die Lieferanten.

Beurteilt man die Kriterien zweiter Ordnung, so kann man zunächst generell von sequentieller Interdependenz zwischen Quelle und Nutzer sprechen. Das Kriterium der Integrationsfähigkeit ist unterschiedlich zu beurteilen. Für die internen Bereiche sei unterstellt, dass viele unterschiedliche Applikationen mit einer teilweise historisch gewachsenen Systemarchitektur bestehen, was auf eine geringere Integrationsfähigkeit schließen lässt. Teilweise wird auch gar keine Systemunterstützung möglich sein, insbesondere wenn Informationen nicht kodifiziert vorliegen. Im externen Bereich ist sie auf Seiten der Nachrichtendienste hoch, jedoch im Falle der Verbände und der statistischen Dienstleister aufgrund der noch vorherrschenden papierbasierten Erscheinungsform und im Falle der Marktteilnehmer aufgrund der Informationsübertragung im persönlichen Gespräch sehr gering. Die Beschreibbarkeit der Informationsflüsse ist hoch, mit Ausnahme der Bereiche, in denen Informationen unregelmäßig aus bilateralen Gesprächen anfallen.<sup>780</sup>

Die betrachteten Entscheidungskriterien geben ein uneinheitliches Bild, so dass verschiedene Thesen gebildet werden müssen. Aufgrund der sequentiellen Interdependenz zwischen Quelle und Nutzer, der teilweise geringen Integrationsfähigkeit von internen und externen Systeme und der hohen Anzahl potenzieller Quellen ist zunächst eine Zusammenführung in einem Data Warehouse zu empfehlen.<sup>781</sup>

*These 3) Ein zentrales Data Warehouse für die Marktanalyse ist einzurichten. Es integriert handelsrelevante Informationen der Systemoptimierung, Netz sowie externer Nachrichtendienste, Marktteilnehmer, Verbände und statistischer Dienste*

In den Bereichen, in denen eine keine mangelnde Beschreibbarkeit der Austauschbeziehung oder mangelnde Systemunterstützung vorherrscht, sollte das Data Warehouse von den Quellen automatisch gespeist werden.

---

<sup>780</sup> Diese Daten liegen in den Leitsystemen in detaillierter und aggregierter Form vor. Die detaillierten Daten beinhalten jede einzelne Messstelle im Regelbereich, was für den Handel eine nicht zu bewältigende Informationsflut darstellt. Aufgrund der Menge der verarbeiteten Daten in der Leitstelle sollte sich der Handel auf die Verarbeitung von ausgewählten, hochaggregierten Daten beschränken. Hinweise zu Positionen einzelner Marktteilnehmer sind jedoch meist in den detaillierten Daten der Leitstelle „versteckt“. Eine Interpretation dieser Daten ist meist nur durch Spezialisten aus der Leitstelle möglich.

<sup>781</sup> Neben den Vorteilen in der Informationsübertragung hat dies auch Vorteile in der Informationsabgabe; vgl. GP 4.1.2.2.2.

*These 3a) Das Data Warehouse ist mit den Nachrichtendiensten sowie den Systemen der Funktionsbereiche Netz (Leitsystem) und Systemoptimierung (Kraftwerkseinsatz-, Instandhaltungsplanungs- und Lastprognosesysteme) über eine automatische Schnittstelle zu verknüpfen.*

Informationen aus der Systemoptimierung sowie der Marktteilnehmer, die aufgrund einer mangelnden Beschreibbarkeit oder Systemunterstützung keiner automatischen Übergabeprozedur zugänglich sind, müssen ggf. über ein persönliches Gespräch übermittelt und per Hand in das Data Warehouse eingepflegt werden.

*These 3b) In regelmäßigen Abständen sollte es zu einem Informationsaustausch zwischen Marktanalysten und Mitarbeitern der Systemoptimierung sowie dem Händler kommen. Ziel dieser Gespräche ist es, mögliche Positionen einzelner Marktteilnehmer, Instandsetzungstermine an fremden Kraftwerken und anderen preisrelevanten Marktconstellationen zu identifizieren. Die Ergebnisse sind „händisch“ in das Data Warehouse einzupflegen.*

Aufgrund der noch vorherrschenden papierbasierten Erscheinungsform sind Statistiken von Verbänden und Statistikdienstleistern ebenfalls manuell in das Data Warehouse einzupflegen.

*These 3c) Ausgewählte Statistiken sind regelmäßig bei den Dienstleistern zu beziehen und „händisch“ in das Data Warehouse einzupflegen.*

Ad 3) Informationsflüsse aus dem Front-Office haben nach den Nachrichtendiensten die höchste Bedeutung für die verschiedenen Bereiche einer Handelseinheit. Es handelt sich dabei einerseits um Transaktionsdaten und andererseits um Informationen über die Geschäftspartner. Transaktionsdaten fallen im Handel durch Geschäftsabschluss oder ergeben sich aus physischen Positionen in eigenen Kraftwerken und langfristigen Lieferverpflichtungen. Sie werden in allen Geschäftsprozessen mit Ausnahme der Marktanalyse benötigt. Informationen über Geschäftspartner werden zum Zwecke der Identifikation von Geschäftspartnern, der Verhandlungsvorbereitung und dem Management von Kreditrisiken benötigt. Als Beispiele seien Informationen über Qualität von Personal und Systemen oder Produktschwerpunkten eines Kontrahenten genannt.

Betrachtet man die Informationsflüsse, so erkennt man, dass Informationen überwiegend vom Front- zu Middle- und Back-Office fließen, aber auch umgekehrt Informationen aus den anderen Bereichen in das Front-Office. Beispielsweise benötigt der Kreditanalyst vom Händler Informationen über den Kontrahenten zum Zwecke der

Ermittlung der Bonität, andererseits benötigt der Händler in den Verhandlungen wiederum das Bonitätsrating und das dem Geschäftspartner zugeteilte Limit. Im Gegensatz zu den bisher diskutierten Austauschbeziehungen kann hier von wechselseitiger Interdependenz gesprochen werden. Die Beschreibbarkeit der auszutauschenden Information zu Geschäftspartnern und Transaktionen kann als hoch eingeschätzt werden. Für die Informationsflüsse, die handelsintern ablaufen, ist von einer hohen Integrationsfähigkeit der Systeme auszugehen. Moderne Pricing- und Risikomanagementapplikationen sowie Abwicklungs- und Fahrplanverwaltungssystemen sollten auf einen gemeinsamen Datenbestand zugreifen können. Gleiches gilt für die Systeme zum Kreditrisikomanagement und zur Verhandlungsvorbereitung.

Austauschbeziehungen mit vergleichsweise hohem Nutzen, hoher Beschreibbarkeit und hohem Interdependenzgrad sowie eine ausreichende Integrationsfähigkeit der betroffenen Systeme lassen eine klare Aussage hinsichtlich der Gestaltung von Informationsflüssen aus dem Front-Office zu. Der Analyserahmen empfiehlt in diesen Fällen eine gemeinsame Datenbasis sowohl für Transaktions- und Geschäftspartnerdaten.

*These 4: Eine zentrale Transaktionsdatenbank als Basis für Pricing- und Risikomanagement sowie Abwicklungs- und Fahrplanverwaltungssystemen ist einzurichten.*

*These 5: Eine zentrale Kontrahentendatenbank mit Zugriff für alle Händler und Kreditanalysten ist einzurichten.*

Ad 4) Alle sonstigen Informationsflüsse erfüllen nicht das Kriterium eines hohen Nutzens des Informationsaustauschs, so dass gemäß des Analyserahmens keine weiteren Integrationsbemühungen notwendig sind. Erstaunlicherweise gilt dies insbesondere für Informationsflüsse im Bereich des Back-Office. Mit Ausnahme der oben angesprochenen Transaktions-, Geschäfts- und Preisdaten können die internen Aufgabenträger weitestgehend autonom arbeiten. Dies ist bedeutsam, da in der Vergangenheit die Integrationsbemühungen mehr auf den Back-Office- als auf den Middle- und Front-Office-Bereich ausgerichtet waren. Legt man obigen Entscheidungsrahmen fest, müssen diese Bemühungen als falsche Priorisierung gewertet werden.

#### **4.1.3.2.2 Anforderungen an die Funktionalität**

Nachdem die Anforderungen an die Gestaltung der Datenbasis formuliert wurden, soll dies nun analog für die Funktionalität erfolgen. Zur Vereinfachung wird die Analyse auf Anforderungen beschränkt, wie sie sich aus den bisherigen Ergebnisse zu den Teilpro-

zessen der Informationsbereitstellung, d.h., Informationsbeschaffung und -abgabe ergeben. Im Folgenden seien die bisherigen Überlegungen zu beiden Teilprozessen zusammengefasst und Überlegungen für eine entsprechende systemtechnische Unterstützung angestellt.

### *Informationsbeschaffung*

Unter der Informationsbeschaffung wurde aus analytischen Gründen zwischen Informationssuche und der Informationsbewertung unterschieden. Bei der Informationssuche kann die Suche nach neuen Quellen und die Suche nach neuen Informationen in bekannten Quellen unterschieden werden. Die Suche in bekannten Quellen sollte mittels vordefinierter Suchroutinen seitens des Portals unterstützt werden. Je mehr unterschiedliche Quellen sich im Zugriff des Nutzers befinden, desto größer wird der Vorteil eines Portals sein, da der Zugriff auf die vordefinierten Quellen durch die einheitliche Portalstruktur vereinfacht werden kann. Dies kann sich über die Zeitersparnis in Informationsvorteilen durch schnelleren Zugriff und in geringeren Transaktionskosten niederschlagen. Der Zugriff kann hinsichtlich der klassischen Einzelabfrage von Informationsquellen auf Initiative des Informationsnachfragers und der aktiven Informationsübermittlung unterschieden werden. Letztere unterscheidet sich von der klassischen Einzelabfrage, als dass die Information dem Informationsnutzer zugeht, ohne dass dieser aktiv wird (regelmäßige Berichte, feste Verteiler, Ausnahmeberichterstattung).<sup>782</sup> Es wird daher in diesem Zusammenhang auch von Push-Technologien gesprochen. Aktive Informationsübertragung wird für einen Analysen v.a. im Falle von preisrelevanten Informationen (z.B. signifikante Preisveränderungen, Kraftwerksausfälle), besondere Bedeutung haben, da ein Händler auf neue preisrelevante Informationen möglichst unmittelbar nach deren Anfall reagieren sollte und nicht erst nach einer routinemäßigen Einzelabfrage. Zu denken wäre hier an die Definition bestimmter Schwellenwert, bei deren Über- oder Unterschreiten eine automatische Meldung an den Analysten generiert wird. Als Beispiele seien genannt:

- Überschreiten einer maximalen Veränderung von Energieträger- und Strompreisen
- Abweichung der in der Leitstelle gemessenen Last im eigenen Regelkreis im Vergleich zur ursprünglichen Lastprognose

---

<sup>782</sup> Vgl. Picot/Reichwald (1992) S. 282.

- Tatsächliche oder geplante Leistungsausfälle an den eigenen Kraftwerken ab einer definierten Höhe (in MW) infolge von Störungen oder einer veränderten Instandhaltungsplanung
- Netzengpässe ab einem definierten Ausmaß (in MW)

Wie zuvor gezeigt sind nicht alle preisrelevanten Informationen auf Datenträgern vorhanden. Vielmehr existieren diese in Papierform oder in den Köpfen der Mitarbeiter. Diese Informationen müssen manuell in die Datenbasis des Informationsportals eingepflegt werden. Dies setzt voraus, dass in den internen Funktionsbereichen Eingabemasken vorhanden sind, welche es den Informationsträgern ermöglicht ihr Wissen weiterzugeben. Handelt es sich dabei um preisrelevante Daten, so muss ein Informationsträger die Möglichkeit haben, die Daten als zeitkritisch zu kennzeichnen, damit sie unmittelbar dem Aufgabenträger zugeleitet werden können. Voraussetzung ist, dass der Informationsträger die Wertigkeit dieser Daten genau kennt.

Es können daher die ersten Anforderungen an das System wie folgt definiert werden:

*These 1a: Im Rahmen einer Portalstruktur sind vordefinierte Abfrageroutinen für die Aufgabenträger des Handels zu hinterlegen. Preisrelevante Informationen sollten unmittelbar nach dem Informationsanfall aktiv an den Analysten übermittelt werden.*

*These 1b: Die Informationsinhaber der internen Funktionsbereiche haben Zugriff auf das Portal in Form definierter Eingabemasken. Sie müssen die Möglichkeit haben, Information bei der Eingabe als zeitkritisch zu kennzeichnen, um damit eine sofortige Übertragung an den Analysten auszulösen.*

Eine weitere wesentliche Anforderung ergibt sich an die Bündelung von Quellen. Derzeit müssen Händler die verschiedenen Märkte beobachten, auf denen sie handeln. Gleiches gilt für Nachrichtendienste, da diese teilweise unterschiedliche Nachrichten liefern. Dieses Problem wird in Front- und Middle-Office seit Jahren dadurch gelöst, dass die Analysten und Händler vor zwei bis drei großen Bildschirmen sitzen und parallel die Märkte beobachten. Ein solches Problem kann ein Portal lösen, wenn über das so genannte „Channeling“ oder eine vergleichbare Technik die Inhalte verschiedener Quellen „verschmelzt“ werden können. Als Beispiel seien die Nachrichten genannt, die heute je Agentur auf einem eigenen Ticker oder einer eigenen Internetseite im Handel einlaufen. Im Falle einer Integration würde auf einer Portalseite die Nachrichten verschiedener Agenturen nach dem zeitlichen Anfall sequentiell gelistet werden, ohne dass der Handel weiß, von welcher Agentur die Nachricht generiert wurde. Eine

solche Technik könnte dazu führen, dass die Arbeitsplätze mit zwei und mehr Bildschirmen der Vergangenheit angehören. Derzeit ist die „Channeling“-Technik nur für jeweils eine einzelne Quelle möglich. Sollte künftig eine „Verschmelzung“ der Quellen möglich werden, dürfte die Informationsübertragung deutlich verbessert werden.

*These 1c: Informationen zu vergleichbaren Themen aus unterschiedlichen Quellen sind derart zu bündeln, dass der Informationsnutzer sie auf einem Bildschirm einsehen kann.*

Neben der Informationsabfrage in bekannten Quellen wird die Suche nach neuen Quellen eine wesentliche Bedeutung für einen Stromhändler haben. Aufgrund der in GP 4.1.1.1.3 erläuterten starken Veränderlichkeit des externen Informationsmarktes steht der Händler permanent vor dem Problem neue Quellen oder das veränderte Angebot alter Quellen hinsichtlich des potenziellen Informationsnutzens zu prüfen. Um die Information zu bewerten, muss er die Information jedoch erst einsehen, womit sich die eigentliche Beschaffung erübrigt. Dieser Sachverhalt wurde in GP 4.1.1.1.2 als Informationsparadoxon dargestellt. Aufgrund der Vielzahl und Veränderlichkeit möglicher Quellen, aber auch aufgrund des Informationsparadoxons wurde deutlich, dass eine umfassende Untersuchung aller Quellen weder möglich noch ökonomisch sinnvoll ist. Als Lösung wurde eine radikale Begrenzung des Suchraums auf Basis von Hypothesen über potenziell geeignete Quellen vorgeschlagen, um diese dann zielgerichtet zu durchsuchen und zu bewerten. In GP 4.1.1.2.1 wurden daher für die externen Quellen Qualitätssignale definiert, die es ermöglichen, potenziell geeignete Quellen zu identifizieren, ohne deren Informationsinhalte zu kennen. Durch Automatisierung der Informationssuche nach Quellen, die diese Qualitätssignale vorweisen, besteht die Möglichkeit Transaktionskosten zu senken und gleichzeitig Informationsvorteile durch schnellere Verfügbarkeit zu erzielen.<sup>783</sup> Ein solches Konzept kann mit Hilfe von „Intelligente Agenten“ realisiert werden. Es handelt sich um ein System, das mit einer gewissen künstlichen Intelligenz ausgestattet und es in der Lage ist, bestimmte delegierte Aufgaben selbständig zu lösen. In diesem Zusammenhang könnte ein solcher Agent externe Quellen im Internet nach den definierten Qualitätssignalen durchsuchen, z.B. Informationsdienste nach der Anzahl Meldungen aus dem Bereich der Energiewirtschaft und einem Händler eine überschaubare Anzahl von Quellen zu weiteren Nutzenbewertung

---

<sup>783</sup> Vgl. Stock (2000) S. 392-394 zu Profildiensten als typisches Beispiel einer Push-Technologie und Stickel/Groffmann/Rau (1997) S. 5-11, Stichwort „Agenten“.



vorselektieren. Die Eignung dieser Agenten ist eng mit der Verbreitung des Internets gekoppelt. Nur wenn viele Quellen im Internet auch zu finden sind, lohnt sich der Einsatz intelligenter Agenten. Betrachtet man lediglich die 22 externen Quellen, die dieser Untersuchung zugrunde lagen, so waren in 16 Fällen die Informationen zumindest teilweise über das Internet verfügbar. Berücksichtigt man zusätzlich, dass nur ein Ausschnitt aller potenziellen Quellen betrachtet wurde und geht man davon aus, dass der Trend zu Konvergenz der Quellen im Internet weitergeht, so wird deutlich, dass intelligente Agenten einen erheblichen Nutzen in der Informationssuche bringen können. Es soll daher die folgende Anforderung definiert werden:

*These 2: In die Suchfunktionen sind „Intelligente Agenten“ zu integrieren, die externe internetbasierte Quellen durchsuchen, sie hinsichtlich der Eignung zur Deckung des Informationsbedarfs mittels definierter Qualitätskriterien beurteilen und dem Informationsnutzer eine Vorselektion zur weiteren Beurteilung liefern.*

Auf Basis dieser Vorselektion sind die Quellen nun zu bewerten. Hieraus können weitere funktionale Anforderungen in Zusammenhang mit der Durchführung der Nutzwertanalyse abgeleitet werden. Es gilt vor allem die Nutzwerte auf Basis der Einschätzung zu verschiedenen Nutzkriterien - gemäß 4.1.1.3.2.1 waren dies Kriterien zur Relevanz des Informationsbedarfs und zum Deckungsgrad - nach den definierten Regeln zu errechnen. Die eigentliche Entscheidungsfindung auf Basis der Nutzwerte sollte unter Einbeziehung des Kostenstellenverantwortlichen erfolgen, damit ein Anreiz besteht, nur die Informationen zu beschaffen, deren Nutzen die Kosten übersteigt. Die Einbindung sollte derart erfolgen, dass der Kostenverantwortliche die Möglichkeit hat, die Analyse kritisch zu prüfen und zu hinterfragen. Da die Nutzwerte nur ordinales Datenniveau aufweist, sind historische Vergleichswerte heranzuziehen. Ebenfalls einzubeziehen ist das zentrale Informationsmanagement, da eventuell weitere Verwendungsmöglichkeiten in der Unternehmung existieren, bzw. die Information bereits an andere Stelle im VU vorhanden ist. Hieraus sollten die folgenden Anforderungen abgeleitet werden:

*These 3: Das Portal sollte eine Informationsbewertungsfunktion mit folgenden Teilfunktionen vorweisen:*

- *Eingabe von Bewertungen zu den Nutzkriterien und Kommentaren durch den Nutzer für ausgewählte Informationen einer Quellen*
- *Automatische Berechnung der Nutzwerte*

- *Präsentation von Vergleichsbewertungen zum ermittelten Ergebnis*
- *Vorgangsteuerung zwischen Nutzer, Kostenstellenverantwortlichen und zentralem Informationsmanagement*

#### *Informationsabgabe*

Weitere Anforderungen können aus Informationsabgabe abgeleitet werden. Ziel der Informationsabgabe war es im Unternehmen verborgene Informationen, welche vor allem in den Köpfen der Mitarbeiter vorhanden sind, zugänglich zu machen. Hierzu wurden aus dem Forschungsgebiet Wissensmanagement verschiedene Ansätze geprüft. Als geeignet für den laufenden Informationsaustausch im Stromhandel haben sich vor allem die folgenden Maßnahmen erwiesen:

- Einführung von Output-Controlling und eines „News Flash“- als Feedback des Handels an interne Funktionsbereiche über bedeutende Informationsabgaben und den resultierenden Handelserfolgen
- Gewährung materieller Anreize für die Weitergabe von Informationen, jährlichen bemessen an dem vom Nutzer beurteilten Wert der abgegebenen Informationen
- Einführung eines Katalogs mit den relevanten Informationsbedarfen für interne Funktionsbereiche

Im Folgendem ist zu klären, wie sich diese Maßnahmen auf die Funktionalität des Unternehmensportals auswirken. Als triviale Anforderung kann zunächst festgehalten werden, dass Eingabemasken für die Informationsträger bereitgestellt werden, welche möglichst so zu gestalten sind, dass ein Informationsträger aus dem Bereich Vertrieb, Handel, Systemoptimierung und Netzbetrieb einfach und ohne viel Aufwand entsprechende Daten in das System eingeben kann. Ein entsprechender Informationsbedarfskatalog mit Hinweisen auf die Relevanz sollte mit der Eingabe verknüpft sein. Auf diese Weise wird den Informationsträgern die Bedeutung ihrer Information klar, was ihn vielleicht dazu veranlasst, die Information auch abzugeben, andererseits wird verhindert, dass der Handel nicht mit unnötigen Informationen überhäuft wird. Controlling der Informationsabgabe und Feedback gegenüber internen Informationsträgern sowie die Gewährung materieller Anreize erfordern, dass alle Informationsübertragungen über das Portal hinsichtlich Absender, Inhalt, Zweck, Nutzwert, und Verwendung gespeichert werden um sie dann zu einem späteren Zeitpunkt auszuwerten (z.B. für die Gewährung eines Bonus oder die inhaltlichen Gestaltung eines News-Flash). Als Anforderung kann daher formuliert werden:

*These 4a: Das Eingabemasken für die internen Funktionsbereiche sind mit einem Informationsbedarfskatalog zu hinterlegen*

*These 4b: Das System muss zu jeder Informationsabgabe eines internen Informationsträgers eine Rückkoppelung (Bewertung, erzielte Handelserfolge) seitens des Händlers einfordern.*

*These 4c: Alle historischen Informationsübertragungen sind zu speichern, um sie später zu Controllingzwecken, der Gewährung materieller Anreize oder für Feedback-Statistiken auswerten zu können.*

#### **4.1.3.2.3 Fazit**

Ausgangspunkt der Überlegungen zur Informationsübertragung war die Erkenntnis, dass durch eine adäquate systemtechnische Unterstützung des Informationsflusses von Quelle zum Nutzer zu Informations- und Transaktionskostenvorteilen führen kann.

Angesichts der Kosten für die Erstellung und Wartung von integrierten Systemen, sollte eine Handelseinheit bemüht sein, Integrations- und Funktionsschwerpunkte zu setzen und sich auf diese zu beschränken. Mit obigen Thesen sollten die ökonomisch bedeutsamen Anforderungen an die Gestaltung von Daten und Funktionen von Informationsflüssen eines Stromhändlers beschrieben sein. Im Bereich der Daten liegen diese Anforderungen im Aufbau eines zentralen Datenpools für Marktpreise, eines Data Warehouses „Marktsignale“ für die fundamentale Analyse und einer zentralen Geschäftspartner- und Transaktionsdatenbank.

Tabelle 81 fasst die wesentlichen Eigenschaften nochmals zusammen. Die verbleibenden Informationsflüsse haben im Vergleich zu den oben betrachteten Informationsflüssen eine geringe Bedeutung, so dass der Datenaustausch weder technischer noch organisatorischer Vorkehrungen bedarf. Die beteiligten Aufgabenträger im Handel können bei Bedarf eine fallweise manuelle Übertragung herbeiführen. Werden weitere Bemühungen angestellt, so kann es fraglich sein, ob der Nutzen die mit der Integration verbundenen Kosten deckt. Hier ist zu prüfen, ob unternehmensspezifische Eigenheiten zu einem anderen Informationsbedarf als in dieser Analyse unterstellt führen.

**Tabelle 81: Empfehlungen zur Integration von Informationsflüssen**

	<b>Zentrale Datenbank: „Marktpreise“</b>	<b>Data Warehouse: „Marktsignale“</b>	<b>Zentrale Datenbank: „Geschäftspartner und Transaktionen“</b>
Inhalt	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Preis- und Umsatzdaten (Strom, Energieträger, Zinsen, Wechselkurse)</li> <li>▪ Temperaturdaten</li> </ul>	Sämtliche preisrelevanten Marktdaten, inklusive weiche „Signale“	Daten zu allen Handelspositionen, inklusive (Erzeugung und Vertrieb) sowie zu den Geschäftspartner
Verwendung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Technische und Fundamentale Analyse</li> <li>▪ Pricing</li> <li>▪ Quantifizierung von Risiken</li> <li>▪ Settlement (Finanzieller Ausgleich)</li> </ul>	Fundamentale Analyse	Alle Geschäftsprozesse mit Ausnahme von Pricing und Marktanalyse
Basis	<p><i>Über automatische Übergabeprozedur:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nachrichtendienst</li> <li>▪ (nur über Zugang der Analysten)</li> </ul>	<p><i>Über automatische Übergabeprozedur</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nachrichtendienst, Leistsysteme</li> <li>▪ Instandhaltungs-, Einsatzplanungssysteme</li> <li>▪ Lastprognosesysteme</li> </ul> <p><i>Händisch eingepflegt:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Verbände</li> <li>▪ Statistikdienstleister</li> </ul> <p><i>Kodifiziert und händisch eingepflegt</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Marktrelevante Hinweise und Signale seitens der Handelspartner und Lieferanten im Funktionsbereich Systemoptimierung (Instandhaltung, Brennstoff)</li> </ul>	<p><i>Händisch eingepflegt:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Händlerzettel</li> <li>▪ Physische Positionen</li> <li>▪ Geschäftspartnergrunddaten</li> <li>▪ Bonitäts- und verhandlungsrelevante Zusatzinformation, Kraftwerkspark, bisherige Erfahrungen, usw.)</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

Hinsichtlich der Funktionen sollte die Informationssuche, -bewertung und -abgabe systemtechnisch unterstützt werden. Die Schwerpunkte können wie folgt zusammengefasst werden:

- Eingabemasken mit hinterlegtem Informationsbedarf und mit der Möglichkeit Information bei der Eingabe als zeitkritisch zu kennzeichnen, um damit eine sofortige Übertragung an den Analysten auszulösen.
- Standardisierte Abfragen mit aktiver Bereitstellung preisrelevanter Informationen sowie intelligente Agenten und Bündelung von Quellen nach Themenbereichen als Unterstützung der Informationssuche
- Informationsbewertungsfunktion u.a. mit automatisierter Berechnung der Nutzwerte, Präsentation von Vergleichsbewertungen und Vorgangsteuerung zwischen Nutzer, Kostenstellenverantwortlichen und zentralem Informationsmanagement
- Nachverfolgung von Informationsübertragung zu Controllingzwecken, der Gewährung materieller Anreize oder für Feedback-Statistiken auszuwerten.

#### 4.1.4 Exkurs: Auswirkungen von internetbasiertem Handel (eTrade) auf den Informationseinsatz

„e-Schlagwörter“ wie eAssetmanagement, eSales, eProcurement oder eTrade sind derzeit vielfach zitierte Begriffe in der Fachliteratur.<sup>784</sup> Das Marktpotenzial internetbasierter IT-Konzepte scheint enorm. Im Mittelpunkt der Diskussion steht meist der Verkauf von Waren und Dienstleistungen über das Internet. Nach Prognosen des Marktforschungsinstituts FORRESTER RESEARCH werden diese Umsätze weltweit von ca. 660 Mrd. US\$ in 2000 auf ca. 6.800 Mrd. in 2004 ansteigen, wobei der Schwerpunkt des Wachstums in Westeuropa gesehen wird.<sup>785</sup> Als mindestens ebenso bedeutend wie das Umsatzpotenzial wird der Beitrag dieser Konzepte zu Effizienz- und Effektivitätssteigerung durch eine effizientere Abwicklung der internen und unternehmensübergreifenden Geschäftsprozesse hinsichtlich der Dimensionen Zeit, Kosten und Qualität gesehen.<sup>786</sup> Im Bereich der Energieversorgungsunternehmen liegen die potenziellen Optimierungsmöglichkeiten vor allem im Betrieb und Instandhaltung der Anlagen im Kraftwerks- und Netzbereich.<sup>787</sup> Im Handel mit Strom wird in diesem Zusammenhang das Thema der elektronischen Märkte (eTrade) am meisten diskutiert.

##### 4.1.4.1 Kennzeichen von elektronischem Handel

eTrading bzw. elektronischer Handel manifestiert sich durch die Schaffung von mit Hilfe der Telematik realisierten Marktplätzen, auf denen der Tausch von Gütern und Dienstleistungen in allen Phasen der Transaktion elektronisch unterstützt wird.<sup>788</sup>

Nach SCHMID sind elektronische Märkte durch Ubiquität, Transparenz, Verringerung von Transaktionskosten und Offenheit gekennzeichnet.<sup>789</sup>

##### *Ubiquität*

Die Telekommunikation ermöglicht jedermann orts- und zeitunabhängigen Zugang zum Marktgeschehen.

---

<sup>784</sup> Vgl. z.B. Titzrath/Scholtissek (2000) S. 656.

<sup>785</sup> In Westeuropa steigt im gleichen Zeitraum der Umsatz von ca. 87 Mrd. US mit konstanten Wachstumsraten über 100% auf ca. 1.500 Mrd. in 2004; vgl. Forrester (2000), <http://www.forrester.com/ER/Press/ForrFind/0,1768,0,00.html>.

<sup>786</sup> Vgl. Herrmann/Sauter (1999) S. 851-852.

<sup>787</sup> Vgl. Titzrath/Scholtissek (2000) S. 657. Eine detaillierte Analyse dieser Möglichkeiten steht noch aus.

<sup>788</sup> Vgl. Schmid (1993) S. 468.

*Transparenz*

Informationsbeschaffung wird durch elektronische Informationssysteme erleichtert werden. Gleichzeitig steht die Information jedem, der zum Informationssystem Zugang hat, in gleicher Weise zur Verfügung.

*Verringerung der Transaktionskosten*

In den verschiedenen Phasen einer Handelstransaktion können Kosten im Vergleich zum herkömmlichem Prozedere in einem realen Markt gesenkt werden.

*Offenheit*

Dies ist eine mögliche, jedoch nicht notwendige Eigenschaft elektronischer Märkte. Offen sind Elektronische Märkte nur dann, wenn sie für alle Anbieter und Nachfrager zugänglich sind. Da eine Beschränkung auf bestimmte Teilnehmer denkbar und technisch möglich ist, ist die Offenheit kein notwendiges Merkmal eines elektronischen Marktes.

Nach der oben bereits zitierten Prognose von Forrester Research wird davon ausgegangen, dass der weltweite Energiehandel im Internet von 30 Mrd. US\$ bis 2004 auf 266 Mrd. US\$ ansteigen wird.<sup>790</sup> Wie Tabelle 82 zeigt, wird der Großteil auf Großhandelsmarktplätzen erfolgen.

**Tabelle 82: Prognostizierte Marktanteile verschiedener Handelskanäle in 2004**

Segment	Umsatz in Mrd. US\$	Anteil in %
Großhandelsmarktplätze	171	64%
Ausschreibungssysteme industrieller Großverbraucher	44	17%
Aggregatorensysteme für kleine Endverbraucher	25	9%
Sonstige	26	10%
<b>Gesamt</b>	<b>266</b>	<b>100%</b>

Quelle: Forrester Research (1999), <http://www.forrester.com/ER/Press/Release/0,1769,165,00.html>.

Im Großhandel mit Strom können drei verschiedene Formen elektronischer Marktplätze unterschieden werden:<sup>791</sup>

- Elektronische Börse

<sup>789</sup> Vgl. Brandtweiner/Greimel (1998) S. 38. und Schmid (1993) S. 468.

<sup>790</sup> Vgl. Forrester Research (1999), <http://www.forrester.com/ER/Press/Release/0,1769,165,00.html>.

<sup>791</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Herrmann/Judisch/Mohnhaupt (2000) S. 731.

- Elektronische OTC-Marktplätze
- Elektronische „Store-front“

Elektronische Börsen besetzen das Segment der stark standardisierten Produkte und sind die logische Fortentwicklung herkömmlicher Börsen, z.B. *NordPool*, deren Zugang mittels proprietärer Zugangssoft- und -hardware erfolgte. So setzen die neuen Börsen *APX* in Amsterdam und *LPX/EEX* in Leipzig die Internet-Technologie zur Übermittlung von Daten ein.

Neben dem Segment der elektronischen Börsen werden sich elektronische OTC- Marktplätze ansiedeln. Bekannte Beispiele sind *Netstrom*, *altra.com* oder *houstonstreet.com*. Es handelt sich dabei meist um Marktplätze, bei denen die Marktteilnehmer ihre Angebote zunächst anonym einstellen. Der Geschäftsabschluss erfolgt durch automatischen Abgleich der Gebote („Matching“).<sup>792</sup> Danach wird beiden Parteien der jeweilige Kontrahent bekannt gemacht. In Ausnahmen bleibt der Preis verhandelbar, d.h., es wird ein „virtueller“ Handelsprozess abgebildet, bei dem die Akteure miteinander kommunizieren und handeln.<sup>793</sup> Neben dem weitestgehend automatisierten Geschäftsabschluss bemühen sich diese Marktplätze auch zunehmend, die nachgelagerten Prozesse der Abrechnung, Netznutzung und Zahlungsverkehr zu automatisieren.

Internetbasierte OTC-Marktplätze unterscheiden sich von traditionellen und elektronischen Börsen dadurch, dass volles Kreditrisiko besteht und die gehandelten Produkte eine geringere Standardisierung aufweisen. Klassische Börsen eliminieren das Kreditrisiko, indem sie als Vertragspartei zwischen Käufer und Verkäufer treten und entsprechende Sicherheiten fordern. Auf OTC-Börsen kann ein Marktteilnehmer zwar den Kreis seiner potenziellen Vertragspartner eingrenzen, kommt es mit ihnen zum Abschluss, trägt er das volle Kreditrisiko. Der geringere Standardisierungsgrad von OTC-Marktplätzen erklärt sich damit, dass sich die vorhandene Markliquidität für die hochstandardisierten Produkte auf die traditionellen Börsen verteilt. Für OTC-Marktplätze besteht daher lediglich im Bereich der zeitlich, örtlich und mengenmäßig individuell gestaltbaren Produkte Raum für Koexistenz.

---

<sup>792</sup> Die „Matching“-Mechanismen können danach eingeteilt werden, ob sie Nachfragerposition oder Anbieterposition stärken oder neutral vermitteln; vgl. Bernuth (2001) S. B2.

<sup>793</sup> So das Konzept von Netstrom; vgl. Petersen/Rademacher (2000) S. 644.

In letzter Zeit gab es eine Vielzahl von neuen Marktplätzen. Experten gehen davon aus, dass nur ca. drei dieser Plattformen am Markt überleben werden und eine Konsolidierung daher unvermeidlich sein wird.<sup>794</sup>

Elektronische „Store-fronts“ werden von einzelnen Firmen aufgebaut, „um neue oder komplexe Produkte anzubieten, die nicht genügenden Commodity Charakter haben, aber genügend Standardisierung aufweisen, um nicht aufwendig telefonisch verhandelt werden müssen.“<sup>795</sup> Im Gegensatz zu einem elektronischen OTC-Marktplatz handelt es sich hier um ein Modell, bei dem eine Vertragspartei, der Besitzer der „Store-front“, schon vorher feststeht. Die bekannteste „Store-front“ ist sicherlich *EnronOnline*, betrieben durch Enron, dem weltweit größten Stromhändler. Nach dem Start im November 1999 wurden bereits ein gutes halbes Jahr später 59% der Handelstransaktionen von Enron über die „Store-front“ abgewickelt.<sup>796</sup>

Infolge der Verbreitung elektronischer Märkte wird allgemein die Rolle der Handelsmittler in Frage gestellt. Beispielsweise stellen BRANDTWEINER/GREIMEL fest: „Die durch die Telekommunikation ermöglichte Vereinfachung und Verbilligung der Kommunikation und damit der Koordination und die verbesserten unternehmensinternen und -übergreifenden Verbindungen auf elektronischer Basis können das Zwischenschalten anderer Unternehmen obsolet werden lassen.“<sup>797</sup>

Durch die einfachere Kommunikation zwischen Erzeuger und Verbraucher wird die Funktion des Handels als Transaktionskostenrationalisierers stark beschränkt, was zunehmend dessen ökonomische Legitimation in Frage stellt,<sup>798</sup> in jedem Fall aber zu einer Abnahme der Handelsmargen führt. Insofern stellen elektronische Marktplätze zunächst eine Bedrohung für den Handel dar. Offen ist noch die Frage, ob und welche Einsatzpotenziale bestehen und wie diese in der Informationsbereitstellung zu Informations- und Transaktionskostenvorteilen führen können. Ist dies der Fall, stellt der elektronische Handel nicht nur eine Bedrohung, sondern auch eine Chance dar.

---

<sup>794</sup> Vgl. Stowers (2000) S. 21.

<sup>795</sup> Herrmann/Judisch/Mohnhaupt (2000) S. 731.

<sup>796</sup> Vgl. Stowers (2000) S. 20.

<sup>797</sup> Brandtweiner/Greimel (1998) S. 39.

<sup>798</sup> Vgl. GP 1.4.1



#### 4.1.4.2 Auswirkungen auf die Teilprozesse der Informationsbereitstellung

Im Folgenden soll internetbasierter Handel auf elektronischen Marktplätzen (eTrade) hinsichtlich ihrer Auswirkungen für den Stromhandel untersucht werden.<sup>799</sup> Betrachtet werden Auswirkungen, wenn elektronischer Handel zu Informations- und Transaktionskostenvorteilen in den Teilprozessen der Informationsbereitstellung führen können:

- Auswirkungen in der Informationsbeschaffung bestehen zum einen, wenn durch die Konzepte Informationsvorteile durch zusätzliche Exklusivität oder schnellere Verfügbarkeit von Informationen entstehen; zum anderen, wenn durch den Einsatz dieser Konzepte der Zugang zu Informationsquellen effektiver und effizienter wird oder die Deckung des Bedarfs durch das Informationsangebot erhöht wird.
- Auswirkungen in der Informationsabgabe bestehen, wenn die Konzepte dazu beitragen können, die Barrieren der Informationsabgabe zu überwinden.
- Im Bereich der Informationsübertragung ergeben sich Auswirkungen, wenn die Konzepte für einen schnelleren Informationszugang sorgen. Voraussetzung hierfür ist, dass sie den Integrationsgrad zwischen Quelle und Nutzer erhöhen.

Im Folgenden sollen diese Auswirkungen auf die Teilprozesse der Informationsbereitstellung untersucht werden.

##### 4.1.4.2.1 Informationsbeschaffung

Hinsichtlich der Informationsbeschaffung ergibt sich eine Vielzahl positiver und negativer Auswirkungen. Tabelle 83 gibt einen Überblick und wird nachfolgend erläutert.

**Tabelle 83:** *Auswirkungen elektronischer Marktplätze auf die Informationsbeschaffung*

Positive Auswirkungen	Negative Auswirkungen
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zusätzliche Marktpreisinformationen als Ergänzung zu bestehenden Indizes</li> <li>▪ Geringere Beschaffungskosten für Informationen über Geschäftspartner zur Identifikation potenzieller Handelspartner und Verhandlungsvorbereitung</li> <li>▪ Detaillierter Einblick in die Transaktionsdaten (nur Betreiber)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Marktgerechtigkeit von Preisinformationen fraglich</li> <li>▪ Wegfall „verbaler“ Informationen resultierend aus Interaktion der Marktteilnehmer</li> <li>▪ Hohe Aufbaukosten (nur Betreiber)</li> </ul>

*Quelle: Eigene Darstellung*

Elektronische Marktplätze stellen einen weiteren Zugang zu Marktinformationen dar. Sie können damit *bestehende Indizes ergänzen*, wenn auf den elektronischen Platt-

<sup>799</sup> Wobei die Sichtweise des Nutzers und auch des Betreibers eines Marktplatzes eingenommen wird.

formen Produkte mit neuen Erfüllungsorten und Laufzeiten gehandelt werden. Im deutschen Marktumfeld könnten Marktplätze dazu beitragen, die bestehenden Defizite der Indizes bei langfristigen Marktpreisen mit hoher Granularität (z.B. Stundenkontrakte für den nächsten Monat) oder in den niederen Spannungsebenen (z.B. Mittelspannung) abzubauen.<sup>800</sup>

Elektronische Marktplätze führen zu *geringeren Beschaffungskosten für Informationen über Geschäftspartner*. Wie oben dargestellt müssen elektronische Märkte aufgrund geringerer Liquidität und dem vorhandenen Kreditrisiko im Vergleich zu Börsen auf Produkte mittleren Standardisierungsgrades ausweichen, die vor dem Aufkommen elektronischer Plattformen noch im klassischen Telefonhandel abgeschlossen wurden. Auf elektronischen OTC-Handelsplattformen verlieren Informationen zur Identifikation potenzieller Geschäftspartner und zur Verhandlungsvorbereitung an Bedeutung, da die Geschäftspartner anonym über deren Gebote auf elektronischen Marktplätzen zusammengeführt werden. Diese Entwicklung führt zu generell niedrigeren Transaktionskosten für alle Marktteilnehmer.

Für einen Betreiber eines OTC-Marktplatzes bietet sich zudem die Möglichkeit des *Einblicks in die einzelnen Transaktionsdaten*, um daraus weitere Schlüsse über den Markt im Allgemeinen (z.B. Marktrendenz) und im Speziellen zu ziehen (z.B. das Bietverhalten einzelner Teilnehmer).

Als ein Nachteil kann gesehen werden, dass es fraglich ist, ob die Preisinformationen auf den vielen existierenden und entstehenden Plattformen aufgrund einer geringen Liquidität oder einer Bevorzugung der Käufer- oder Verkäuferseite *marktgerecht* sind.<sup>801</sup>

Als zentraler Nachteil für die Informationssuche muss die *geringere Interaktion der Marktteilnehmer* infolge des elektronischen Handels gesehen werden. In Gesprächen mit Brokern und Handelspartnern ergeben sich Informationen über deren allgemeine

---

<sup>800</sup> Vgl. GP 3.3.1.2.

<sup>801</sup> Entwicklungen in Amerika zeigen, dass Händler derzeit viel Zeit vor verschiedenen Bildschirmen verbringen, um nach Arbitragemöglichkeiten zwischen den elektronischen Marktplätzen zu suchen Vgl. Locke (2000) S. 23. Diese Entwicklung ist gerade zu kontraintuitiv, da elektronische Handelsplätze durch Transparenz die Arbitragemöglichkeiten senken sollten, hingegen werden in der derzeitigen Phase neue geschaffen.

Markteinschätzung, aber auch zu spezifischen preisrelevanten Informationen (z.B. Aufbau einer hohen Position bestimmter Marktteilnehmer). Aus diesem Grund kommt HARDING zum Schluss: „Brokers provide a lot more information to a client about the depth and transparency of a market than a screen can“<sup>802</sup> Mögliche Informationsvorteile aller Marktteilnehmer durch diese Interaktion gehen somit verloren.

Ein weiterer Nachteil aus Betreibersicht sind die *hohen Kosten für den Aufbau* eines elektronischen Marktplatzes. Erfahrungen aus Amerika zeigen, dass die Kosten für die technische Implementierung und die Vermarktung derart hoch sind, dass der Aufbau eines elektronischen Marktplatzes nur noch den Allianzen großer Marktteilnehmer vorbehalten sind.<sup>803</sup>

Betrachtet man die positiven Auswirkungen, so fällt zunächst auf, dass durch elektronische Marktplätze die Transaktionskosten in der Informationsbeschaffung für alle Nutzer gesenkt werden können. Die Nachteile hingegen treffen die unabhängigen Großhändler stärker, da diese nur über Marktteilnehmer an exklusive Marktinformationen gelangen können, die nicht über Nachrichtendienste für alle zugänglich sind.<sup>804</sup> Händler, die in einem VU eingebunden sind, können diesen Verlust jedoch durch exklusive Informationen aus den Funktionsbereichen Netz und Systemoptimierung weitestgehend kompensieren. Auf diese Weise wird ihr Informationsvorteil weiter ausgebaut, was wiederum die Bedeutung der Schnittstelle zu den internen Funktionsbereichen unterstreicht. Auch die Informationsvorteile durch den Betrieb eines Marktplatzes werden aufgrund der hohen Anlaufkosten den finanzkräftigen VU vorbehalten sein.

#### **4.1.4.2.2 Informationsabgabe**

Die aufgeführten Maßnahmen zur Förderung der Informationsabgabe zielen auf interne Informationen aus den verschiedenen Funktionsbereichen des Verbundunternehmens. Elektronische Märkte hingegen richten sich an den externen Handelsmarkt und können daher die existierenden Barrieren der Informationsabgabe im VU nicht abbauen. Es können keine Auswirkungen für die Informationsabgabe abgeleitet werden.

---

<sup>802</sup> J. Harding, Tradition Financial Services, zitiert in Locke (2000) S. 22.

<sup>803</sup> Vgl. Locke (2000) S. 23.

<sup>804</sup> Vgl. GP 4.1.1.3.3.4.

#### **4.1.4.2.3 Informationsübertragung**

Internetbasierte Marktportale ermöglichen einen fast kostenfreien Zugang zur Handelsplattform. Durch die weltweite Akzeptanz des Internet (IP)-Standards, sind die bestehenden Handelssysteme vergleichsweise einfach mit externen Handelsplattformen zu verbinden. Dies ermöglicht die Informationsübertragung zu geringeren Transaktionskosten im Vergleich zum Telefonhandel oder zu den proprietären Zugangssystemen der traditionellen Börsen. Durch die höhere Integrationsfähigkeit lassen sich Informationsflüsse im Zusammenhang mit der Abschluss, Abrechnung, Fahrplanverwaltung, Zahlungsverkehr oder Buchführung weitestgehend automatisieren.

Da es sich jedoch nicht um eine proprietäre Technologie handelt, sind dauerhafte Informations- und Transaktionskostenvorteile in Zusammenhang mit der Übertragung nicht zu erwarten.

#### **4.1.4.3 Fazit**

Als Fazit muss festgehalten werden, dass elektronische Handelsplätze generell zur Transaktionskostensenkung für alle Teilnehmer des liberalisierten Strommarktes vor allem im Bereich der Informationsbeschaffung und –übertragung führen können. Dies beschränkt den Handel angesichts des niedrigeren Rationalisierungspotenzials zunehmend in seiner Funktion als Transaktionskostenrationalisierer. Wie in GP 1.4.2.3 gezeigt, führt eine solche Entwicklung zu einer reduzierten Handelsmarge, welche die Erzeuger und Verbraucher der Handelsfunktion im liberalisierten Strommarkt zubilligen werden. Somit wird der Konsolidierungsdruck unter den Stromhändlern noch verstärkt. Durch die zunehmende „Elektrifizierung“ des OTC-Handels und des damit verbundenen geringeren Informationsaustausches der Marktteilnehmer untereinander können sich die komparativen Informationsvorteile der VU-Händler gegenüber ihren Wettbewerbern erhöhen. Voraussetzung ist, dass es ihnen gelingt, die Informationsvorteile durch ihre Erzeugungs-, Netz- und Vertriebskapazitäten insbesondere in der Preisprognose zu nutzen und damit die allgemein sinkenden Handelsmargen zu kompensieren.

## **4.2 Möglichkeiten der Qualitätssicherung durch Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung**

In der bisherigen Analyse wurde vor allem die Frage erörtert, wie der Informationseinsatz aus ökonomischer Sicht zu gestalten ist, um einen Händler mit Informationen zu versorgen, die ihn in die Lage versetzen, entsprechende Handelstransaktionen abzuleiten und durchzuführen. Diese Informationen bilden die Basis, um einen Handelsplan zu entwerfen, Handelsprodukte zu bepreisen, das Risiko zu bestimmen etc. Sie sind daher „Rohstoff“ bzw. Inputfaktor für die Informationsverarbeitungsaktivitäten in einer Handelseinheit. Es wurde daher von originärer Informationsbereitstellung gesprochen. Im Folgenden soll die Perspektive erweitert werden, indem nun die Ergebnisse dieser Informationsverarbeitungsaktivitäten betrachtet werden. Entsprechend ist daher zu klären, wie durch Informationseinsatz die Qualität der Informationsverarbeitung gesichert werden kann, um Wettbewerbsvorteile weiter auszubauen. Dies kann dann erreicht werden, wenn Informationen bereitgestellt werden, die einen Aufgabenträger des Handels oder auch die Unternehmensleitung in die Lage versetzen, die bisherige Informationsverarbeitung kritisch zu prüfen und zu verbessern, um damit letztlich auch den Handelserfolg zu verbessern. Es soll in diesem Zusammenhang von einer Validierung der Ergebnisse der Informationsverarbeitung gesprochen werden. Es ist daher zu klären, welche Informationen noch bereitzustellen sind, die sich für eine Validierung eignen. Dies wirft zunächst die Frage auf, welche Kernprozesse des Stromhandels sich aus ökonomischer Sicht für die Validierung eignen. Dies wird in GP 4.2.1 behandelt. Darauf aufbauend ist in GP 4.2.2 zu klären, welche Gestaltungsmöglichkeiten bestehen, um Informationen zur Validierung zu generieren und welche dieser Möglichkeiten das größte Potenzial für Wettbewerbsvorteile bietet.

### **4.2.1 Notwendigkeit der Validierung aus ökonomischer Sicht**

Um die Frage zu beantworten, welche Bereiche sich besonders für eine Validierung eignen, sei unterstellt, dass Prozesse mit komplexer Informationsverarbeitung ein höheres Verbesserungspotenzial aufweisen als einfache Routineprozesse. Da jede Aktivität zur Validierung finanzielle, personelle oder sachliche Ressourcen bindet, ist es anzuraten, sich zunächst auf komplexe Prozesse zu beschränken. Darüber hinaus sollten diese Prozesse auch einen wesentlichen Einfluss auf den Handelserfolg haben. In

Anlehnung an BRONNER ist ein Prozess von komplexer Informationsverarbeitung gekennzeichnet, wenn er folgende Eigenschaften aufweist:<sup>805</sup>

- In die Verarbeitung geht eine Vielzahl verschiedener und zudem veränderlicher Informationen als Inputfaktoren ein. (*Hohe Informationsintensität*)
- Die einzelnen Informationen stehen in vielfältigen und zudem veränderlichen Relationen zueinander. (*Hohe Informationsinterdependenz*)

Im Zusammenhang mit dieser Arbeit ist daher zu klären, welche in GP 2.1.1 definierten Kernprozesse des Stromhandels eine komplexe Informationsverarbeitung bedingen. Als Indikation für die Informationsintensität kann die in dieser Arbeit durchgeführte Informationsbewertung dienen. Tabelle 84 zeigt eine Aggregation der relativen Nutzenwerte aller Informationen gruppiert nach den Kernprozessen, zu denen sie zur Deckung des Informationsbedarfs zugeordnet werden können.

**Tabelle 84:** *Informationsnutzen nach Kernprozessen des Stromhandels (in %)*

<b>Kernprozesse</b>	<b>Anteil am Gesamt-Informationsnutzen</b>
Handelsplan: Marktanalyse-fundamental	25,1%
Handelsplan: Marktanalyse-technisch	3,8%
Handelsplan: Bestimmung der Gesamtposition	2,2%
Pricing	8,2%
Risikomanagement	19,2%
Risikocontrolling	19,2%
Identifikation der Handelspartner	4,0%
Verhandlung und Abschluss	5,6%
Settlement	12,6%
Summe	100,0%

*Quelle: Eigene Auswertung.*

Gemäß dieser Analyse weist die Erarbeitung des Handelsplans, insbesondere der Bereich der fundamentalen Analyse, sowie das Risikomanagement und -controlling die höchste Informationsintensität auf. Danach folgen die Bereiche Settlement und Pricing. Das Ergebnis erscheint angesichts der hohen Anzahl an Bestimmungsfaktoren der

---

<sup>805</sup> Vgl. Bronner (1992) Sp.1121-1122. Der Autor geht von einem systemischen Komplexitätsbegriff aus, indem er die Komplexität eines Systems über die Anzahl und die Veränderlichkeit verschiedener Teile (Elemente) eines Systems und deren Verbindungen (Relationen) definiert.

Grenzkosten der Stromerzeugung für den Bereich der fundamentalen Analyse und angesichts der vielen Risikoarten im Stromhandel, die es zu steuern gilt, als plausibel.<sup>806</sup>

Betrachtet man als zweites Kriterium die Interdependenz der Relationen von Inputfaktoren verstärkt sich obiges Bild. In der fundamentalen Analyse bestehen vielschichtige und stark veränderliche Wechselwirkungen z.B. zwischen den Kosten der Energieträger und ebenso in der Relation zwischen Kosten und Kraftwerkseinsatz.<sup>807</sup> Folgende Beispiele weisen auf die Informationsinterdependenz als Indikator der Komplexität hin:

- Um eine vollständige Modellierung des Strompreises zu erreichen, ist es erforderlich, das Grenzkostenmodell um weitere Satellitenmodelle zu ergänzen.<sup>808</sup>
- Bedingt durch die Substitutionskonkurrenz der Energieträger, beeinflussen deren Preise sich gegenseitig, z.B. haben Steinkohlekosten Einfluss auf die Gaskosten und umgekehrt. Veränderungen in den relativen Erzeugungskosten können wiederum die Kraftwerkseinsatzfolge verändern.
- Werden die Fristen von über 3 Jahren bei den Stromprodukten handelsüblich, werden weitere Bestimmungsfaktoren grenzkostenrelevant, was wiederum zu neuen Relationen führt (z.B. Investitionskosten von Steinkohle- oder Wasserkraftwerken).
- Liberalisierungsfortschritte am Gasmarkt können die bisherige Relation zur Steinkohle und dem Heizöl nach dem Prinzip der Anlegbarkeit verändern.

In ähnlicher Weise können Risikofaktoren voneinander abhängen und ihre Relationen schwanken, so dass auch im Bereich des Risikomanagement und -controlling von komplexer Informationsverarbeitung gesprochen werden kann. Allerdings sollte die Komplexität des Bereichs Risikomanagement- und controlling im Vergleich zur fundamentalen Analyse geringer ausfallen. Dies kann im Wesentlichen mit zwei Argumenten begründet werden. Zum einen ist nicht jeder Bestimmungsfaktor des Preises auch ein Risikofaktor, zum anderen basieren Risikomanagementmodelle nach der verbreiteten VAR-Methode stark auf historischen Preisdaten, welche eine Vielzahl von Risikofaktoren subsummieren. Von noch geringerer Komplexität im Vergleich zu den beiden vorherigen Kernprozessen, ist im Kernprozess „Settlement“ auszugehen, da er von einer deutlich höheren Routinisierung geprägt ist und zudem weitaus weniger Einfluss auf

---

<sup>806</sup> Zu den Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten, vgl. GP 3.2.2.1.1; zu den Risikoarten und ihrer Quantifizierung vgl. GP 3.4.

<sup>807</sup> Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt HIRT; vgl. Fußnote 281.

<sup>808</sup> Zu den Grenzkosten der Stromerzeugung als Preismechanismus vgl. 3.2.1.2.

den Handelserfolg hat. Als Zwischenfazit kann daher gezogen werden, dass der Aufwand zur Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung zunächst den Bereich der fundamentalen Analyse gefolgt von Risikomanagement und –controlling fokussiert werden sollte. Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf die fundamentale Analyse.

#### **4.2.2 Gestaltungsoptionen in der Validierung und ihre Eignung**

Die Validierung soll im Folgendem als dreidimensionales Entscheidungsfeld dargestellt werden. Zum ersten ist zu bestimmen, welche Informationen zur Validierung zu verwenden sind (GP 4.2.2.1), zum zweiten ist zu diskutieren, welche Quellen sich für die Bereitstellung dieser Quellen eignen (GP 4.2.2.2) und zum dritten ist zu klären, mit welchen Maßnahmen der Informationstransfer herbeigeführt werden sollte (GP 4.2.2.3). Diese Entscheidungsdimensionen werden nachfolgend für den Bereich der fundamentalen Analyse detailliert.

##### **4.2.2.1 Auswahl relevanter Informationen zur Validierung der Informationsverarbeitung**

HAUKE gliedert einen Informationsverarbeitungsprozess nach den Inputfaktoren, der eigentlichen Verarbeitung und dem Output.<sup>809</sup> Als Inputfaktoren können in der fundamentalen Analyse die im Rahmen der Aufgabenanalyse abgeleiteten Informationen, z.B. aktuelle und historische Marktdaten oder Kostenstrukturen sowie das Wissen und die Erfahrungen der Aufgabenträger angesehen werden. Die eigentliche Verarbeitung erfolgt mittels definierter Modelle, Regeln sowie Einschätzungen oder Annahmen auf Basis bestehender Erfahrungen. In der fundamentalen Analyse erfolgt dies im Rahmen des in GP 3.2.1.3.2 detaillierten Grenzkostenmodells sowie verschiedener Satellitenmodelle.<sup>810</sup> Output ist wiederum eine Information, d.h. prognostizierte Marktpreise zu verschiedenen Erfüllungsorten und -zeiten. Somit ergeben sich Ansatzpunkte auf Ebene der Inputfaktoren, der eigentlichen Informationsverarbeitung und dem Output. Tabelle 85 zeigt eine Auswahl wichtiger Kontrollfragen zur Validierung in den jeweiligen

---

<sup>809</sup> Vgl. Hauke (1983) S. 36.

<sup>810</sup> Zu den Satellitenmodellen vgl. GP 3.2.1.4.



Bereichen der Informationsverarbeitung. Sie liefern Hinweise, welche Informationen zur Validierung bereitgestellt werden sollten.

**Tabelle 85: Kontrollfragen zur Validierung im Informationsverarbeitungsprozess**

Inputfaktoren	Informationsverarbeitung	Output
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Werden aus Sicht des Informationsnutzens die richtigen Informationen und die richtigen Informationsquellen benutzt?</li> <li>▪ Ist das im Unternehmen vorhandene handelsrelevante Wissen zugänglich?</li> <li>▪ Wird schnell genug auf Wissen und Informationen zugegriffen?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ist die Modellkonstruktion sinnvoll gewählt (v.a. linear vs. nichtlinear, deterministisch vs. probabilistisch, statisch vs. dynamisch)?</li> <li>▪ Sind Modellparameter, getroffene Annahmen und Einschätzung sowie die Modellrelationen plausibel?</li> <li>▪ Ist das Modell durch die Systeme adäquat abgebildet?</li> <li>▪ Können die Mitarbeiter das Modell richtig anwenden?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Liefern die eingesetzten Modelle generell richtige Ergebnisse?</li> <li>▪ Wie sieht der Strompreis zum Zeitpunkt X am Ort Y aus?</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

Bereitgestellte Informationen zu obigen Ansatzpunkten können nach vier verschiedenen Arten gegliedert werden.

- *Meta-Informationen*, d.h., Informationen über Informationen und Informationsquellen, z.B. zur Existenz- und Ausprägung bestimmter externer und interner Informationsangebote.
- *Methodische Informationen*, z.B. zur Konstruktion von Modellen, zur fundamentalen Analyse von Marktpreisen oder zur Identifikation wertvoller Informationen bzw. Informationsquellen.
- *Stromwirtschaftliche Informationen*. Um den Strompreismechanismus zu modellieren, ist es erforderlich die Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten der Stromerzeugung und deren komplexen Zusammenhänge zu kennen.
- *Informationen zur Prognosegüte*, d.h., alle Vergleichsinformationen zu Strompreisen, die Rückschlüsse auf die Treffgenauigkeit der Strompreisprognose ermöglichen. Als Beispiele seien Alternativprognosen oder die prozentuale Abweichung des prognostizierten Preises von tatsächlich eingetretenen Strompreisen im Vergleich zu Alternativmodellen genannt (ex-post Validierung).

Meta-Informationen veralten aufgrund der hohen Veränderlichkeit von externen Informationen und Informationsquellen tendenziell schneller als Wissen zu Methodik und

zur Elektrizitätswirtschaft.<sup>811</sup> Somit wäre permanente Aktualisierung erforderlich - was wie später noch deutlich wird - aufgrund des hohen Aufwands des Informationstransfers nicht möglich ist. Somit sind Meta-Informationen im Vergleich zu den stabileren methodischen und stromwirtschaftlichen Informationen von geringerer Bedeutung. Informationen zur Prognosegüte liefern zwar bei einem mangelhaften Modell Erkenntnisse, dass der Strompreis nicht ausreichend genau prognostiziert wird und dass Verbesserungspotentiale bestehen. Sie geben jedoch keinen Aufschluss darüber, wie diese Verbesserungen zu realisieren sind. Mit methodischen bzw. stromwirtschaftlichen Informationen wird ein VU-Händler am besten in der Lage sein, die Ursachen für Defizite seines Modells zu erkennen und dauerhaft zu beheben.

#### **4.2.2.2 Externe Wissensträger als potenzielle Quellen validierungsrelevanter Informationen**

Nachdem zuvor die Frage beantwortet wurde, welche Informationen zur Validierung zur Verfügung stehen sollten, ist nun zu klären, woher bzw. aus welchen Quellen derartige Informationen beschafft werden können. Als Quellen in Betracht zu ziehen sind alle Wirtschaftssubjekte, die in der fundamentalen Analyse des Strompreises oder zumindest in der Methodik der fundamentalen Analyse Expertenwissen aufgebaut haben und daher potenziell validierungsrelevante Informationen bereitstellen könnten. Sie sollen im Folgenden als Wissensträger bezeichnet werden. Es soll davon ausgegangen werden, dass mittels des in GP 4.1 diskutierten originären Bereitstellungsprozesses alle internen Ressourcen für die fundamentale Analyse genutzt werden, so dass nur noch externe Wissensträger in Betracht gezogen werden. Als mögliche Wissensträger mit der geschilderten Expertise können aktive Händler und andere Wirtschaftssubjekte<sup>812</sup> aus den folgenden Marktumfeldern genannt werden:

- Stromhändler im kontinentaleuropäischen Marktumfeld. Es wird sich hier in der Regel um Wettbewerber der VU-Händler handeln.
- Wettbewerber aus einem liberalisierten Stromhandelsmarkt außerhalb Kontinentaleuropas (v.a. USA), zu denen keine Konkurrenzsituation besteht.

---

<sup>811</sup> Zur Veränderlichkeit externer Quellen vgl. GP 4.1.1.1.1.

<sup>812</sup> An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Informations- und Know-how Trägern nicht zwangsläufig aktive Marktteilnehmer sein müssen. Auch kann es sich um spezialisierte Berater oder ehemalige Marktteilnehmer mit spezieller Expertise handeln.

- Energiehändler aus den Bereichen Kohle, Gas oder Öl, die nicht im Stromhandel tätig sind. Diese führen ebenfalls fundamentale Analysen durch. Zudem sind die auf den Energiemärkten (v.a. Gas und Steinkohle) ermittelten Preise als Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten der Stromerzeugung zu betrachten. Sie haben damit wesentlichen Einfluss auf den Strompreis. Die fundamentalen Analysen der Energiemärkte können im Rahmen von „Satellitenmodellen“ in ein umfassendes Grenzkostenmodell integriert werden.<sup>813</sup>
- Händler aus dem Bereich der Finanz- und Kapitalmärkte und sonstiger Warenterminmärkte (z.B. Kupfer). Aufgrund der Reife dieser Märkte besteht hier die längste Erfahrung in der fundamentalen Analyse.

Neben oben genannten Marktteilnehmern ist an Forschungseinrichtungen zu denken, die sich bisher mit der Modellierung der Stromwirtschaft in einem liberalisierten Marktumfeld befasst haben. Zu nennen sind hier vor allem die energiewirtschaftlichen Lehrstühle der Universitäten.

Um die Frage nach der Eignung dieser Quellen zu beantworten, ist zunächst zu klären, welche Wissensträger einen potenziellen Wettbewerbsvorteil für einen VU-Händler bieten können. Hierzu müssen drei wesentliche Bedingungen erfüllt werden:

- 1) Informationen, die seitens eines externen Wissensträger potenziell generiert werden könnten, müssen einen signifikanten und beständigen Know-how-Zugewinn für die Aufgabenträger des VU-Handels darstellen („Aha-Effekt“).
- 2) Der externe Wissensträger muss Willens sein, diese Informationen abzugeben.
- 3) Diese Informationen sollten anderen Wettbewerbern nicht oder zumindest nur sehr begrenzt zur Verfügung stehen.

Zunächst sei das *erste* Kriterium betrachtet und zu klären, welche externen Wissensträger über ein methodisches und/oder stromwirtschaftliches Wissen verfügen, welches einen möglichst hohen Know-how-Zugewinn ermöglichen könnte. Ausgangspunkt der Überlegungen bildet der deutsche VU-Händler. Dieser hat seine Ursprünge im regulierten Strommarkt, wo er über viele Jahre Erfahrungen, z.B. in der Kraftwerkseinsatzsteuerung oder in der Prognose von Lastkurven, sammeln konnte. Beim Aufbau von Stromhandelseinheiten wurden zwar auch externe Händler rekrutiert, v.a. aus dem Bereich der Devisen, dennoch kann im Gegensatz zum methodischen Know-how das

---

<sup>813</sup> Vgl. GP 3.2.1.4.

stromwirtschaftliche Know-how als Kernkompetenz des VU-Händlers angesehen werden. Externe Wissensträger sollten daher über einen Know-how-Vorsprung im methodischen Bereich verfügen. Stromwirtschaftliche Expertise ist ebenfalls von Vorteil, besitzt aber aufgrund von Kompetenzen der VU-Händler in diesem Bereich tendenziell geringere Bedeutung. Nachfolgend sei die Know-how-Struktur potenzieller externer Wissensträger diskutiert, wie sich aus sachlogischen Überlegungen zu deren Historie ergibt.

Stromhändler mit Ursprung aus den bereits länger liberalisierten Ländern v.a. UK, Skandinavien oder USA haben einige Jahre Vorsprung im Aufbau von Wissen zur fundamentalen Analyse. Allerdings weisen deren heimische Stromwirtschaften Unterschiede zum deutschen Marktumfeld auf, was die Übertragbarkeit des stromwirtschaftlichen Know-hows einschränkt. So existieren im Vergleich zu Norwegen Unterschiede im Verbrauchsverhalten, der Erzeugungsstruktur, aber auch den rechtlichen Rahmenbedingungen.<sup>814</sup> Es soll daher von einem höheren methodischen, aber geringeren stromwirtschaftlichem Wissen im Vergleich zu einem typischen VU-Händler ausgegangen werden.

Handel auf den Energiemärkten Kohle, Gas und Öl hat eine wesentlich längere Tradition als der Stromhandel. Händler auf diesen Märkten sollten im Vergleich zu Stromhändlern aus den liberalisierten Ländern einen noch höheren Erfahrungsvorsprung im methodischen Bereich haben. Zudem sind Energieträger ein Teilbereich der Stromwirtschaft, so dass teilweise auch stromwirtschaftliches Know-how vorhanden ist, welches z.B. im Rahmen dieser Arbeit diskutierten Satellitenmodellen verwendet werden kann.<sup>815</sup>

Auf Warentermin- und Kapitalmärkten existiert die längste Historie in professionellen Handelsaktivitäten. Verwendet man die Aufnahme von börslichem Terminhandel als Indikator für den Beginn professionellen Handels, so geht der börsliche Terminhandel mit Agrarprodukten in das Jahr 1848 zurück, als Getreide erstmals in Chicago gehandelt

---

<sup>814</sup> So setzt die norwegische Stromwirtschaft fast zu 100% auf Wasserkraft, die Verbraucher verwenden Strom wesentlich stärker zum Zwecke der Raumwärme und die Liberalisierung basiert u.a. auf einer zentralen Regulierungsbehörde.

<sup>815</sup> Vgl. GP 3.2.1.4.

wurde.<sup>816</sup> Edelmetalle insbesondere Kupfer und Zinn folgten ca. 10 Jahre später.<sup>817</sup> Die erste Effektenbörse entstand bereits Anfang des 17. Jahrhunderts in Amsterdam. Folgt man der bisherigen Argumentation, so wäre hier der größte Erfahrungsvorsprung im methodischen Bereich zu vermuten. Allerdings ist im Vergleich zum Kapitalmarkt der Strommarkt wesentlich schwieriger zu modellieren.<sup>818</sup> Zum einen sind die fundamentalen Preistreiber vielfältiger. Zum anderen wird am Strommarkt ein Produkt gehandelt, dessen Preis abhängig von Wetterverhältnissen und saisonalen Schwankungen ist und das auf das komplexe Zusammenspiel zwischen Erzeugung, Verteilung und Verbrauch bei gleichzeitiger Nicht-Lagerfähigkeit reagiert. Finanzmärkte sind zentralisiert hinsichtlich Ort, Kapital und Know-how. Beispielsweise sind Frankfurt oder New York typische Finanzzentren und ein Euro hat den gleichen Preis in der gesamten Eurozone. Auf den Energiemärkten sind Erzeuger und Abnehmer über das ganze Land verstreut und der Strompreis variiert je nach Erfüllungsort. Es ist daher anzunehmen, dass das methodische Know-how nicht in dem Maße vorhanden ist, wie es für den Strommarkt benötigt wird. Warenmärkte insbesondere für Agrarprodukte weisen teilweise ähnliche Komplexitätstreiber wie der Strommarkt auf, da auch hier Saisonalität, Wetterverhältnisse und dezentrale Strukturen bei Anbietern und Verbrauchern vorliegen. Die Frage, ob auf Warenterminmärkten ein methodisch fundierteres Wissen zur fundamentalen Analyse vorliegt als auf den ebenfalls sehr reifen Öl- und Kohlemärkten müsste bei bloßer Betrachtung der Historie bejaht werden. Dem kann entgegengehalten werden, dass die Energieträger Kohle und insbesondere Öl im Gegensatz zu den meisten Agrarprodukten weltweit gehandelt werden, so dass der Erfahrungsvorsprung der Agrarmärkte ggf. aufgeholt wurde. In dieser Arbeit ist es ausreichend festzuhalten, dass Wissensträger mit methodischem Know-how auf Warentermin- wie auch auf Energiemärkten vorhanden sein können.

Öffentliche Forschungseinrichtungen im Bereich der Energiewirtschaft befassen sich typischerweise mit methodischen, aber auch mit energiewirtschaftlichen Fragestellungen. Dies soll an einem Beispiel des Energiewirtschaftlichen Instituts (EWI) der Universität Köln erläutert werden. Dort wurde im Rahmen von Forschungsarbeiten 1995

---

<sup>816</sup> Vgl. Chicago Board of Trade; <http://www.cbot.com/history>.

<sup>817</sup> Vgl. Gibson Jarvie (1976) S. 9.

<sup>818</sup> Vgl. im Folgenden Pilipovic (1997) S. 2-6, und Chevalier/Heidorn/Rütze (1999) S. 4-5.

das Kraftwerksparkmodell EIREM (European InterRegional Electricity Model) entwickelt.<sup>819</sup> Zielsetzung war die Analyse unterschiedlicher Auswirkungen ordnungs- und umweltpolitischer Instrumente auf die deutsche Kraftwerksparkstruktur und den internationalen Stromhandel in der zu liberalisierenden Elektrizitätswirtschaft. Mit Hilfe eines linearen Optimierungsansatzes wurden auf Basis angenommener Kostenstrukturen und Lastverläufen sowie bestehender Erzeugungs- und Transferkapazitäten die kostenoptimalen Investitions- und Kraftwerkseinsatzentscheidungen ermittelt. Auf der Grundlage dieses Modells und des damit aufgebauten Know-how wäre es denkbar, durch marginale Änderungen die kurz- und langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung zu errechnen. Durch das ohnehin vorhandene strom- und energiewirtschaftliche Know-how könnten Mitglieder dieser Forschungseinrichtungen bedeutende Wissensträger für die Verbesserung der fundamentalen Analysen eines VU-Händlers sein.

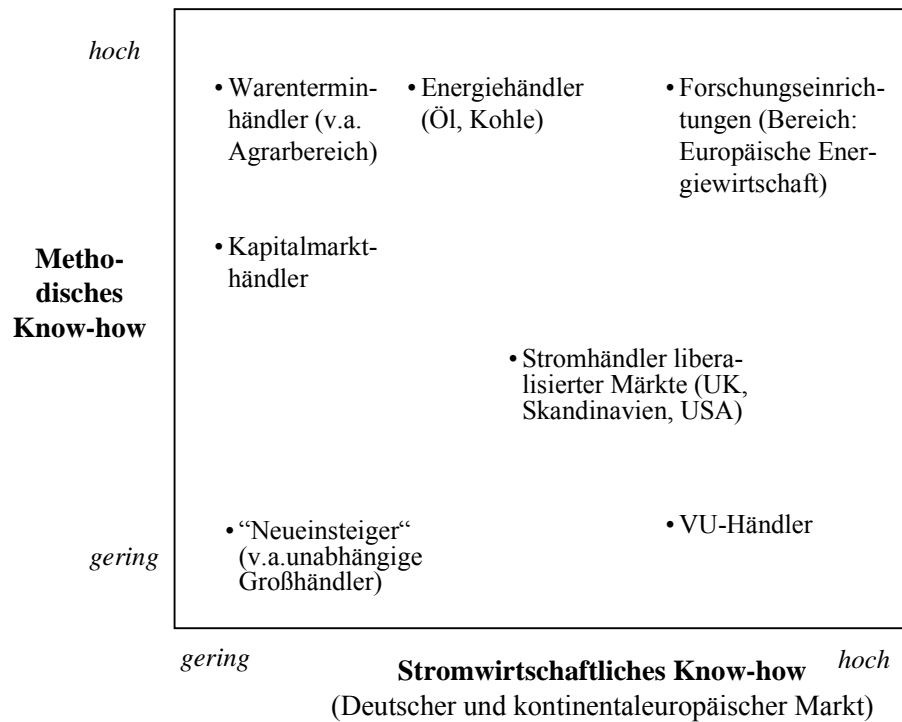
Abbildung 58 fasst obige Argumentation zusammen und gibt eine Indikation über die Know-how-Struktur potenzieller externer Wissensträger, wie sie sich aus sachlogischen Überlegungen zu deren Historie ergibt. An dieser Stelle sei angemerkt, dass hier nur eine Tendenz aufgezeigt werden kann, da sich Wissensstrukturen durch Personalanpassungen verändern können und in Einzelfällen eine andere Know-how-Struktur vorliegen mag.

Entsprechend dieser Überlegungen scheinen energiewirtschaftliche Forschungseinrichtungen geeignet zu sein, einen signifikanten Wissensbeitrag für einen VU-Händler zu liefern. Durch die Kombination der hohen methodischen Kompetenz einer Forschungseinheit in Verbindung mit dem gebündelten stromwirtschaftlichen Know-how über den deutschen Markt eines VU Händlers könnte sich ein am Markt einzigartiges Prognosemodell konstruieren lassen. An zweiter Stelle sind Warentermin- und Energiehändler aufgrund ihres hohen methodischen Erfahrungsvorsprungs zu nennen. Erstere bei allerdings fehlendem stromwirtschaftlichem Know-how, letztere mit stromwirtschaftlichem Know-how im Bereich der Energieträger. Stromhändler sollten aufgrund ihrer Historie weniger für einen Wissenstransfer geeignet sein, wobei es wie oben bereits erwähnt durchaus Abweichungen von diesem pauschalen Urteil infolge externer Wissensakquisition geben kann.

---

<sup>819</sup> Vgl. hierzu und im Folgendem Hoster (1996).

Abbildung 58: Know-how-Struktur potenzieller externer Partner



Quelle: Eigene Darstellung<sup>820</sup>

Die *zweite* Voraussetzung für einen Wettbewerbsvorteil ist die Zugänglichkeit zu diesen Informationen. Handelt es sich bei dem Wissensträger um einen direkten Konkurrenten, so ist ein Informationsaustausch zur fundamentalen Analyse – als einer der wichtigsten Kernfunktion des Stromhandels – mangels Bereitschaft fraglich. Handelt es sich um Einheiten, die nicht im Wettbewerb mit einem deutschen VU-Händler stehen, wird man sich fragen müssen, was ein VU-Händler bieten kann, um diese Unternehmen zu einem Informationsaustausch zu bewegen. Als problematisch wird sich hier die Tatsache erweisen, dass ein VU-Händler seinerseits nicht über Know-how verfügt, welches der Gegenpartei von Nutzen sein könnte. Von daher bleibt nur eine finanzielle Kompensation für die Leistung der Gegenpartei.<sup>821</sup> Wohl deutlich einfacher sollte sich der Austausch mit öffentlichen Forschungseinrichtungen gestalten, da die Anpassung von

<sup>820</sup> Inwieweit dieses methodische Wissen der öffentlichen Forschungseinrichtungen, jenes eines Warenterminhändlers noch übertrifft und ihr stromwirtschaftliche Know-how, das eines VU Händlers, muss im Einzelfall betrachtet werden und kann hier nicht pauschal beurteilt werden. Aus diesem Grunde wurden die beiden Bereiche ohne relative Vorteile für eine Quelle dargestellt.

<sup>821</sup> Auch möglich wäre die Einbeziehung anderer Funktionsbereiche des Verbundunternehmens. Zu denken wäre beispielsweise an den Einkauf von Teilen des Energieträgerbedarfs für die Kraftwerke über einen Energiehändler, der im Gegenzug ein Benchmarking seiner fundamentalen Analyse zulässt.

existierenden Kraftwerksmodellen an die ökonomischen Gegebenheiten des Stromhandels auch als Erkenntnisgewinn für die Wissenschaft gewertet werden kann. Aus Sicht der Zugänglichkeit dieser Informationen erscheinen die öffentlichen Forschungseinrichtungen daher erneut zu priorisieren.

Das *dritte* Kriterium ist die Zugänglichkeit dieser Information für die Wettbewerber. Damit aus dem Know-how-Gewinn auch ein Wettbewerbsvorteil wird, sollte die Zugänglichkeit anderen Wettbewerbern verwehrt bleiben. Zwar lässt sich vertraglich eine Geheimhaltungsverpflichtung oder eine Exklusivitätszusage zum Informationsaustausch vereinbaren. Da allerdings diese Rechte oft nur eingeschränkt geltend gemacht werden können, reicht dies meist nicht aus, um eine unbefugte Verwendung zu verhindern. So können bereits marginale Änderungen an der Information ausreichen, um eine Geheimhaltungsvereinbarung zu umgehen.<sup>822</sup> Wenn somit ein Inhaber vertraulicher Informationen aus opportunistischen Gründen Interesse daran hat, diese an Dritte weiterzugeben, wird er dies unabhängig von vertraglichen Regelungen auch tun. Von daher ist die Frage nach der Interessenslage der Wissensträger mindestens ebenso bedeutend wie vertragliche Regelungen. Eine pauschale Beurteilung der Interessenslagen obiger Quellen ist an dieser Stelle nicht möglich. Generell wird das Interesse an der Einhaltung einer Vertraulichkeitserklärung schwinden, je weniger der Wissensträger Nachteile im eigenen Wettbewerb infolge der Weitergabe an Dritte fürchten muss und je mehr die Vermarktung dieses Wissens Teil seiner Geschäftsstrategie ist. Dies spricht tendenziell gegen professionelle Gutachter oder Berater aus dem Bereich der Energie- und der anderen Handelsmärkte und wiederum für öffentliche Forschungseinrichtungen, v.a. den energiewirtschaftlichen Lehrstühlen, deren primäres Ziel nicht die Gewinnerzielung ist.<sup>823</sup>

#### 4.2.2.3 Ansätze des Informationstransfers

Noch offen ist die Frage, welche Maßnahmen bestehen, um aus dem extern vorhandenen Know-how der Wissensträger Informationen zur Validierung für den VU-Händler

---

<sup>822</sup> Eine ausführliche Diskussion zu den rechtlichen Rahmenbedingungen des Informationsaustauschs liefert Deiters (1990).

<sup>823</sup> Allerdings ist zu klären, inwieweit diese Forschungseinrichtungen bereit sein werden, Vertraulichkeitserklärungen abzugeben, da sie ggf. in der Verpflichtung stehen, ihre Forschungsergebnisse auch zu publizieren.



zu generieren. Als mögliche Ansätze sollen hier Benchmarking, externe Gutachten oder Forschungsk Kooperationen exemplarisch betrachtet werden. Sie können als Eckpunkte eines Kontinuums mit einer Vielzahl weiterer Möglichkeiten verstanden werden.<sup>824</sup>

*Benchmarking* bedeutet „das professionelle Vergleichen mit und das Abkupfern von den Besten der Branche bzw. Besten anderer Branchen“.<sup>825</sup> Vergleichsgegenstand sind typischerweise Kosten, Prozesse oder Methoden. Ziel ist es, durch beobachtbare Unterschiede Verbesserungspotentiale zu erkennen und ggf. auch zu quantifizieren. Der Ansatz ist bereits vor vielen Jahren in der Industrie entstanden. So hat beispielsweise Toyota das Vorgehen der Supermärkte beim Wiederauffüllen der Regale auf den Produktionsbereich übertragen.<sup>826</sup> Dieses Konzept ist heute als Kanban-System weltweit bekannt. Die Schwierigkeit beim Benchmarking liegt darin, ein sinnvolles Vergleichsobjekt zu finden und den Prozess zum Nutzen aller Beteiligten zu gestalten, d.h., auch zum Nutzen derjenigen, von denen „abgekupfert“ wird. Dies gelingt in der Regel dann, wenn mehrere Teilbereiche untersucht werden und die Partner komplementär in dem einen oder anderen Bereich ihre Stärken haben.<sup>827</sup> Die zu vergleichenden Bereiche sind aus Sicht des Stromhändlers die verschiedenen Stufen des Informationsverarbeitungsprozesses, d.h. Inputfaktoren, Verarbeitung und Output, wobei, wie bereits in GP 4.2.2.1 erläutert, der eigentlichen Verarbeitung gegenüber Output und Inputfaktoren die größte Bedeutung zukommt.<sup>828</sup>

Auf Ebene der Inputfaktoren bietet es sich an, die genutzten Informationen und Quellen zu vergleichen. Darüber hinaus können Anzahl und Struktur der Quellen, z.B. der Anteil interner Quellen an der Bereitstellung, Hinweise auf eine übermäßige oder zu geringe Informationsversorgung geben. Auf der Ebene der Informationsverarbeitung bietet es sich an, die eingesetzten Methoden und Modelle sowie die Systeme der fundamentalen Analyse und des Risikomanagement zu vergleichen. Auf Ebene des Outputs ist ein direkter Ergebnisvergleich, z.B. des prognostizierten Strompreises oder ein

---

<sup>824</sup> Zu nennen sind z.B. externes Training, Revision oder die Gründung von Forschungsgesellschaften.

<sup>825</sup> Füser (1999) S. 83

<sup>826</sup> Richtig bekannt wurde das Benchmarking erst 1989 mit dem Buch „Benchmarking- The search for Industry Best Practices that lead to superior performance“ von Robert Camp. Seither verbreitet sich die Technik sehr stark; vgl. Camp (1989).

<sup>827</sup> Vgl. Füser (1989) S. 85.

<sup>828</sup> Vgl GP 4.2.2.1.

Vergleich der Treffgenauigkeit der Modelle, z.B. Abweichung des Prognosepreises vom tatsächlich eingetretenen Preis, denkbar. Derartige Vergleiche sind nicht mit allen Benchmarkingpartnern möglich. Beispielsweise macht es kein Sinn, die Parameter des Analysemodells eines Stromhändlers mit denen eines Kapitalmarkthändlers zu vergleichen, da hier unterschiedliche fundamentale Faktoren Angebot und Nachfrage bestimmen. Hingegen kann ein Vergleich der Modellkonstruktionen durchaus Lerneffekte für die Benchmarkingpartner beinhalten.

**Tabelle 86: Mögliche Ansatzpunkte für Vergleiche im Benchmarking**

<b>Ebene</b>	<b>Benchmarkinggegenstand</b>
Inputfaktoren	Genutzte Informationsquellen
	Anzahl und Struktur Informationsquellen
Verarbeitung	Modelle und Methoden
	Systeme
Output	Direkter Ergebnisvergleich
	Vergleich der Treffgenauigkeit der Vergleichsmodelle

*Quelle: Eigene Darstellung. Grau: Bereich mit der höchsten Bedeutung für die Validierung.*

Als *externe Gutachter* sollen Wirtschaftseinheiten verstanden werden, die im Auftrag der Unternehmensleitung einen zu begutachtenden Gegenstand hinsichtlich vorzuzugender Kriterien, z.B. Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Ordnungsmäßigkeit,<sup>829</sup> beurteilen. Ziel des Gutachtens ist die Erfolgskontrolle und das Aufzeigen von Verbesserungspotentialen. Gutachter stehen in enger Beziehung zu den Tätigkeitsfeldern externer Berater. Diese sollen von dem hier betrachteten Gutachter abgegrenzt werden, sofern Berater im Gegensatz zum Gutachter helfen, die aufgezeigten Verbesserungspotentiale auch zu implementieren. Gutachtern wird in diesem Zusammenhang oftmals eine Objektivitätsfunktion zugewiesen. Sie resultiert daraus, dass externe Gutachter nicht in die Unternehmenshierarchie eingebunden sind und nicht an unternehmensinternen Prozessen teilhaben. Auf diese Weise haben sie ein hohes Maß an physischer und emotionaler Distanz und können Vorgänge und Probleme innerhalb des Unternehmens unbelastet von Zwängen - gleich welcher Art- wahrnehmen. Gutachter

sind generell auf allen Ebenen des Informationsverarbeitungsprozesses einsetzbar, d.h., sie können die Qualität von Inputfaktoren, Verarbeitung und Output, beurteilen.

Als weitere Möglichkeit soll die *Entwicklungskooperation* betrachtet werden. STAUDT definiert die Entwicklungstätigkeit als Anpassung existierender „technischer“ Lösungen an die Bedingungen der ökonomischen Verwendung in der eigenen Unternehmung oder am Markt.<sup>830</sup> Entwicklung setzt somit voraus, dass im Rahmen der angewandten Forschung bereits Lösungen prinzipiell „technisch“ realisiert wurden, welche die Basis für eine Anpassung an ökonomische Anforderungen sein können. Eine Entwicklungskooperation wäre daher die Anpassung einer existierenden Forschungsbasis gemeinsam mit einem Kooperationspartner an die Anforderungen der fundamentalen Analyse. Gegenstand der Entwicklung sind alternative Preisprognosemodelle sowie deren systemtechnische Umsetzung. Die Schwierigkeit einer Entwicklungskooperation liegt darin, einen Partner zu finden, der bereit ist, sein existierendes Know-how in die Kooperation einzubringen.

Als Benchmarkingpartner, externe Gutachter oder als Kooperationspartner in Entwicklungsprojekten kommen generell die in GP 4.2.2.2 genannten Wissensträger aus dem Umfeld von Handelsmärkten in Betracht, d.h., Strom-, Energie-, sonstige Warentermin- und Kapitalmärkte sowie jene Forschungseinrichtungen, die sich mit der Modellierung der Elektrizitätsversorgung in einem liberalisierten europäischen Marktumfeld befassen haben. Deren Eignung wurde in GP 4.2.2.2 betrachtet. Die Eignung der Ansätze des Informationstransfers ist differenziert zu betrachten. Aus sachlogischer Sicht sollte die Know-how Verteilung zwischen VU-Händler und externem Wissensträger eine entscheidende Rolle spielen. Besteht sowohl ein methodischer und energiewirtschaftlicher Know-how-Vorsprung auf Seite des externen Partners, so erscheint es nicht sinnvoll, eine Entwicklungskooperation zu bilden, da diese im Gegensatz zu einer einseitigen Gutachtertätigkeit Aufwand zur Koordination beider Partner erfordert, ohne dass ein Partner einen signifikanten Mehrwert in die Kooperation einbringt. Besteht hingegen

---

<sup>829</sup> Zur Ordnungsmäßigkeit gehören u.a.: (vgl. Grupp (1986) S. 16.)

- die Einhaltung der von außer und innerbetrieblichen Vorschriften
- die Vollständigkeit der Dokumentation zur Nachprüfbarkeit und Rekonstruktion eines Geschäftsvorfalles
- die formelle und inhaltliche Richtigkeit einer Aufgabenerledigung

<sup>830</sup> Vgl. Staudt (1992) Sp. 1187.

komplementäres Wissen auf beiden Seiten, so ist es aus einer Kooperation ein Mehrwert zu erwarten. Da ein VU-Händler zumindest immer stromwirtschaftliches Know-how beisteuern kann, könnte bei komplementärer Know-how-Struktur des Partners eine Entwicklungskooperation sinnvoll erscheinen. Neben der Know-how-Struktur hängt die Eignung obiger Ansätze wesentlich von der Verfügbarkeit qualifizierter Mitarbeiter ab, die vom Tagesgeschäft freigestellt werden können.<sup>831</sup> Von einem pauschalen Urteil soll daher in dieser Arbeit abgesehen werden.

#### 4.2.3 Fazit

Ausgangspunkt der Überlegungen zur Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung war die Feststellung, dass neben originärer Informationsbereitstellung für laufende Handelstransaktionen, der Informationseinsatz auch der Qualitätssicherung dienlich sein kann. Da Handelstransaktionen letztlich immer einer Informationsverarbeitung entspringen, kann die Qualitätssicherung durch Bereitstellung weiterer Informationen erfolgen, welche der Unternehmensleitung und den Aufgabenträgern des Handels eine Validierung der Ergebnisse der Informationsverarbeitung ermöglichen. Als Kernprozess des Handels mit komplexer Informationsverarbeitung und damit hohem Verbesserungspotenzial wird sich insbesondere die fundamentale Analyse für die Validierung eignen. Ein Informationsverarbeitungsprozess kann hinsichtlich seiner Inputfaktoren, v.a. Informationen und Wissen, dem eigentlichen Verarbeitungsschritt mittels Modellen und Regeln sowie dem Output unterteilt werden. Wie gezeigt wurde, können Informationen zur Validierung auf allen drei Stufen bereitgestellt werden. Diese lassen sich in Meta-Informationen, d.h. Informationen über Informationen und Informationsquellen, Informationen zur Methodik, v.a. zur Konstruktion von Modellen der fundamentalen Analyse, unterscheiden. Ferner sind stromwirtschaftliche Informationen zu nennen, v.a. um in der Lage zu sein, die fundamentalen Treiber der Grenzkosten zu analysieren sowie Informationen zur Prognosegüte, d.h., alle Vergleichsinformationen zu Strom-

---

<sup>831</sup> Die verschiedenen Ansätze erfordern Mitarbeiter unterschiedlicher Qualifikationsstruktur. So steht beispielsweise die Teamfähigkeit in Forschungsk Kooperationen stärker im Mittelpunkt als bei Gutachtertätigkeiten, wo vor allem analytische Fähigkeiten und fachliches Know-how erforderlich ist. Die Wahl kann daher in Abhängigkeit der Verfügbarkeit geeigneter Mitarbeiter für Benchmarkingprojekte, Gutachtertätigkeiten und Forschungsk Kooperationen getroffen werden, welche vom Tagesgeschäft freigestellt werden können.

preisen, die Rückschlüsse auf die Treffgenauigkeit der Strompreisprognose ermöglichen. Von großer Bedeutung sind methodische Informationen sowie Informationen über die Stromwirtschaft, da mit diesen ein VU-Händler am Besten in der Lage sein sollte, die Defizite seines Modells zu erkennen und dauerhaft zu beheben. Als mögliche Quellen für derartige Informationen kommen alle Wissensträger aus dem Umfeld von Handelsmärkten sowie die energiewirtschaftlichen Forschungseinrichtungen, die sich im Rahmen ihrer Arbeiten mit der Modellierung des elektrizitätswirtschaftlichen Versorgungssystems befasst haben. Hier handelt es sich vor allem um die energiewirtschaftlichen Lehrstühle der Universitäten. Aufgrund ihres methodischen und stromwirtschaftlichen Know-how, einer vergleichsweise einfachen Zugänglichkeit und eine geringe Motivation dieses Wissen auch an die Wettbewerber eines VU-Händlers zu vermarkten, kommt gerade diesen Forschungseinrichtungen als Wissensträger eine besondere Bedeutung zu. Weitere bedeutende Wissensträger sollten aufgrund ihres methodischen Know-how die Händler auf Warenterminmärkten sein. Für den Informationstransfer stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, wobei in dieser Arbeit das Benchmarking, das externe Gutachten und die Entwicklungskooperation exemplarisch betrachtet wurden. Eine pauschale Beurteilung der Eignung dieser Möglichkeiten ist nicht möglich, sondern muss im konkreten Fall erfolgen. Da allerdings ein VU-Händler immer stromwirtschaftliches Know-how in eine solche Kooperation einbringen kann, sollte die Entwicklungskooperation bei komplementären methodischen Know-how des Partners einen Mehrwert gegenüber Benchmarking und Gutachten schaffen.

Auf Basis dieser Ergebnisse könnte es für einen VU-Händler sinnvoll sein, eine Kooperation mit ausgewählten energiewirtschaftlichen Lehrstühlen einzugehen, mit dem Ziel ein Prognosemodell für die kurz-, mittel-, und langfristige Preisentwicklung auf dem kontinentaleuropäischen Strommarkt zu entwickeln. Allerdings erfordert eine derartige Entscheidung im konkreten Anwendungsfall vorab die Analyse der Know-how-Struktur beider Partner.

## Kapitel 5 Resümee und Ausblick

### 5.1 Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse

*Ausgangspunkt* dieser Arbeit war die Erkenntnis, dass auf einem liberalisierten deutschen Handelsmarkt der Informationseinsatz ein wesentlicher Erfolgsfaktor ist. Erfahrungen liberalisierter Märkte als auch die bisherige Entwicklung in Deutschland zeigen, dass starker Wettbewerb zur Erosion von Handelsmargen und einer scharfen Konsolidierung der Branche führen wird. Um sich im Wettbewerb zu behaupten, müssen die Stromhändler in der Lage sein, Wettbewerbsvorteile durch Informations- und Transaktionskostenvorteile gegenüber anderen Marktteilnehmern zu generieren. Wesentlicher Ansatzpunkt ist hier der Informationseinsatz unter strengen ökonomischen Gesichtspunkten.

*Zielsetzung* war es daher, Informationen zu identifizieren, die notwendig sind, um Handel zu betreiben und diesem Informationsbedarf durch ökonomisch sinnvolle Gestaltung des Bereitstellungsprozesses ein Informationsangebot entgegenzustellen, welches Informations- und Transaktionskostenvorteile ermöglicht. Die Fokussierung auf die VU erfolgte durch die Tatsache, dass hier besondere Informationsvorteile, bedingt durch die hohen Erzeugungs-, Netz- und Vertriebskapazitäten, vorliegen sollten. Durch die zu erwartende Konsolidierung im VU-Bereich sollte sich dieser Vorteil in den Folgejahren noch vergrößern.

Um eine Aussage über den Informationsbedarf zu ermöglichen, mussten zunächst die organisatorischen und produktspezifischen Rahmenbedingungen geklärt werden. Insbesondere die Einbindung des Stromhandels in die bestehenden Funktionsbereiche eines VU war eine bisher ungeklärte Frage und bedurfte daher einer eingehenden Analyse. Vor allem die Vorteile der Kraftwerkeinsatzoptimierung durch Zukäufe am Handelsmarkt und die Möglichkeit Kraftwerke und Vertriebslieferungen als natürliche Positionen in den Handelsplan und das Risikomanagement einzubeziehen, sprechen für eine Integration des Handels in das VU.

Auf Basis definierter organisatorischer und produktspezifischer Rahmenbedingungen wurde ein Aufgaben- und Prozessmodell entwickelt und soweit detailliert, bis die benötigten Informationen zur Erfüllung der Teilaufgaben ersichtlich wurden. Allerdings

musste konstatiert werden, dass eine vollständige Ermittlung aufgrund der teilweise vorherrschenden Komplexität insbesondere im Bereich der fundamentalen Analyse nicht möglich war. Ergebnis ist eine Katalogisierung des Informationsbedarfs ohne den Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben und erste Erkenntnisse über Möglichkeiten zur Schaffung von Wettbewerbsvorteilen:

- Da verschiedene Bedarfe mehrfach und von unterschiedlichen Aufgabenträgern benötigt werden, gilt es ein Informationsangebot unter Vermeidung redundanter Informationsbeschaffung bereitzustellen. Mehrfachverwendungsmöglichkeiten bestehen vor allem bei Preisinformationen zur Erarbeitung des Handelsplans, Pricing, Risikomanagement und Settlement.
- Durch hohe Aktualität der bereitgestellten Informationen in der Marktprognose können temporäre Informationsvorsprünge gegenüber anderen Marktteilnehmern geschaffen werden.
- Wissen und Erfahrung ist auf einem jungen Strommarkt ein bedeutender Faktor für die Qualität der Aufgabenerfüllung. Die Nutzung des Wissens in den Köpfen bestimmt daher wesentlich über den Erfolg auf einem liberalisierten Handelsmarkt.

Der nachfolgende Teil dieser Arbeit widmete sich der Frage, wie die benötigten Informationen in ökonomisch sinnvollerweise Weise bereitgestellt werden können, wobei zunächst die originäre Informationsbereitstellung zur Durchführung von Handelstransaktionen betrachtet wurde. In der Informationsbeschaffung sollen geeignete Informationen zur Deckung des Informationsbedarfs selektiert werden. Angesichts der Menge und Veränderlichkeit des Informationsangebots bestehen potenzielle Wettbewerbsvorteile vor allem in der Reduktion der Informationssuche auf aussichtsreiche Quellen und in einer rigorosen Beschränkung der Beschaffung auf Quellen, deren Nutzen die Kosten übersteigt. Hierzu konnten konkrete quellenspezifische Eignungskriterien zur Fokussierung der Suche abgeleitet und ein Bewertungssystem zur Bestimmung des Informationsnutzens entwickelt werden. Auf dessen Basis wurde eine Informationsselektion mit folgenden Ergebnissen durchgeführt:

- Nachrichtendienste, gefolgt von Front-Office, dem eigenen Netzbereich und der Systemoptimierung sowie die Handelspartner zählen zu den nützlichsten Quellen einer Handelseinheit in einem VU. Sie sollten im Mittelpunkt der Beschaffungsaktivitäten stehen.
- Interne Quellen liefern eine Vielzahl exklusiver Marktinformationen zur fundamentalen Marktanalyse und stellen einen Informationsvorsprung sowie Wettbewerbsvorteil gegenüber unabhängigen Großhändlern dar. Dieser Vorteil ermöglicht dem Händler eines VU die Marktpreisentwicklung vorherzusehen und damit fast risiko-

freie Spekulationsgewinne durch das Eingehen entsprechender Positionen zu erzielen.

In der Informationsabgabe wurde gezeigt, dass viele der exklusiven Informationen im VU verborgen sind, deren Zugang nicht über Weisungskompetenz möglich ist, sondern eine Abgabeentscheidung des Nutzers erfordert. Potenzielle Wettbewerbsvorteile lassen sich sichern, wenn es gelingt, wertvolle Informationen in schwer zugänglichen Quellen mit vertretbarem Aufwand zugänglich zu machen. Ansätze aus dem Bereich „Wissensmanagement“ wurden auf ihre Eignung untersucht, die Abgabe zu unterstützen. Als zentraler Abgabemechanismus hat sich ein Anreizsystem zur Steigerung der Abgabebereitschaft herauskristallisiert, ergänzt um kleinere Einzelmaßnahmen.

Im Bereich der Informationsübertragung besteht ein wesentlicher Ansatz zur Einsparung von Transaktionskosten in der Integration der Informationsflüsse, der Mehrfachnutzung von Informationen sowie der Bereitstellung adäquater Systemfunktionalität. Hier konnten verschiedene Gestaltungshinweise gegeben werden. Kernpunkt der Integration ist die Einrichtung einer Marktpreisdatenbank, als Datenbasis für Chartprogramme, Pricing-, Risikomanagement- und Abwicklungssysteme, eines Data Warehouse für die Marktanalyse, welches alle preisrelevanten Informationen aus einer Vielzahl von Quellen zusammenführt und zentral zur Verfügung stellt sowie einer Geschäftspartner- und Transaktionsdatenbank für alle Handelsbereiche. Funktionale Anforderungen können aus der Informationssuche, -bewertung und -abgabe systemtechnisch abgeleitet werden. Die Schwerpunkte liegen in standardisierten Abfragen mit aktiver Bereitstellung preisrelevanter Informationen, intelligenten Agenten, einer Informationsbewertungsfunktion sowie Funktionen, die eine Nachverfolgung von Informationsübertragung zu Controllingzwecken, der Gewährung materieller Anreize oder für Feedback-Statistiken ermöglichen.

Als Abschluss der Analyse zur originären Informationsbereitstellung wurden die Auswirkungen elektronischer Marktplätze für die Informationsbereitstellung untersucht. Wie gezeigt wurde, bringen sie Transaktionskosteneinsparungen, die jedoch allen Marktteilnehmern zugute kommen, so dass wenig Potenzial für Wettbewerbsvorteile entsteht. Darüber hinaus verringern sie das Informationsangebot, welches durch den Telefonhandel generiert wird. Da VU-Händler diesen Ausfall durch interne Quellen kompensieren können, wird die zunehmende Verbreitung der elektronischen Märkte dafür sorgen, dass der Informationsvorsprung der VU-Händler noch größer wird. Aus



einem zur Zeit konsolidierenden Handelsmarkt dürften im Großhandel die VU daher als Gewinner hervorgehen.

Neben originärer Informationsbereitstellung für laufende Handelstransaktionen kann der Informationseinsatz auch der Qualitätssicherung dienlich sein. Da Handelstransaktionen letztlich immer einer Informationsverarbeitung entspringen, kann die Qualitätssicherung durch Bereitstellung weiterer Informationen erfolgen, welche der Unternehmensleitung und den Aufgabenträgern des Handels eine Validierung von Ergebnissen der Informationsverarbeitung ermöglichen. Wettbewerbsvorteile lassen sich erzielen, wenn es gelingt Wissensträger im Bereich der fundamentalen Analyse zur Weitergabe ihrer Expertise zu bewegen. Als geeignet erscheinen hier die energiewirtschaftlichen Forschungseinrichtungen, die sich im Rahmen ihrer Forschungsarbeiten mit der Modellierung des elektrizitätswirtschaftlichen Versorgungssystems befasst haben. Hier handelt es sich vor allem die energiewirtschaftlichen Lehrstühle der Universitäten. Aufgrund ihres methodischen und stromwirtschaftlichen Know-how, einer vergleichsweise einfachen Zugänglichkeit und einer geringen Motivation, dieses Wissen auch an Wettbewerber eines VU-Händlers zu vermarkten, kommt gerade diesen Forschungseinrichtungen als Wissensträger eine besondere Bedeutung zu. Allerdings erfordert eine derartige Entscheidung im konkreten Anwendungsfall vorab die Analyse der Know-how-Struktur beider Partner.

Als *Fazit dieser Arbeit* kann gelten, dass der Informationseinsatz und die Informationsbereitstellung vielfältige Möglichkeiten zur Schaffung von Wettbewerbsvorteilen liefern, was Voraussetzung für die Erwirtschaftung einer Marge in einem kompetitiven Handelsmarkt ist. Handelseinheiten, die in ein VU eingebettet sind, haben eine deutlich bessere Ausgangsposition, wenn sie es schaffen, die eigenen Kraftwerke in ihre Handelsaktivitäten einzubeziehen und vor allem ihre Informationsvorsprünge zu nutzen. Quelle ihrer Handelsgewinne werden dann weniger die Arbitragegeschäfte sein, als vielmehr spekulative, aber aufgrund des Informationsvorsprungs fast risikofreie Eigenpositionen.

## **5.2 Ausblick: Umsetzung eines integrierten Informationssystems als künftige Herausforderung**

Da integrierte Energieunternehmen (VU) aufgrund ihrer Kraftwerke, Netze und Vertriebsaktivitäten Informationsvorteile gegenüber anderen Marktteilnehmern im Groß-

handel haben, hat sich diese Arbeit stark mit der Frage befasst, wie exklusiv anfallende bzw. relevante Informationen dem Handel optimal zugänglich gemacht werden können. Hieraus wurden organisatorische und systemtechnische Maßnahmen anhand von Teilprozessen der Informationsbereitstellung abgeleitet. Deutlich wurde, dass die Informationsvielfalt, die insbesondere zur Durchführung der fundamentalen Analyse, dem Pricing und Risikomanagement benötigt wird, ohne adäquate systemtechnische Unterstützung nur schwer beherrschbar ist.<sup>832</sup> Zudem können Informationssysteme zu entscheidenden Wettbewerbsvorteilen durch schnellere und kostengünstige Verfügbarkeit der Informationen führen. Aus diesem Grund sollen nachfolgend wesentliche Eckpunkte einer systemtechnischen Unterstützung der Informationsbereitstellung im Sinne einer groben Systemarchitektur dargestellt werden. Sofern nicht anders angegeben, wird dabei auf die Ausführungen in GP 4.1.3 Bezug genommen. Um sich der Grundstruktur einer Systemarchitektur zu nähern, werden zunächst die erforderlichen Systemkomponenten zur Unterstützung der wesentlichen Kernprozesse zusammengefasst.

Der Geschäftsprozess „Erarbeitung eines Handelsplans“ wird wesentlich durch eine Transaktionsverwaltung, ein Chartanalyse- und ein Preisprognosesystem unterstützt. Die *Transaktionsverwaltung* ermöglicht die Erfassung der Positionen und Auswertung der verschiedenen Bücher. *Chartanalyseysteme* unterstützen die technische Analyse im Rahmen der Preisprognose. Sie ermöglichen den Aufbau von Chartformationen und die Berechnung der verschiedenen technischen Indikatoren.<sup>833</sup> *Preisprognosesysteme* erlauben die Modellierung von Gesetzmäßigkeiten zwischen Strompreis und seinen Bestimmungsfaktoren.<sup>834</sup>

Der Geschäftsprozess Pricing wird durch spezielle *Pricingysteme* unterstützt. Diese ermöglichen die Bildung einer Price-Forward-Kurve auf Basis quantitativer Modelle oder aktueller Marktpreisindizes, um daraus eine Preisbewertung abzuleiten

---

<sup>832</sup> Vgl. GP 3.2

<sup>833</sup> Vgl. GP 3.2.2.1.2.

<sup>834</sup> Da die Entwicklung der Preise nicht zwangsläufig nach erfassbaren Gesetzmäßigkeiten ablaufen, setzen moderne Systeme Verfahren wie neuronale Netze oder Fuzzy-Logic ein. Vgl. Schröppel (2000) S. 309.

Im Bereich des Risikomanagement und -controlling übernehmen *Risikomanagementsysteme* die Quantifizierung der verschiedenen Marktrisiken mittels vordefinierter Modelle. Gängige Produkte beschränken sich meist auf die Bestimmung des Preisrisikos. Für das Kreditrisiko bestehen eigene Anwendungen, um die Bonität des Kontrahenten und dessen Limit zu ermitteln und zu überwachen.

Für den Geschäftsprozess „Identifikation der Handelspartner“ werden einfache Datenbanken, z.B. in Form einer *Adressverwaltung*, eingesetzt, um Geschäftspartnerdaten in strukturierter Form zu erfassen.

Für den Kernprozess „Verhandlung und Abschluss“ besteht über die Transaktions- und Adressverwaltung hinaus keine weitere Systemunterstützung.

Im Bereich „Settlement“ finden sich v.a. *ERP-Systeme*. Sie unterstützen das Erstellen von Geschäftsbestätigungen, Abrechnungen, den Zahlungsverkehr und das Verbuchen.<sup>835</sup> Diese Funktionen finden sich meist in einem integrierten System. Hinzu kommen als fast ausschließlich separates Tool *Fahrplanverwaltungssysteme* zur Administration der Netznutzung. Nachfolgende Tabelle fasst die wesentlichen Systemkomponenten zusammen.

**Tabelle 87:** Systemkomponenten abgeleitet aus den Kernprozessen des Stromhandels

<b>Geschäftsprozess</b>	<b>Aufgabenträger</b>	<b>Typische Systemkomponenten</b>
Erarbeitung eines Handelsplans (technische und fundamentale Analyse)	- Marktanalyst - Tech. Analyst - Portfolio-Manager	- Chartanalysesystem - Preisprognosesystem - Transaktionssystem - Portfoliomanagementsystem
Pricing	- Portfolio-Manager	- Pricing Tool
Risikomanagement und –controlling	- Risiko-Controller - Kreditanalyst	- Risikomanagement- bzw. Portfoliomanagementsystem
Identifikation der Handelspartner	- Händler	- Transaktions- und Adressverwaltung
Verhandlung und Abschluss	- Händler	- Transaktions- und Adressverwaltung
Settlement	- Abwickler - BKV - Zahlungsverkehr/ Buchhalter	- ERP (integriert) - Fahrplanverwaltung

Quelle. Eigene Darstellung

<sup>835</sup> Vgl. Klinkow (1996) S. 44.

Neben den aufgeführten Systemen werden Daten im hohen Umfang auch ad-hoc ohne hochwertige und qualifizierte technische Unterstützung verarbeitet. Hier handelt es sich zumeist um qualitative Informationen, z.B. Signale zur Position des Handelspartners oder Hinweise auf spezielle, preisrelevante Marktkonstellationen.

Diese Systemkomponenten sind in eine ganzheitliche Systemarchitektur einzubetten. Systemarchitekturen für betriebswirtschaftliche Anwendungen können hinsichtlich der Sichtweise als auch ihres Aufbaus in verschiedenen Schichten unterteilt werden. Nachfolgend seien die drei wichtigsten Schichten aufgeführt und erläutert.<sup>836</sup>

1) *Datenschicht*: Daten stellen eine eigenständige Architekturkomponente dar, die unabhängig von den Anwendungsprogrammen gestaltet werden kann.<sup>837</sup> Hierunter können alle externen und internen Datenbasen sowie der Zugriff über Datenbankmanagementsysteme und Schnittstellen verstanden werden.

2) *Funktions- bzw. Verarbeitungsschicht*: Die Funktionsschicht umfasst Programme bzw. Programmoduln, die zur Lösung betriebswirtschaftlicher Problemstellungen beitragen.<sup>838</sup> Eine Problemlösung kann durch verschiedene Teilfunktionen erbracht werden. Die konkrete Abfolge der Funktionen bildet einen Prozess und obliegt der Vorgangssteuerung.

3) *Präsentationsschicht*: Diese Schicht umfasst die adäquate Informationsvisualisierung für den Anwender.

Ad 1) Aus Sicht der Daten stellt sich die Frage wie die zuvor dargestellten Systemkomponenten aus den entsprechenden Quellen bedient werden. Die Systeme für Front- bzw. Middle-Office -Preisprognose-, Chartanalyse, Pricing- und Portfoliomanagementsysteme- bauen stark auf Dateninput der Nachrichtendienste auf. Der Zugang auf Nachrichten und Marktinformationen erfolgt typischerweise über proprietäre Zugangssysteme, z.B. das bekannte „Reuters-Terminal“ oder das Internet. Professionelle Dienstleister bieten zudem einen „Data Feeder“ an, um v.a. historische Preisdaten automatisch in die Pricing- und Risikomanagementsysteme einzuspielen. Diese Systeme sind in der Regel

---

<sup>836</sup> Vgl. z.B. Wall (1996) S. 149-164 oder Scheer (1993) S. 93. Weitere in der Literatur genannte Architekturkomponenten sind Netzwerk, Rechner, Steuerung sowie organisatorische Elemente (z.B. DV-Kompetenzen)

<sup>837</sup> Sie werden auf der konzeptionellen Ebene typischerweise als Datenobjekte und Datenbeziehungen im Rahmen eines Entity-Relationship-Modelles (ERM) beschrieben; vgl. Scheer (1993) S. 92.

<sup>838</sup> Vgl. Wall (1996) S. 153.

so gestaltet, dass sie den Output der Data Feeder der großen Anbieter automatisch übernehmen können. Zunehmend wird auch das Internet als real time-Zugang verwendet. Hinzu kommen *Verbände* und Statistik-Dienstleister, die ihre Informationen im Internet in Form von Online-Archiven anbieten.<sup>839</sup> Allerdings ist derzeit immer nur ein Teil über das Internet zugänglich. Als weitere Zugriffsmöglichkeit existieren CD-ROM und klassisches Papierformat auf Anfrage. Weiteres wesentliches Element ist der Informationszugang zu *Marktteilnehmern*, der weitestgehend auf nicht formaler Individualkommunikation beruht.<sup>840</sup> Im internen Bereich kommen die Daten im Wesentlichen aus Lastprognose- und Kraftwerkseinsatzplanungssysteme sowie Revisions- und Instandhaltungssysteme, Netzleitsysteme und Systemen zum Erstellen von Lastprofilen und der Vertragsverwaltung. Auch Mitarbeiter der internen Bereiche können eine wertvolle nicht kodifizierte Daten bereit halten. Die sogenannten Back-Office-Systeme –Transaktions- und Fahrplanverwaltungssystem, ERP Systeme- hingegen sind aus den Front-Office-Systemen zu bedienen, da dort die Daten zur Abwicklung einer Transaktion bereits durch den Händler aufgenommen werden.

Im Idealfall ließen sich alle relevanten Daten in einer zentralen Datenbank integrieren und den Anwendungsprogrammen zur Verfügung stellen. Der Datenbestand könnte frei von Redundanzen und Inkonsistenzen verwaltet werden. Wie allerdings in GP 4.1.3.2 deutlich wurde sind der Datenintegration Grenzen gesetzt. Zum einen wird der Stromhandel in ein bestehendes VU eingebettet, mit einer umfangreichen, teilweise historisch gewachsenen Systemlandschaft. Da der Aufwand zur Integration in bestehenden Systeme stark von den bereits existierenden Systemen abhängt, ist die bestehende Systemlandschaft und deren Integrationsfähigkeit zu berücksichtigen.<sup>841</sup> Es wurde dargestellt, dass moderne Handelssysteme intern auf tendenziell ältere, historisch gewachsene Systemlandschaften in den traditionellen Funktionsbereichen des VU, teilweise noch auf Basis von Großrechnern treffen, weshalb die bereichsübergreifende Integration mit einer gemeinsamen Datenbasis als zu aufwendig einzuschätzen ist und auf Datenweitergabe mittels automatischer ÜbergabeprozEDUREN zwischen internen bestehenden Systemen aus Erzeugung, Netz und Vertrieb sowie den Handelssystemen beschränkt sein sollte. Ferner existieren externe Quellen, die ihre Daten auf konventionelle Weise (z.B.

---

<sup>839</sup> Vgl. hierzu auch Stock (2000) S. 47-48.

<sup>840</sup> Vgl. Stock (2000). S. 43-44.

<sup>841</sup> So ist beispielsweise die Erstellung einer automatisierten ÜbergabeprozEDURE von einem proprietären Großrechnersystem zu einem anderen System wesentlich aufwendiger als zwischen modernen und offenen Anwendungssystemen.

telefonische Anfrage bei einem Verband), über proprietäre Zugangssysteme (v.a. der Nachrichtendienste) aber verstärkt über das Internet (z.B. Download einer Statistik) zur Verfügung stellen. Als gangbarer Weg lassen sich daher die unterschiedlichen heterogenen Quellen in einer separaten Datenbank zusammenführen. Eine solche Zusammenführung von Daten aus unterschiedlichen Datenbasen kann als Data Warehouse im weiteren Sinne bezeichnet werden.<sup>842</sup> Im Rahmen eines solchen Data Warehouse werden operative Daten selektiert, transformiert und vereinheitlicht und den Anwendern bzw. den Anwendungsprogrammen in konsolidierter Form zur Verfügung gestellt. Die Beschreibbarkeit von Daten hinsichtlich Inhalt und Format sowie ihrer Flüsse ist eine Voraussetzung zum Aufbau von Datenbanken. Die Analyse externer Quellen in GP 4.1.1.2.1 zeigte eine kaum überschaubare Vielfalt potenzieller Quellen sowie eine starke Veränderlichkeit des externen Informationsmarktes in Zusammenhang mit der Entwicklung des europäischen Strommarktes.<sup>843</sup> Das bestehende Informationsangebot wird von den Anbietern fortlaufend inhaltlich verbessert oder noch kostengünstiger bereitgestellt.<sup>844</sup> In einem solchen Umfeld ist eine Datenmodellierung schwer bis gar unmöglich. Allerdings muss einschränkend hinzugefügt werden, dass dies nur für komplexe Aufgaben insbesondere im Hinblick auf die fundamentale Analyse des Strompreises zutrifft. Routineprozesse wie das Settlement, u.a. Netznutzung, Zahlungsverkehr etc., befinden sich sehr wohl in einem stabilen informatorischen Umfeld, so dass hier Informationsflüsse umfassend im Rahmen eines Datenmodelles beschrieben werden können. Eine ähnlich differenzierte Betrachtung muss für interne Quellen angestellt werden. So handelt es sich teilweise um Informationen, die im laufenden Geschäftsbetrieb einer internen Organisationseinheit automatisch und regelmäßig generiert sowie kodifiziert werden. Diese Informationen können hinsichtlich Inhalt und Quelle exakt spezifiziert werden. Zum anderen existieren nicht kodifizierte bzw. strukturierte Informationen, die

---

<sup>842</sup> Ein Data Warehouse im engeren Sinne beinhaltet die Darstellung von Datenstrukturen als Hypercube sowie und auch die OLAP-Navigationsfunktionen und Data Mining. Diese Eigenschaften sind jedoch für die Anwendung im Stromhandel nicht zwingend erforderlich. Vielmehr steht die Selektion, Transformation und Vereinheitlichung der Daten in einem „Datenlager“ im Vordergrund.

<sup>843</sup> Vgl GP 4.1.1.1

<sup>844</sup> Wobei das Internet eine treibende Rolle spielt. Der Markt für auf Händler zugeschnittene Informationsdienstleistungen ist attraktiv für den Eintritt etablierter Anbieter aus anderen Bereichen sowie neuer Unternehmen („Start-ups“) und war zu Beginn der Liberalisierung unbesetzt. Nach wie vor betreten viele neue Informationsanbieter den Markt oder etablierte Anbieter modifizieren das bestehende Angebot für die liberalisierte Energiewirtschaft.

in anderen Abteilungen des VU als Nebenprodukt der eigentlichen Aufgabenerfüllung unregelmäßig anfallen. Teilweise lassen sich solche Informationen nur schwer artikulieren, z.B. Informationen über Verhaltensweisen von Transaktionspartnern, was die Kodifizierung erschwert. Das Vorkommen dieser Informationen ist nicht exakt zu spezifizieren und ihre Existenz oft nur dem Inhaber bekannt. Eine a priori-Datenmodellierung ist hier nahezu unmöglich.

Als Fazit kann daher festgehalten werden, dass die Datenschicht im Stromhandel nur die stabilen und klar definierte Aufgabenstellungen erfassen kann, da hierfür erforderliche Datenmodelle beschreibbar sind und nur geringfügigen Pflegeaufwand mit sich bringen. Informationsbedarfe, deren Datenvorkommen nicht beschrieben werden können, erfordern eine spezielle Funktionsunterstützung, die nachfolgend in Zusammenhang mit intelligenten Agentensystemen beschrieben wird.

Ad 2) Die funktionalen Anforderungen an die Systemarchitektur können aus den in GP 4.1 analysierten Teilprozessen der Informationsbereitstellung abgeleitet werden.

Im Zusammenhang mit dem Teilprozess Informationsbeschaffung sind einfache Selektionsmechanismen für Standard- und Individualabfragen auf dem Datenbestand zu nennen, welche direkt durch den Nutzer über das Datenbankmanagementsystem eingegeben werden oder Abfragen, welche automatisch durch ein Anwendungsprogramm durchgeführt werden.<sup>845</sup> Expertensystemgestützte Selektion z.B. über intelligente Agenten kann die Problematik des nicht vollständig beschreibbaren Datenmodells lindern, wenn sich geeignete Regeln, Modellen, Methoden definieren lassen, die eine Datenselektion in einem ständig wechselnden Datenbestand unterstützen. Diese Agenten untersuchen selbstständig potentielle Datenquellen, bewerten die vorgefundenen Daten mit der in GP 4.1.1.3 erarbeiteten Methodik und leiten nur selektierte Informationen an den Nutzer weiter.<sup>846</sup> Wie in GP 4.1.1.3.2.3 dargelegt ist die Informationsbewertung subjektgebunden, so dass ein solches System darauf ausgerichtet sein sollte, von

---

<sup>845</sup> Je nach zu Grunde liegender Datenbank bieten sich unterschiedliche Abfragemethoden an, mit deren Hilfe sich die abgelegten Daten dem Anwender zugänglich werden. Die bekannteste Abfragesprache ist die Structured Query Language (SQL).

<sup>846</sup> Eine besondere Rolle spielen hier so genannte „Push-Technologien“ oder intelligente Agenten; vgl. Stock (2000) S. 392-394 zu Profildiensten als typisches Beispiel einer Push-Technologie und Stickele/Groffmann/Rau (1997) S. 5-11, Stichwort „Agenten“.

den vergangenen Beschaffungsentscheidungen des Nutzers zu „lernen“.<sup>847</sup> Können weder erforderliche Daten noch Modelle und Regeln für die Informationsbeschaffung beschrieben werden, so beschränkt sich der Beitrag des Informationssystems darauf, Kommunikation und Koordination zwischen den Aufgabenträgern zu erleichtern. Als Beispiele seien Sitzungsunterstützungssysteme, Workflow Management Systeme und Bulletin Board Systeme genannt.

Im Rahmen des Teilprozesses der Informationsabgabe wurde auf hohe Transaktionskosten der Wissensinteraktion, geringe Wertschätzung des Wissens durch die Inhaber und opportunistisches Verhalten als Abgabebarrrieren hingewiesen. Als Ansatzpunkte wurden die Einführung eines Anreizsystems, outputorientiertes Controlling der Wissensinteraktion sowie die Bereitstellung eines laufend aktualisierten Informationsbedarfskataloges des Handels erläutert. Funktionale Anforderungen ergeben sich in einem elektronischen Informationsbedarfskatalog mit gleichzeitiger Eingabe und Übermittlungsmöglichkeit für den Informationsinhaber. Darüber hinaus kann die Bereitstellung von „Managementinformationen im Sinne einer Nachverfolgungs- und Auswertungsfunktion der einzelnen Wissensinteraktionen, die dem Zwecke einer Erfolgsmessung dient, genannt werden.

Da die Informationsbereitstellung zeitkritisch und zudem ein arbeitsteiliger Prozess mit dem Handel (Fachkräfte, Leitung) internen Funktionsbereichen sowie zentralem Informationsmanagement ist, kann eine Vorgangssteuerung wertvollen Zeitgewinn bringen. Eine solche Funktion unterstützt geregelte Prozesse durch Vorgangsgenerierung, -organisation, -steuerung, -information und Vorgangsabschluss.<sup>848</sup>

Ad 3) Viele der benötigten Daten werden durch oben beschriebene Systemkomponenten verarbeitet, die auch über entsprechende Präsentationsfunktionen verfügen. Wie generell bei allen Informationssystemen sollte die Präsentationsschicht auf den Anwender zugeschnitten sein, d.h. die Oberfläche an die IT-Vorkenntnisse des Nutzers angepasst sein. Da insbesondere das Internet sich im externen Bereich sich als zunehmend Standard-Informationsquelle entwickelt, empfiehlt sich eine WWW-orientierte Oberfläche.

---

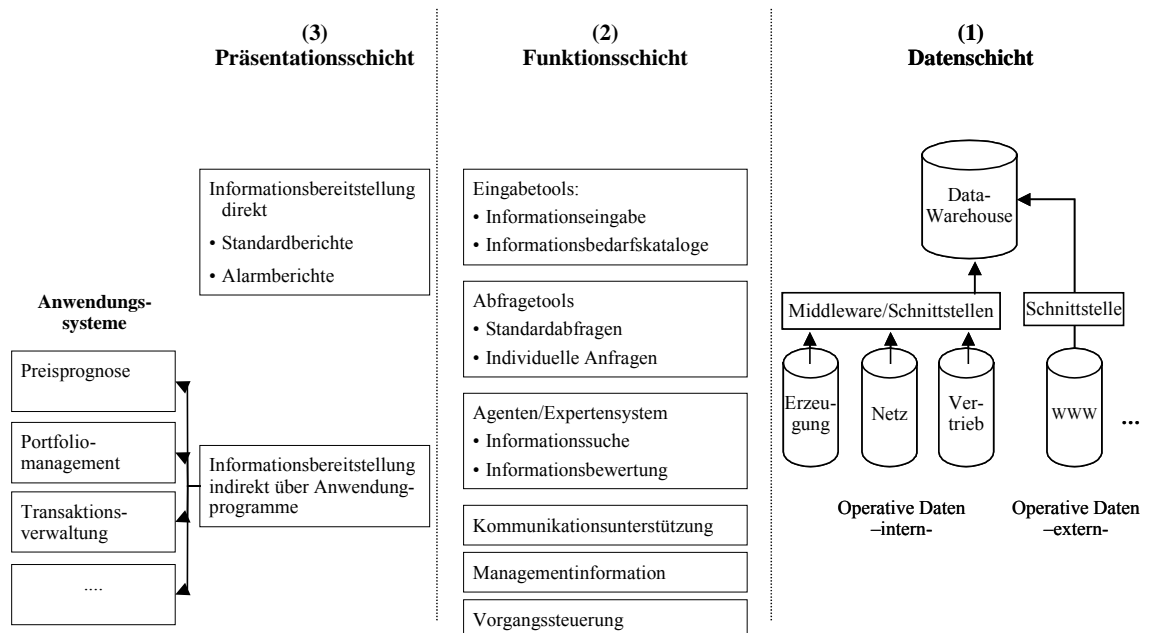
<sup>847</sup> Alternativ wäre für diesem Bereich auch einen spezialisierter Informationsbroker-Service zu denken.

<sup>848</sup> Vgl. Mertens Bodendorf/König (2001) S. 86



Abbildung 59 fasst die wesentlichen Elemente der Systemarchitektur nochmals zusammen. Sie ist als grobe Skizze zu verstehen, die im Falle einer Umsetzung weiter detailliert werden sollte.

**Abbildung 59: Systemarchitektur zur Unterstützung des Bereitstellungsprozesses**



Quelle: Eigene Darstellung

Eine Umsetzung zur Unterstützung der Informationsbereitstellung würde ein VU in die Lage versetzen, die Informationsvorteile aufgrund ihrer Kraftwerke, Netze und Vertriebsaktivitäten gegenüber anderen Marktteilnehmern im Großhandel zu nutzen, da der Handel diese Vorteile in Handelstransaktionen umzusetzen wird. Nach heutigem Wissensstand ist ein System in dieser reinen Form in keinem VU implementiert. Die Umsetzung der beschriebenen Architektur ist daher künftig eine wesentliche Herausforderung für die Verbundunternehmen.

\*\*\*

## Verzeichnis des Anhangs

Anhang I:	Beschreibung der Ausprägung von Merkmalen des Informationsbedarfs .....	406
Anhang II:	Gesammelte Ergebnisse der Ableitung des Informationsbedarfs.....	408
Anhang III:	Quellenangaben zur Berechnung der Schwankung von Energieträger- und Kraftwerkskosten.....	420
Anhang IV:	Kurzbeschreibung ausgewählter Quellen.....	421
Anhang V:	Beschreibung von Ausprägungsklassen und Skalierung der Nutzenkriterien .....	426
Anhang VI:	Selektierte externe Quellen zur Durchführung der Informationsbewertung .....	427
Anhang VII:	Beispielhafte Zuordnung von Informationsbedarf zu Informationsangeboten.....	428
Anhang VIII:	Bedeutung einzelner Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten und Ausprägung des Kriteriums „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“ .....	432
Anhang IX:	Zur Objektivierung der Bewertung der Nutzenkriterien „Zeitliche Adäquanz“ und „Format-Adäquanz“ .....	433
Anhang X:	Quellen nach Nutzen und externen Informationskosten .....	434
Anhang XI:	Informationsbedarf gedeckt aus exklusiven internen Quellen .....	436

## Anhang I: Beschreibung der Ausprägung von Merkmalen des Informationsbedarfs

### Aufgabe

Das Merkmal bezeichnet die den Informationsbedarf induzierende Aufgabe bzw. Teilaufgabe. Mögliche Ausprägungen ergeben sich aus dem Prozessmodell gemäß GP 2.1.1.

### Aufgabenträger

Es wird beschrieben, welche Stelle einer Stromhandelseinheit die Information zur Aufgabenerfüllung benötigt. Gemäß GP 2.1.2 sind folgende Ausprägungen möglich:

MA	TA	PM	HD	BKV	RC	KA	AW	ZV/BH
Markt-analyst	Tech-nischer Analyst	Portfolio-manager	Händler	Bilanz-kreis-verant-wortliche	Risiko-controller	Kredit-analyst	Abwickler	Zahlungs-verkehr und Buch-haltung

### Inhalt

Bezeichnet das benötigte Informationsgut, um eine Aufgabe zu erfüllen und muss aus der Aufgabenanalyse abgeleitet werden.

### Detaillierung

Beschreibt die Präzision bzw. Genauigkeit, die das Informationsprodukt aufweisen sollte und muss informations-spezifisch beschrieben werden.

### Aktualität

Das Merkmal Aktualität charakterisiert die Dringlichkeit, mit der ein Informationsbedarf zu decken ist, um die Aufgabenerfüllung zu gewährleisten. Es wird durch die Zeitspanne zwischen dem Auftreten eines Sachverhalts und Weitergabe der Information an den Aufgabenträger in Zeiteinheiten beschrieben; eine Zusammenfassung von Ausprägungsklassen gleicher Auswirkung wird wie folgt vorgenommen:

>Jahres- frist	innerhalb Jahresfrist	innerhalb Halb- jahresfrist	innerhalb Quartals- frist	Innerhalb Monats- frist	innerhalb Wochen- frist	innerhalb Tagesfrist	zeitnah (near- time)	unmittel bar (real- time)
-------------------	--------------------------	-----------------------------------	---------------------------------	-------------------------------	-------------------------------	-------------------------	----------------------------	------------------------------------

### Format

Angegeben werden die Anforderungen an die Darstellungsform, die erfüllt sein müssen, um vom Aufgabenträger direkt, d.h. ohne großen Transformationsaufwand, verarbeitet werden zu können. Es werden folgende Ausprägungsklassen betrachtet:

nicht kodifiziert bzw. strukturiert	Einzelnachricht/- information	aggregierte Information	elektronisch verarbeitbar	automatisch weiterverarbeitbar
--	----------------------------------	----------------------------	------------------------------	-----------------------------------

### Häufigkeit der Aufgabendurchführung

Das Kriterium ist bei vielen Aufgaben transaktionsabhängig, d.h., seine Ausprägung wird in Abhängigkeit der Transaktionshäufigkeit einer Handelseinheit schwanken. Andere Aufgaben sind transaktionsunabhängig in Zyklen zu bewältigen. In Zusammenhang mit einem konkreten Fall kann das Kriterium durch metrische Häufigkeitsangabe beschrieben werden. In dieser Arbeit muss eine verbale Beschreibung von Häufigkeitsklassen erfolgen, wobei zwischen transaktionsabhängigen und transaktionsunabhängigen Kriterien unterschieden wird.

<b>Bezeichnung</b>	<i>nicht gegeben</i>	<i>gering</i>	<i>durchschnittlich</i>	<i>hoch</i>	<i>sehr hoch</i>
<b>Ausprägung bei transaktionsunabhängigen Kriterien</b>	nie	jährlich-monatlich	monatlich-wöchentlich	wöchentlich-täglich	mehrfach täglich
<b>Ausprägung bei transaktionsabhängigen Kriterien</b>	nie	fällt mit der Minderheit der Transaktionen an	fällt nur bei ca. jeder zweiten Transaktion an	fällt mit der Mehrheit der Transaktionen an	fällt mit jeder Transaktion an

## Anhang II: Gesammelte Ergebnisse der Ableitung des Informationsbedarfs

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>	
<b><u>Handelsplan: Marktanalyse-fundamental</u></b>							
Analyse Steinkohlepreise	MA	Marktpreisentwicklung	aktuell und historisch, pazifischer und atlantischer Markt	zeitnah	aggregierte Information	hoch	
	MA	Lagerreichweite Steinkohle in Europa	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
	MA	Förderkapazität, geplant und realisiert	Status und signifikante Veränderungen (insbesondere Südafrika)	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
	MA	Produktivität der Bergwerke exportierender Länder	Status und signifikante Veränderungen, nach Land, insbesondere Südafrika	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
	MA	Nachfrage nach Kohle	Status und signifikante Veränderungen, ggf. über europäisches Wirtschaftswachstum	zeitnah	aggregierte Information	hoch	
	MA	Rohölpreis	aktuell und historisch	zeitnah	aggregierte Information	hoch	
	MA	US\$-Kurs	aktuell und historisch	zeitnah	aggregierte Information	hoch	
	Analyse Überseetransportkosten	MA	Frachtraten für nordwesteuropäische Häfen	Status und signifikante Veränderungen (insb. Südafrika)	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
		MA	US\$-Kurs	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
		MA	Kapazitätswachstum Containerschiffe	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
MA		Nachfrage nach Transportleistungen	Status und signifikante Veränderungen, ggf. geschätzt über Wirtschaftswachstum Europa	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
Analyse Binnenfrachten	MA	Rohölpreis	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
	MA	Innerdeutsche Frachtraten	pro Anlaufstelle, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
Analyse Gaskosten	MA	Pegelstände Rhein	Durchschnitt der Messstände, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
	MA	Marktpreis Gas für Kraftwerke	Status und signifikante Veränderungen	zeitnah	aggregierte Information	hoch	
	MA	Preisentwicklung Kraftwerkskohle	Status und signifikante Veränderungen	zeitnah	aggregierte Information	hoch	
	MA	Preisbindungsklauseln Gas der Kraftwerksbetreiber	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
Analyse Transportkosten Gas	MA	Liberalisierungsfortschritt Gas in Deutschland	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	
	MA	Durchleitungsentgelte Deutschland	Durchschnitt, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch	

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Analyse Transportkosten Gas	MA	Internationale Netzentgelte Gastransport	Durchschnitt, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse Natururankosten	MA	Marktpreise Natururan	aktuell und historisch	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse Kosten für Brennelementfertigung und Anreicherung	MA	Liefervertragskonditionen für Brennelemente	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse Entsorgungskosten	MA	Entsorgungskosten	Durchschnittskosten pro MWh, Status und signifikante Veränderung	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Politische Maßnahmen mit Auswirkungen auf die Entsorgungskosten	Kernländer, nur gravierende Eingriffe	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse der technischen Effizienz	MA	Fortschritte in der Entsorgungsvermeidung	max. Abbrandrate, nur signifikante Fortschritte	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Wirkungsgrad	pro Kraftwerk, Status und signifikante Fortschritte	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Alter	pro Kraftwerk	> Jahresfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Wartungsintensität	pro Kraftwerk, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse Kapazitätskosten	MA	Modernisierungsmaßnahmen	pro Kraftwerk, signifikante Maßnahmen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Rereferenzinssätze	in Euro, nach Fälligkeit, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Kapazitätskosten für Gaskraftwerke	Anlagen-, Bau-, Stilllegungskosten nach Kraftwerksart, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Erfahrungswerte zu Erzeugungsmengen von Gaskraftwerken	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse der Betriebskosten	MA	Kapazitätsauslastung des Erzeugungssystems	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Erfahrungswerte zu Laufzeiten von Gaskraftwerken	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Preise für Instandhaltungsleistungen	nach KW-Art, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Mitarbeiterzahl	Erfahrungswerte, nach KW-Art, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Lohnkosten	Erfahrungswerte, nach KW-Art, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Versicherungskosten	Erfahrungswerte, nach KW-Art, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Analyse der Betriebskosten	MA	Erzeugungsmengen	nach KW-Art, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Referenzzinssatz am Kapitalmarkt	Euro, nach Fälligkeit, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Erfahrungswerte zu technischen Laufzeiten	nach KW-Art, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Kapazitätsauslastung des Erzeugungssystems	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse Schwankungen der Verfügbarkeit	MA	Pegelstände	nach Region, aktuell und historisch	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Geplante Stillstände von Kernkraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	unmittelbar	aggregierte Information	hoch
	MA	Geplante Stillstände von Wasser-, Braun- und Steinkohlekraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	unmittelbar	aggregierte Information	hoch
	MA	Geplante Stillstände von Gaskraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	unmittelbar	aggregierte Information	hoch
	MA	Störungen von Kernkraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	unmittelbar	Einzelnachricht	hoch
	MA	Störungen von Wasser-, Braun- und Steinkohlekraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	unmittelbar	Einzelnachricht	hoch
	MA	Störungen von Gaskraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	unmittelbar	Einzelnachricht	hoch
	MA	Vergangene Instandsetzungsmaßnahmen an fremden Kraftwerken	pro Kraftwerk	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Typische Instandsetzungsrhythmen	Erfahrungswerte nach Kraftwerksart, Fahrweise u. Lebensdauer; Status u. signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse Beschränkungen des Handels	MA	Veränderungen der innerdeutschen und grenzüberschreitenden Netznutzungsgebühren	nach Land und Regelkreis	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Veränderungen der Nettotransferkapazität in Engpassbereichen	nach Engpassbereichen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Vorübergehende Netzengpässe	mit Ausmaß der Leistungsminderung	zeitnah	aggregierte Information	hoch
	MA	Veränderungen der Gebührenermittlung	nach Kernländern	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Veränderungen der Betriebs- und Kapitalkosten der Netzbetreiber	ungefähre Angabe je Kraftwerk, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Analyse Änderungen der Kraftwerksstruktur	MA	KW-Investitionen und Stilllegungen	nur größere Betreiber, betroffene Leistung, Datum der Inbetriebnahme bzw. Abschalten	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Reserveanforderungen des Verbundes	nur für größere Betreiber, betroffene Leistung, im 1/4h-Raster	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Forwardpreiskurve	Höchstspannungsebene	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	finanzmathematische Durchschnittskosten	ungefähre Angabe je Kraftwerk, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Veränderungen der Eigentumsverhältnisse durch Fusionen, Übernahmen	nur große VU, mit betroffenen Kraftwerken	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse historischer Lastdaten und bestehender Lastprognosen	MA	Historische Lastdaten	bis Prognosezeitpunkt	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar	hoch
	MA	Lastprognose	aus Systemoptimierung	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar	hoch
Analyse Struktur und Verbrauchsumfeld	MA	Veränderung der Haushaltsstruktur	Status und signifikante Veränderungen von Anzahl, Altersstruktur, Geräteausstattung, Wohnungsgröße	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Veränderungen Gewerbestruktur	Status und signifikante Veränderungen von Anzahl, Mitarbeiter, Branche	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Industriestruktur	Status und signifikante Veränderungen von Anzahl, Größe, Branche	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Struktur Bahnstandorte	Status und signifikante Veränderungen von Anzahl und Art	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Wirtschaftswachstum	Status und signifikante Veränderungen, ggf. über Indikatoren (Auftragseingänge)	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Aufkommen Schienenverkehr	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information	hoch
	MA	Veränderung der Geräteeffizienz	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information	hoch
Analyse Wettereinflüsse	MA	Temperaturprognosen	nach Regionen, tagesgenau, möglichst langfristig	unmittelbar	aggregierte Information	sehr hoch
	MA	Prognose Bewölkungsgrad, Sonnenstunden	nach Regionen, tagesgenau, möglichst langfristig	unmittelbar	aggregierte Information	hoch
Analyse Sondereinflüsse	MA	Anstehende Haushaltsgroßereignisse (z.B. Live-Übertragungen)	Beginn, Ende	unmittelbar	aggregierte Information	hoch
	MA	Sonstige Ereignisse: Brückentage, Urlaubsphasen, Zeitumstellung, Feiertage	Beginn, Ende	unmittelbar	elektronisch verarbeitbar	hoch



<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
<b><u>Handelsplan: Marktanalyse-technisch</u></b>						
Interpretation technischer Signale	TA	Preis Umsatz, Open Interest in Strom	EEX, LPX, Nordpool, aktuell und historisch	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	TA	Preis, Umsatz, Open Interest von Gas	IPE	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	TA	Preis, Umsatz, Open Interest von Steinkohle	Europäischer Markt, aktuell und historisch	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
Weiterentwicklung technischer Signale	TA	Wissen und Erfahrungen der anderen Händler in der technischen Analyse	Bestehende und neue Erfahrungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
<b><u>Handelsplan: Bestimmung der Gesamtposition</u></b>						
Erfassung von Handels,- Erzeugungs- und Vertriebspositionen	PM	Positionen des Handels	mit Mengen, Erfüllungsorten, im 1/4h-Raster	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Lastprofile aus Vertriebslieferungen	mit Mengen, Erfüllungsorten, im 1/4h-Raster	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Reserveanforderungen eigener Kraftwerke für Verbund	pro Kraftwerk, im 1/4h-Raster	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Instandhaltungsplanung	pro Kraftwerk, im 1/4h-Raster	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
<b><u>Pricing</u></b>						
Anwendung der Pricing-Methoden	PM	Aktuelle Terminpreise für Jahres, Monats und Wochenkontrakte	Erfüllungstermin für 01.08.00-31.07.01, Höchstspannungsebene (D)	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Terminpreishistorie	für Erfüllungsort Hochspannungsnetz der PreussenElektra	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Referenzzinssätze in Euro	mit Endfälligkeit 01.08-31.01.2001	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Lastprognose (NO)	Höchstspannungsebene (NO), für 01.02.-31.07.01	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Netznutzungsgebühren	für Entnahme auf Höchst und Mittelspannungsebene, RWE, und Avacon	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Lastprognose (D)	Höchstspannungsebene (D), für 01.08.00-31.07.01	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	PM	Historische Temperaturdaten	taggenau für München, letzte 5-10 Jahre	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Anwendung der Pricing-Methoden	PM	Marktpreise NordPool	Monatskontrakte 02/01-07/01	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	historische CEPI-Notierungen	Week-ahead-Kontrakte seit Veröffentlichungsbeginn	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Marktpreise für Gas	Versorgungsgebiet der Ruhrgas für 01.04.2001 (Hochdruckebene)	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Preishistorie Gas	Hochdrucknetz, Versorgungsgebiet der Ruhrgas, seit Veröffentlichungsbeginn	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Transportkosten Gas	Versorgungsgebiet der Ruhrgas	innerhalb Halbjahresfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Fortlaufend aktuelle Spotmarktpreise für Stunden, Tages und Wochenkontrakte	Höchstspannungsebene (D)	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
Weiterentwicklung der Pricing-Methoden	PM	Übersicht und laufende Neuentwicklungen zu Marktpreisindizes	vorhandene Historie, Berechnungsmethode, relevanter Markt, Handelsvolumen und relevanter Markt	innerhalb Wochenfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	PM	Interne Erfahrungen und Wissen zu Pricingmodellen	pro Produktart	innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	PM	Publikationen zum Thema Pricing		innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	sehr hoch
<b><u>Risikomanagement und -controlling</u></b>						
Bestimmung der Nettopositionen	PM	Lieferverpflichtung aus langfristigen Verträgen	alle Vereinbarungen, zzgl. Lastprofil	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		alle Vereinbarungen, zzgl. Lastprofil	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Kraftwerksverfügbarkeitsprognose	Nach Kraftwerksart ohne Reserve, im 1/4h-Raster	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		Nach Kraftwerksart ohne Reserve, im 1/4h-Raster	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Position des Handels	Nach Kontrahent, Lieferort und Fristigkeit, zzgl. aller Vereinbarungen (va. Netting)	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		Nach Kontrahent, Lieferort und Fristigkeit, zzgl. aller Vereinbarungen (va. Netting)	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Reservekapazitäten für Verbund	Nach Kraftwerk im 1/4h-Raster	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		Nach Kraftwerk im 1/4h-Raster	unmittelbar	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Quantifizierung von Marktpreis- und Volumenrisiken	PM	Aktuelle und historische Terminmarktpreise D	Höchstspannungsebene D, mindestens vergangene 30 Tage, Tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		Höchstspannungsebene D, mindestens vergangene 30 Tage, Tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Referenzzinssätze	mindestens vergangene 30 Tage, tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		mindestens vergangene 30 Tage, tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktueller und historischer Wechselkurs NOK-EUR	mindestens vergangene 30 Tage, tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		mindestens vergangene 30 Tage, tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Temperaturdaten	letzte 5-10 Jahre	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		letzte 5-10 Jahre	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Preise NordPool	für Wochen- und Monatskontrakt, tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		für Wochen- und Monatskontrakt, tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Spotmarktpreise	für Wochen und Tageskontrakte, baseload	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		für Wochen und Tageskontrakte, baseload	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Terminmarktpreise für Gas	tagesgenau, mindestens 3 Monate	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		tagesgenau, mindestens 3 Monate	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Risiko von Kraftwerksausfällen (Wartung, Störung)	Erfahrungswerte in MW, Status und Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	RC		Erfahrungswerte in MW, Status und Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	PM	Schwankungen der Wasserreservoirs	Historische Daten der letzten 10 Jahre	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar	sehr hoch
	RC		Historische Daten der letzten 10 Jahre	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar	sehr hoch
	PM	Lastdaten und -prognose	Höchstspannungsebene D, aktuelle und historisch	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		Höchstspannungsebene D, aktuelle und historisch	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Quantifizierung Marktliquiditätsrisiko	PM	Aktuelle und historische Bid-Ask Spreads	nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar	sehr hoch
	RC		nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar	sehr hoch
	PM	Hinweise und Signale zu Nettopositionen der Marktteilnehmer	nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	RC		nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	PM	Handelsvolumen	nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	RC		nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	sehr hoch
Quantifizierung Ortsbasisrisiko	PM	Häufigkeit und Ausmaß von Netzengpässen	Erfahrungswerte für innerdeutsche und grenzüberschreitende Netze	unmittelbar	aggregierte Information	sehr hoch
	RC		Erfahrungswerte für innerdeutsche und grenzüberschreitende Netze	unmittelbar	aggregierte Information	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Spot- und Terminpreise (D)	mindestens 30 Tage	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		mindestens 30 Tage	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Kraftwerksstruktur	nach Regelkreisen, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	sehr hoch
	RC		nach Regelkreisen, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	sehr hoch
Quantifizierung Eindeckungsrisiko	PM	Aktuelle und historische Terminmarktpreise D	Höchstspannungsebene D, mindestens vergangene 30 Tage, Tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		Höchstspannungsebene D, mindestens vergangene 30 Tage, Tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Referenzzinssätze	mindestens vergangene 30 Tage, Tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		mindestens vergangene 30 Tage, Tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Wechselkurs NOK-EUR	mindestens vergangene 30 Tage, Tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		mindestens vergangene 30 Tage, Tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Temperaturdaten	Zeitraum 01.08-31.07., letzte 5-10 Jahre	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		Zeitraum 01.08-31.07., letzte 5-10 Jahre	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Spot- und Terminpreise NordPool	für Wochen- und Monatskontrakt, tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Quantifizierung Eindeckungsrisiko	RC	Aktuelle und historische Spot- und Terminpreise NordPool	für Wochen- und Monatskontrakt, tagesgenau	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Preise Spotmarkt CEPI	für Wochen und Tageskontrakte, baseload	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		für Wochen und Tageskontrakte, baseload	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Aktuelle und historische Terminmarktpreise Gas	tagesgenau, mindestens 3 Monate, D	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		tagesgenau, mindestens 3 Monate, D	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	PM	Exakte Transaktions- und Lastdaten	mit Vereinbarungen zu Netting und Sicherheiten	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		mit Vereinbarungen zu Netting und Sicherheiten	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
Quantifizierung Vorleistungsrisiko	PM	Exakte Transaktionsvereinbarung	pro Kontrahent und Transaktion	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
	RC		pro Kontrahent und Transaktion	innerhalb Tagesfrist	automatisch weiterverarbeitbar	sehr hoch
Limitierung von Risiken	KA	Kontrahentenrating	je Kontrahent	innerhalb Wochenfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
	KA	Finanzwirtschaftliche Kennzahlen	je Kontrahent	innerhalb Jahresfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
	KA	Firmenstruktur und Historie	je Kontrahent, inklusive signifikanter Veränderungen	innerhalb Jahresfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
	KA	Qualität des Risikomanagements von Kontrahenten	je Kontrahent, (Know-how, Systeme, Modelle)	innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
	KA	Kraftwerkskapazitäten des Kontrahenten	eigen und kontrolliert, je Kontrahent, inklusive signifikanter Veränderungen	innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
	KA	Firmendaten	je Kontrahent, inklusive signifikanter Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
	KA	Bisherige Erfahrungen	je Kontrahent	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
	KA	Marktforschungsberichte zur Branchensituation	nach Branchen der Kontrahenten	innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
Laufende Fortentwicklungen von Modellen	PM	Wissen zu Risikomanagementmodellen und gemachte Erfahrungen	Stand und Neuerungen im eigenen Handel	innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	hoch
	RC		Stand und Neuerungen im eigenen Handel	innerhalb Halbjahresfrist	aggregierte Information	hoch
	PM	Fachpublikationen zum Risikomanagement		innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information	durchschnittlich
	RC			innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information	durchschnittlich

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Laufende Fortentwicklungen von Modellen	KA	Historische Insolvenzen der Geschäftspartner		innerhalb Halbjahresfrist	elektronisch verarbeitbar	gering
<b><u>Identifikation der Handelspartner</u></b>						
Kontaktpflege	HD	Händler- und Broker Übersicht	Das "Netzwerk" aller aktiven Erzeuger, Groß- und Einzelhändler	innerhalb Monatsfrist	elektronisch verarbeitbar	hoch
Auswahl potentieller Partner	HD	"Long List"	aller aktiven Erzeuger, Groß- und Einzelhändler inklusive Anprechpartner	innerhalb Monatsfrist	elektronisch verarbeitbar	hoch
	HD	Auszuführende Transaktionen	genaue Transaktionsdaten	unmittelbar	aggregierte Information	sehr hoch
	HD	Regionaler Fokus und Produktfokus der Handelspartner	Je Kontrahent	innerhalb Jahresfrist	aggregierte Information	hoch
	HD	Kraftwerkspark der Handelspartner	Nach Standort, Betreiber und Erzeugungsart	innerhalb Jahresfrist	aggregierte Information	hoch
	HD	Produkt-Know-How der Mitarbeiter	Je Kontrahent	innerhalb Jahresfrist	aggregierte Information	hoch
	HD	Qualität von Pricing- und Risikomanagementsysteme der Kontrahenten	Je Kontrahent	innerhalb Jahresfrist	aggregierte Information	hoch
	HD	Handelsvolumen	Je Kontrahent	innerhalb Jahresfrist	aggregierte Information	hoch
	HD	Bedarf und Besonderheiten der Handelspartner (bei vertriebsinitiierten Transaktionen)	Je Kontrahent	zeitnah	aggregierte Information	hoch
<b><u>Verhandlung und Abschluss</u></b>						
Analyse des Verhandlungsraumes	HD	Marktbewertung (analog zu Pricing)	für jedes Produkt	zeitnah	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	Alternative Angebote von Marktteilnehmern	als Spread zu Marktindex, unter Berücksichtigung aller Händler	zeitnah	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	Grenzkosten der eigenen Erzeugung	nach 1/4-Raster	zeitnah	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	KW-Struktur des Kontrahenten	nach Erzeugungsart, Kapazität und Standort, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Halbjahresfrist	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	Lastprognose	für die Kontrahentenregion	zeitnah	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	Hinweise und Signale zu Nettopositionen der Marktteilnehmer	Anfall von Hinweise/Signalen bei allen Händlern	zeitnah	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	Vergleichbare historische Abschlüsse	je Produkt, Erfüllungsort, und -termin, als Spread zu Marktindex, unter Berücksichtigung aller Händler	zeitnah	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Einschätzung der Verhandlungstreiber	HD	Eigener Anteil am Umsatz des Kontrahenten/ Umsatz des Kontrahenten am eigenen Umsatz	nach Handelsumsatz und eigenen Umsatz	innerhalb Jahresfrist	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	Alle Erfahrungen und ihre Auswirkungen	positiv und negativ, je Kontrahent, unter Einbeziehung aller Händler	innerhalb Wochenfrist	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	Transaktionshäufigkeit	je Kontrahent	innerhalb Wochenfrist	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
	HD	Bonität der Kontrahenten	je Kontrahent	innerhalb Wochenfrist	elektronisch verarbeitbar	durchschnittlich
<b><u>Settlement</u></b>						
Handelskontrolle und Bestätigung	AW	Transaktionsdaten (Händlerzettel)	Menge, Ort, Erfüllungsort, Vertragsgrundlage, Preise	zeitnah	automatisch weiterverarbeitbar	hoch
	AW	Geschäftspartnerdaten	Kontoverbindung, Ansprechpartner, Adresse etc.	innerhalb Wochenfrist	aggregierte Information	hoch
	BKV	Abrechnung für Netznutzung seitens Netzbetreiber	Alle Einspeise- und Entnahmepunkte im Bilanzkreis	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	AW	Abrechnung seitens der Kontrahenten	Alle Transaktionen (Börse und OTC)	innerhalb Tagesfrist	Einzelnachricht	hoch
	AW	CEPI-Index (für GV 2c)	Week ahead	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	AW	Preise Nordpool (für GV 2a,b)	Kontrakt 02/01-07/01	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	AW	Temperaturindex (für GV 2a)	Wetterstation München	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
Netznutzung	BKV	Netznutzungen aus Vertriebsgeschäften	mit Regelkreis, Erfüllungszeit und Menge im 1/4h -Raster	zeitnah	elektronisch verarbeitbar	hoch
	BKV	Kraftwerkseinsatzplanung	mit Erfüllungszeit und Menge im 1/4h -Raster	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar	hoch
	BKV	Netznutzungen aus physischen Handelspositionen	mit Regelkreis, Erfüllungszeit und Menge im 1/4h -Raster	zeitnah	automatisch weiterverarbeitbar	hoch
	BKV	Geschäftspartnerdaten: Bilanzkreiszuordnung des Kontrahenten	mit Regelkreis und Ansprechpartner	innerhalb Wochenfrist	aggregierte Information	hoch
	BKV	Hinweis auf kurzfristige Ausübung von Mengenrechten	mit Regelkreis, Erfüllungszeit und Menge im 1/4h -Raster	zeitnah	Einzelnachricht	hoch
	BKV	Hinweise auf kurzfristige Änderungen (Kraftwerksausfall etc.)	betroffene Menge im 1/4h -Raster	zeitnah	Einzelnachricht	hoch
	BKV	Status Naturalausgleich		zeitnah	Einzelnachricht	hoch
	BKV	Abrechnung der Netzbetreiber	Messdaten und Zahlung	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	BKV	Preise für Ausgleichsenergie	Mehr- oder Mindermengen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch
	BKV	Veröffentlichte Netzeinpässe	je Betreiber, mit Dauer der Minderung	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	hoch

<i>Aufgabe</i>	<i>Aufgabenträger</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Nutzungshäuf.</i>
Netznutzung	BKV	Börslicher Fahrplan		innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar	hoch
Zahlungsverkehr und Verbuchung	ZV	Kontoauszüge	für Transaktionskonto	innerhalb Wochenfrist	automatisch weiterverarbeitbar	hoch
	ZV	Abrechnungen von Kontrahenten	seitens Börse, Netzbetreibern und Kontrahenten, zu zahlender Betrag	innerhalb Wochenfrist	automatisch weiterverarbeitbar	hoch
	BH	Transaktionsdaten	nach Kontrahent, Transaktionswert, Fälligkeit	innerhalb Wochenfrist	aggregierte Information	hoch
	ZV	Geschäftspartnerdaten	Kontoverbindung, Ansprechpartner, Adresse etc.	innerhalb Wochenfrist	aggregierte Information	hoch
	ZV	Abrechnung für Netznutzung seitens Netzbetreiber	zu zahlender Betrag	innerhalb Wochenfrist	aggregierte Information	hoch
Anpassung an veränderte rechtliche Rahmenbedingungen	BKV	Neuerungen in der Verbändevereinbarung und Energierecht		innerhalb Jahresfrist	Einzelnachricht	sehr hoch



### Anhang III: Quellenangaben zur Berechnung der Schwankung von Energieträger- und Kraftwerkskosten

Dimensionen	Bestimmungsfaktoren		Quellen
Energie-träger-kosten	Uran	Natururan	Berechnung auf Basis der Angaben von Siemens KWU in Schrickler/Hertweck (1999) S. 35.
		Anreicherung	
		Brennelementfertigung	
		Entsorgung	
	Braunkohle	Förderkosten	Berechnung auf Basis von Schwankungen in Listenpreisen in Schiffer (1999) S. 271.
	Steinkohle	Steinkohlepreis	Berechnung auf Basis von Platt's Tagespreisen und Jahrespreisen von Schiffer (1999) S. 271.
		Überseetransport	Berechnung auf Basis von Wochenkontrakten des Markplatzes für Frachtderivate von SSY ( <a href="http://www.ssy-online.com">www.ssy-online.com</a> ) für Capesize Südafrika-ARA
		Binnentransport	Schätzung
	Gas	Gaspreis	Eigene Berechnung auf Basis von Gas-Tageskontrakten an der IPE
Fernübertragung		Eigene Schätzung auf Basis der Erfahrungen am Strommarkt	
Verteilung			
Tech. Effizienz	Wirkungsgrad	Berechnung auf Basis der Jahresdaten von VDEW (1999) S.80.	
Kraftwerks-kosten	Wasser, Kernkraft Braunkohle, Steinkohle, Gas	Kapazitätskosten	Ergebnis einer Simulation der Auslastungserhöhung um 3% gegenüber 1998 auf Basis der angegebenen Kostenstrukturen
		Betriebskosten	

## Anhang IV: Kurzbeschreibung ausgewählter Quellen

### Nachrichtendienste

*Dow Jones* (USA), mit Sitz in New York, wurde im Jahr 1822 gegründet.<sup>1</sup> Das Unternehmen ist im Bereich der Printmedien, u.a. mit dem Wall Street Journal und den elektronischen Medien vertreten. Hauptprodukt im Nachrichtenbereich ist DJ-NewsWire, welches nach eigenen Angaben auf 3.500 Journalisten zurückgreift. DJ NewsWire vertreibt sein Angebot vor allem über andere Anbieter, wie Reuters, Bridge oder Bloomberg. Für den europäischen Energiehandel wurde das internetbasierte Produkt *DowPower* entwickelt. Wesentliche Stärke von DJ sind die seit Jahren publizierten proprietären Preisindizes für den Strommarkt, welche sich zur Grundlage des heutigen Stromhandels entwickelten und exklusiv über Dow Jones zu beziehen sind. Zu nennen sind u.a. CEPI, EIS, SWEP, VIK-Index, Power Select-Index.

*Reuters* (GB), mit Hauptsitz in London, wurde im Jahre 1851 gegründet und ist mit über 1.500 Korrespondenten und ca. 3.500 Meldungen weltweiter Marktführer im Bereich Wirtschaftsinformationen.<sup>2</sup> Zugang zu den Informationen erhält der Nutzer über das proprietäre Reuters-Terminal, welches weltweit ca. 500.000 mal installiert ist.<sup>3</sup> Für den europäischen Energiemarkt bietet Reuters das Produkt *Energy 2000*. Wesentliche Stärke des Angebots ist die Skalierbarkeit des Reuters-Systems. Ausgewählten Informationsanbietern ermöglicht Reuters, als sogenannte „3<sup>rd</sup> Party Supplements“, ihr Informationsangebot den Nutzern des Terminals zugänglich zu machen. So können gegen Aufgeld die Dow Jones-Preisindizes, Platt's oder weitere Ankaufs- und Verkaufspreise von Brokern aufgenommen werden.

Standard & Poors's *Platt's* (USA) ist ein Unternehmen der McGraw-Hill Gruppe, mit Sitz in Houston.<sup>4</sup> Platt's wurde 1882 als Nachrichtendienst für den amerikanischen Ölmarkt gegründet und war damit der erste Informationsanbieter, der sich rein auf einen Energieteilmarkt spezialisiert hatte. Mittlerweile werden weltweit alle Energiemärkte abgedeckt. Das Angebot von Platt's besteht aus einer Vielzahl von Einzelprodukten. Relevant für den europäischen Stromhandelsmarkt sind vor allem *European Electricity Alert* (real time-Dienst) und *European Power Daily* (News-Letter). Darüber hinaus fungiert Platt's auch als Anbieter statistischer Daten mit den Produkten „*Global Power Project Database*“ und „*World Electricity Plant Database*“. Im Rahmen eines Market Assessment werden täglich die Terminpreisstellung verschiedener Broker und Händler für eine Vielzahl von Erfüllungsorten durch Befragung erhoben. Platt's ist damit der einzige Anbieter für Stromterminpreise im deutschen Markt (Stand Mai 2000). Nach Einschätzung der Nutzer hat Platt's zudem die umfangreichsten Nachrichten zu Bereichen wie Fusionen, Privatisierung, Deregulierung.

vwd Vereinigte Wirtschaftsdienste GmbH, mit Sitz in Eschborn, ist eine führende Wirtschafts- und Finanznachrichtenagentur im deutschen Sprachraum.<sup>5</sup> Da die vwd Nachrichten der Agenturen DPA und AFP bündelt zudem und zudem eigene Korrespondenten beschäftigt, kann sie als „Hybridform“ aus Primär- und Sekundäragentur gesehen werden. Zusammen mit den Partneragenturen kann man auf ca. 1.900 Journalisten zurückgreifen. Für den Strombereich wurden Anfang 2000 das Internetportal *energiesector.de* (ab April 2001: *Energate*) und Mitte 2000 die VWD „*Trade News Strom und Gas*“ am Markt eingeführt.

<sup>1</sup> Vgl. im folgendem <http://www.dowpower.com> und [http://www.Dow Jones.com/corp/index\\_aboutdow.htm](http://www.Dow Jones.com/corp/index_aboutdow.htm).

<sup>2</sup> Vgl. Reuters (2000), <http://www.reuters.com/aboutreuters/background/history.html>.

<sup>3</sup> Quelle: Angabe von Reuters Deutschland.

<sup>4</sup> Vgl. im Folgenden <http://www.platts.com>.

<sup>5</sup> Vgl. [http://www.vwd.de/vwd\\_inside](http://www.vwd.de/vwd_inside)

*Factiva* (GB/USA) ist 1999 aus einem Zusammenschluss der Aktivitäten von Dow Jones und Reuters hervorgegangen.<sup>6</sup> In einer Datenbank werden Informationen von Reuters, Dow Jones und ca. 6.000 weiteren Quellen gebündelt. Die zeitliche Verzögerung gegenüber den Primärdiensten liegt bei durchschnittlich 3-5 Minuten.

*Telerate* ist ein früherer Bereich der Dow Jones Company (Dow Jones Markets) und wurde 1998 von Bridge übernommen.<sup>7</sup> *Telerate* bündelt als Sekundäranbieter die Angebote von Dow Jones und Bridge News. Im Energiebereich wird das Produkt *Telerate Energy 2000* vertrieben.

*ZFK* und *TAM* sind auf die deutsche Versorgungswirtschaft spezialisierte Sekundärdienstleister, die ihr Angebot über Printmedien als auch online zur Verfügung stellen.

## Statistik- und Marktforschungsdienste

*FAKT* ist eine sekundärstatistische Dienstleistung der Firma Infratest Burke, München.<sup>8</sup> In einer Datenbank werden seit 1989 Statistiken aus 170 überwiegend deutschen Publikationen gespeichert.<sup>9</sup> Grafiken der Originaldokumente, z.T. auch quantitative Textpassagen, sind in Tabellen umgesetzt und in der „Fakt-Datenbank“ gespeichert. Etwa zwei Drittel der Tabellen sind mit zusätzlichen Textinformationen versehen. Im Januar 2001 betrug der Bestand 25.000 Dokumente, nach Angaben des Herstellers kommen jährlich 2.500 Dokumente hinzu. Die Aktualisierung erfolgt monatlich. Die Recherche erfolgt ausschließlich online. Für den Bezug einer Statistik werden pro Dokument DM 12,00 berechnet. 70 % der Daten beziehen sich inhaltlich auf Deutschland, 30 % auf das internationale Ausland mit Schwerpunkt Europa. Ein spezieller Fokus auf die Energiewirtschaft besteht nicht. Dennoch befanden sich zum Februar 2001 insgesamt 231 Dokumente zum Bereich der Energiewirtschaft im Bestand.

Die *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen* (AGEB) wurde von sieben Verbänden der deutschen Energiewirtschaft und drei auf dem Gebiet der energiewirtschaftlichen Forschung tätigen Instituten gegründet.<sup>10</sup> Sie wertet die vorhandenen Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach wissenschaftlichen Gesichtspunkten aus, erstellt Energiebilanzen und macht diese der Öffentlichkeit zugänglich. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erstellt regelmäßig jedes Jahr eine Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. Außerdem werden vierteljährlich Daten zum Primärenergieverbrauch veröffentlicht. Im Detail handelt es sich um die folgenden Publikationen mit unterschiedlicher Erscheinungshäufigkeit.

Publikation	Erscheinen
Primärenergiebilanz	Jährlich mit zweijährigem Zeitverzug
Umwandlungsbilanz	Jährlich mit zweijährigem Zeitverzug
Endenergiebilanz	Jährlich mit zweijährigem Zeitverzug
Primärenergieverbrauch	¼-jährlich

<sup>6</sup> Vgl. <http://www.factiva.com/about/index.asp?node=left-side-menu>

<sup>7</sup> Vgl. [http://www.telerate.com/home\\_ie5.asp](http://www.telerate.com/home_ie5.asp)

<sup>8</sup> Vgl. im folgenden [www.fakt-online.de](http://www.fakt-online.de)

<sup>9</sup> Fachzeitschriften, Wirtschaftsmagazine, Nachrichtenmagazine, überregionale Tageszeitungen, Berichte von Fachverbänden und Ministerien werden ihrem Erscheinungszyklus entsprechend ausgewertet. Publierte Marktforschungsergebnisse der Infratest Burke Gruppe sowie anderer Forschungsinstitute werden ebenfalls berücksichtigt

<sup>10</sup> Es handelt sich um folgende Institutionen: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. BGW, Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. DEBRIV, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung DIW, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln EWI, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus GVSt, Mineralölwirtschaftsverband e.V. MWV, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung RWI, Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW e.V.

*Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.*

*Frost & Sullivan* ist eine 1961 gegründete Beratungsfirma mit Marketingfokus. Heute ist die Firma mit 400 Beratern in 50 Ländern vertreten.<sup>11</sup> Unter anderem erstellt die Firma Studien im Auftrage der Kunden und vertreibt eine Vielzahl Eigenstudien zu über 300 Branchen. Einen Schwerpunkt stellt dabei die Energiewirtschaft dar. Die Studien analysieren u.a. Marktcharakteristik, Marktentwicklung und Erfolgsfaktoren in den Energieträger-, -Kraftwerks- und Strommärkten weltweit, wobei der Schwerpunkt auf den beiden letztgenannten Bereichen liegt. Der Zugang erfolgt online oder über den Postweg.

Das *Statistische Bundesamt* handelt im gesetzlichen Auftrag.<sup>12</sup> Die Statistiken tragen das Prädikat „amtlich“. Dahinter steht die Verpflichtung, zuverlässige Daten nach den Grundsätzen der Objektivität, Neutralität und wissenschaftlicher Unabhängigkeit zu gewinnen. Die Grundsätze der statistischen Arbeit und die Aufgaben des Statistischen Bundesamtes sind im Gesetz über die Statistik für Bundeszwecke geregelt. Entsprechend dem föderalen Staats- und Verwaltungsaufbau der Bundesrepublik Deutschland werden bundesweite amtliche Statistiken („Bundesstatistiken“) in Zusammenarbeit zwischen dem Statistischen Bundesamt und den Statistischen Ämtern der 16 Länder durchgeführt.<sup>13</sup> Die Publikationen des Statistischen Bundesamtes erfolgen durch zusammenfassende Veröffentlichungen und Fachserien. Den zusammenfassenden Veröffentlichungen sind die monatlich erscheinenden „*Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft*“ zuzurechnen. Sie liefern Informationen über das Aufkommen und die Verwendung von Energie und die mit den einzelnen Energieträgern verbundenen Kosten. Für die einzelnen Energieträger werden Angaben über Aufkommen und Verwendung, Ein- und Ausfuhr, Preisindizes und Preise sowie über Betriebe, Beschäftigung und Produktionsindizes nachgewiesen. Von den insgesamt 19 Fachserien können für den Stromhandel die Bereiche „Bevölkerung und Erwerbstätigkeit“ (Fachserie 3), „Produktion und Unternehmen“ (Fachserie 4) und „Verkehr“ (Fachserie 8) relevant sein.

Die Auslieferungen obiger Publikationen erfolgt über den Buchhandel oder direkt über den Verlag. Für vereinzelt Statistiken wird Online-Download angeboten.

Die *International Energy Agency* (IEA) ist ein unabhängiges Institut der „Organisation for Economic Cooperation and Development“ (OECD) und das unabhängige Energieforum von 25 OECD- Mitgliedsstaaten, um gemeinsame Datenerhebungen zu koordinieren. Das ursprüngliche Ziel war das frühzeitige Erkennen vom Öl-Engpässen in den OECD Ländern. Mittlerweile versteht sie sich als Informationslieferant für alle wesentlichen Energiemärkte weltweit. Die monatlichen bzw. jährlichen Reports umfassen vor allem Nachfrage Angebot, Lager, Handel und Preise zu den verschiedenen Energieträgern. Daneben erscheint jährlich der „*World Energy Outlook*“ als Quelle für längerfristige Prognosen der weltweiten Energiemärkte.

<sup>11</sup> Vgl. im folgenden [www.frost.com](http://www.frost.com)

<sup>12</sup> Vgl. hierzu im Folgenden [www.statistik-bund.de](http://www.statistik-bund.de)

<sup>13</sup> Im Rahmen dieser Arbeitsteilung hat das Statistische Bundesamt in erster Linie eine koordinierende Funktion. Wichtigste Aufgabe ist es, dafür zu sorgen, dass die Bundesstatistiken überschneidungsfrei und nach einheitlichen Methoden und termingerecht durchgeführt werden.

## Verbände

Bereich		Wichtige Institutionen	Zweck bzw. zugrunde liegende Lobby
Strom	Produzenten	EURELECTRIC, Union of the Electricity Industry,	Branchenverband der europäischen Stromversorger <sup>14</sup>
		VDEW, Verband der Elektrizitätswirtschaft	Branchenverband der deutschen Stromversorger
	Absatzmittler	VKU, Verband kommunaler Unternehmen	Interessensvertretung der kommunalen Wirtschaft in den Bereichen Energie- und Wasserversorgung, Entsorgung, Telekommunikation und Umweltschutz
		EFET, European Federation of Energy Traders	Interessensvertretung von 46 Energiehändler aus 13 europäischen Ländern mit dem Ziel die Rahmenbedingungen des Handels zu verbessern und nicht-kommerziell verwertbare Informationen bereitzustellen <sup>15</sup>
		DVG, Deutsche Verbundgesellschaft	Koordination der Aktivitäten der deutschen Netzbetreiber untereinander und im europäischen Verbund sowie Förderung des Netzzugangs
		UCTE, Verein für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie	Koordination der Aktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber ihrer Mitglieder und Förderung des Netzzugangs <sup>16</sup>
		ETSO, European Transmission System Operators	Dachverband der verschiedenen Verbände auf europäischer Verbundebene (UCTE und weitere) <sup>17</sup>
Uran	Produzenten	Foratom, European Atomic Forum	Interessensvertretung der Europäischen Atomindustrie gegenüber der EU <sup>18</sup>
		DatF, Deutsches Atomforum	Vereinigung von Unternehmen, Institutionen und Einzelpersonen mit dem Ziel die friedliche Nutzung der Kernenergie zu fördern <sup>19</sup>
Braunkohle	Produzenten	DEBRIV, Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.	Interessensvertretung der Braunkohle fördernden Unternehmen und ihrer Zulieferer <sup>20</sup>
Steinkohle	Produzenten	GVST, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus	Interessensvertretung der deutschen Bergbauunternehmen
	Verbraucher/ Absatzmittler	VDKI, Verein deutscher Kohleimporteure	Interessensvertretung von Verbrauchern und Händlern im Bereich importierter Steinkohle <sup>21</sup>

<sup>14</sup> Vgl. [www.eurelectric.org](http://www.eurelectric.org).

<sup>15</sup> vgl. [www.efet.org](http://www.efet.org)

<sup>16</sup> Zu Mitgliedern und Zielen der UCTE vgl. [www.ucte.org/Default\\_D.htm](http://www.ucte.org/Default_D.htm).

<sup>17</sup> Zu Mitgliedern der ETSO vgl. [www.ets-net.org/FP\\_Publications\(pub/abaout\\_us.org](http://www.ets-net.org/FP_Publications(pub/abaout_us.org).

<sup>18</sup> Vgl. [www.foratom.org](http://www.foratom.org).

<sup>19</sup> Die Vereinigung ist auch anderen Nicht-Produzenten zugänglich. Nichtsdestotrotz stellen diese die Mehrheit der Mitglieder; vgl. [www.datf.de/index.cfm](http://www.datf.de/index.cfm).

<sup>20</sup> Vgl. [www.braunkohle.de](http://www.braunkohle.de).

<sup>21</sup> <http://www.verein-kohlenimporteure.de>.

Gas	Produzenten/ Absatzmittler	Eurogas, Union of the European Natural Gas Industry	Zusammenschluss der europäischen Gasverbände <sup>22</sup>
		BGW, Bundesverband der deutschen Gas und Wasserwirtschaft	Vertretung der deutschen Gas- und Wasserversorgungsunternehmen sowie Abwasserentsorgungsunternehmen <sup>23</sup>
Über- greifend	Verbraucher	VIK, Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft	Interessensvertretung der energie- und wasserverwendenden Wirtschaft und ihrer Stromeigenerzeuger. <sup>24</sup>
		VEA, Bundesverband der Energieabnehmer	Interessensvertretung der Sonderabnehmer im Bereich der öffentlichen Stromversorgung

## Firmenauskunfteien

Das Unternehmen *Dun & Bradstreet, Deutschland* gehört zur Unternehmensgruppe Dun & Bradstreet Corporation, die mit 11.500 Mitarbeitern in 37 Ländern vertreten ist.<sup>25</sup> Dun & Bradstreet bietet tagesaktuelle Wirtschaftsinformationen über Unternehmen aus aller Welt. Die Firma verfügt über eine Datenbank mit Informationen zu mehr als 60 Millionen Unternehmen aus über 200 Ländern. Die Datenbank wird täglich eine Million Mal aktualisiert. Typische Informationen im Bereich des Kreditmanagements sind:

- Kreditinformationen mit Zahlungsweise und Aussagen zur
- Insolvenzwahrscheinlichkeit innerhalb der nächsten 12 Monate
- Frühwarnsystem/Monitoring
- automatisierte Kreditentscheidungstools
- kundenindividuelle Rating- und Scoringsysteme

Die Organisation *Creditreform* wurde 1879 gegründet, um ihre Mitglieder vor Forderungsausfällen zu schützen.<sup>26</sup> Heute ist man in Deutschland mit 134 Geschäftsstellen und mehr als 3.600 Mitarbeitern vertreten. Mit mehr als 3,1 Millionen Firmenauskünften besitzt man die größte Wirtschaftsdatenbank der Welt über deutsche Unternehmen. Die Wirtschaftsauskünfte werden nach einem festgelegten Schema gegliedert: Bonität (z. B., Zahlungsweise, Krediturteil, Höchstkredit), Struktur (z. B. Branche, Rechtsform, Beteiligte), Finanzen (z. B. Kapital, Jahresumsatz, Aktiva/Passiva) und Sonstiges (z. B. Auftragslage, Unternehmensentwicklung, Mitarbeiter, Bankverbindungen).

Die *Hoppenstedt-Gesellschaften* in Deutschland gehören zur schwedischen Bonnier-Gruppe.<sup>27</sup> Europaweit gehören rund 50 Unternehmen, die überwiegend auf die länderspezifische Bereitstellung von Firmen- und Produktinformationen, Finanz- und Börseninformationen sowie auf Direktmarketing-Lösungen spezialisiert sind, zu dieser Firmengruppe. Die Hoppenstedt Firmendatenbank bietet Profile von rund 152.000 Unternehmen und Institutionen. Charakteristikum sind die personenbezogenen Daten zu rund 460.000 Entscheidern im Top- und Middlemanagement, so dass Hoppenstedt insbesondere bei Direktmarketing-Aktivitäten verbreitet ist. Die Datenlieferung, die bestimmte Auszüge aus dieser Datenbank enthält, erfolgt elektronisch im Internet, als Komplett- oder Selektiv-Version auf CD und Magnetband oder gedruckt als Buch.

<sup>22</sup> Vgl. <http://www.eurogas.org>.

<sup>23</sup> Vgl. [www.bgw.de](http://www.bgw.de).

<sup>24</sup> Vgl. <http://www.vik-online.de>.

<sup>25</sup> Vgl. im folgenden [www.dbgermany.com](http://www.dbgermany.com)

<sup>26</sup> Vgl. im folgenden [www.creditreform.de](http://www.creditreform.de)

## Anhang V: Beschreibung von Ausprägungsklassen und Skalierung der Nutzenkriterien

### Dimension: Relevanz des Informationsbedarfs

#### *Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen auf den Handelserfolg*

0	1	2	3	4
nicht vorhanden	gering	durchschnittlich	hoch	sehr hoch

#### *Unsicherheit über künftige Umweltzustände*

0	1	2	3	4
nicht vorhanden	gering	durchschnittlich	hoch	sehr hoch

#### *Häufigkeit der Aufgabendurchführung*

0	1	2	3	4
nicht gegeben	gering	durchschnittlich	hoch	sehr hoch

Anmerkung: Analog zu dem Merkmal „Häufigkeit“ in Anhang I.

### Dimension: Deckung durch das Informationsangebot

#### *Inhaltliche Adäquanz*

0	1	2	3	4
inhaltliche Anforderung nicht erfüllt	weitestgehend nicht erfüllt	teilweise erfüllt	weitestgehend erfüllt	inhaltliche Anforderung voll erfüllt

#### *Zeitliche Adäquanz*

0	1	2	3	4
nicht erfüllt	weitestgehend nicht erfüllt	teilweise erfüllt	weitestgehend erfüllt	voll erfüllt

#### *Adäquanz des bereitgestellten Formats*

0	1	2	3	4
nicht erfüllt	weitestgehend nicht erfüllt	teilweise erfüllt	weitestgehend erfüllt	voll erfüllt

## Anhang VI: Selektierte externe Quellen zur Durchführung der Informationsbewertung

Quellenart	Potentielle Verwendung	Mögliche Anbieter (ohne Wertung, maximal 2 pro Segment)
Nachrichtendienste	Marktnachrichten mit hohen Anforderungen an die Aktualität zum Zwecke der fundamentalen Analyse, Pricing und Risikomanagement	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ DowPower</li> <li>▪ Platt's European Electricity Alert</li> </ul> <i>Wetterdienste</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Deutscher Wetterdienst</li> </ul>
	Für Marktnachrichten mit hohen Anforderungen an die Vollständigkeit zum Zwecke der fundamentalen Analyse, Pricing, und Risikomanagement	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Faktiva</li> <li>▪ TAM</li> </ul>
Statistik- und Marktforschungsdienstleister	Statistische Informationen mit geringen Anforderungen an die Aktualität zur fundamentalen Analyse	<i>Sekundäranbieter</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fakt (Infratest Burke)</li> </ul> <i>Primäranbieter</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ International Energy Agency</li> <li>▪ Statistisches Bundesamt</li> <li>▪ Frost &amp; Sullivan</li> </ul>
Firmenaus-kunfteien	Kreditrisikomanagement und Identifikation der Geschäftspartner	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dun &amp; Bradstreet, Deutschland</li> <li>▪ Creditreform</li> </ul>
Verbände	Statistische Informationen mit geringen Anforderungen an die Aktualität für fundamentale Analyse und Settlement	<i>Strom</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ DVG (Absatzmittler)</li> <li>▪ ETSO (Absatzmittler)</li> <li>▪ VDEW (Erzeuger)</li> </ul> <i>Braunkohle</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (Produzenten)</li> </ul> <i>Uran</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Europäisches Atomforum</li> </ul> <i>Steinkohle</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Unternehmensverband Steinkohlenbergbau (Produzenten)</li> <li>▪ Verband der Kohleimporteure (Absatzmittler)</li> </ul> <i>Gas</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ BGW (Versorger)</li> <li>▪ Eurogas (Versorger)</li> </ul>
Energie-wirtschaftliche Fachzeitschriften	Aufbau von Know-how zu Marktprognose, Pricing und Risikomanagement	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energy &amp; Power Risk Management</li> </ul>
	Aufbau von Know-how im Bereich des Settlement, insbesondere Netznutzung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Marktplatz Energie</li> </ul>



## Anhang VII: Beispielhafte Zuordnung von Informationsbedarf zu Informationsangeboten

(Beispiel: Bestimmungsfaktoren der Steinkohlekosten)

<i>Informationsbedarf</i>					<i>Informationsangebot</i>				
<i>Info.-bedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Quelle</i>	<i>Art</i>	<i>Infoelement</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>
<b>Aufgabe: Analyse Steinkohlepreise</b>									
Marktpreisentwicklung	aktuell und historisch, pazifischer und atlantischer Markt	zeitnah	aggregierte Information	<---- Statistisches Bundesamt	Mafo und Statistik	Einfuhrpreise Drittländskohle	monatsgenau für deutsche Grenze mit Historie	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information
				<---- Platt's European Electricity Alert	Nachrichtendienste	Marktdaten Kohlemärkte	USA, Europa (ARA)	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar
				<---- DowPower	Nachrichtendienste	Marktdaten Kohlemärkte	FOB ARA von diversen Märkten	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar
				<---- Faktiva	Nachrichtendienste	Laufender Newsdienst	unterschiedlich	zeitnah	Einzelnachricht
Lagerreichweite Steinkohle in Europa	Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	<---- aus Brennstoffdisp.	Systemopt.	Einkaufspreise Kohle	fakturierte Preise	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information
				<---- aus Brennstoffdisp.	Systemopt.	Lagermenge Kohle für die eigene Erzeugung	in t, nach Lager	zeitnah	aggregierte Information
Förderkapazität, geplant und realisiert	Status und signifikante Veränderungen (insbesondere Südafrika)			<---- Keine Quelle vorhanden		Keine Info vorhanden		> Jahresfrist	nicht kodifiziert
				<---- Keine Quelle vorhanden		Keine Info vorhanden		> Jahresfrist	nicht kodifiziert
Produktivität der Bergwerke exportierender	Status und signifikante Veränderungen, nach Land, insbesondere Südafrika			<---- Keine Quelle vorhanden		Keine Info vorhanden		> Jahresfrist	nicht kodifiziert
Nachfrage nach	Status und signifikante Veränderungen, ggf. über europäisches Wirtschaftswachstum	zeitnah	aggregierte Information	<---- Faktonline	Mafo und Statistik	Sekundärstatistiken aus Primärquellen	unterschiedlich	innerhalb Quartalsfrist	aggregierte Information

<i>Informationsbedarf</i>				<i>Informationsangebot</i>					
<i>Info.-bedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Quelle</i>	<i>Art</i>	<i>Infolement</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>
Nachfrage nach Kohle	Status und signifikante Veränderungen, ggf. über europäisches Wirtschaftswachstum	zeitnah	aggregierte Information	<---- Statistisches Bundesamt	Mafo und Statistik	Indizes zu Auftragseingängen im verarbeitenden Gewerbe	nach Sektoren, historisch und aktuell	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information
Rohölpreis	aktuell und historisch			<---- International Energy Agency (IEA)	Mafo und Statistik	Monthly Price Statistics-Oil	Verbraucherpreise nach Ländern und Ölsorten	innerhalb Quartalsfrist	aggregierte Information
				<---- Faktonline	Mafo und Statistik	Sekundärstatistiken aus Primärquellen	unterschiedlich	innerhalb Quartalsfrist	aggregierte Information
				<---- Statistisches Bundesamt	Mafo und Statistik	Einfuhrpreise Öl	monatsgenau für deutsche Grenze mit Historie	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information
				<---- DowPower	Nachrichtendienste	Marktdaten IPE, Öl	Terminpreise	zeitnah	elektronisch verarbeitbar
				<---- Faktiva	Nachrichtendienste	Laufender Newsdienst	unterschiedlich	zeitnah	Einzelnachricht
				<---- Platt's European Electricity Alert	Nachrichtendienste	Marktdaten IPE, Öl	Terminpreise	zeitnah	elektronisch verarbeitbar
US\$-Kurs				<---- Alle Dienste	Nachrichtendienste	Laufender Newsdienst	unterschiedlich	unmittelbar	elektronisch verarbeitbar

<i>Informationsbedarf</i>				<i>Informationsangebot</i>					
<i>Info.-bedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Quelle</i>	<i>Art</i>	<i>Infolement</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>
<b>Aufgabe: Analyse Überseetransportkosten</b>									
Frachtraten für nordwesteuropäische Häfen	Status und signifikante Veränderungen (insb. Südafrika)	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	<---- DowPower	Nachrichtendienste	Frachtraten (Binnen- und Übersee)	für Überseefrachten nach Rotterdam und an deutschen Rheinhäfen	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar
US\$-Kurs	Status und signifikante Veränderungen			<---- Alle Dienste	Nachrichtendienste	Laufender Newsdienst	unterschiedlich	unmittelbar	elektronisch verarbeitbar
Kapazitätswachstum Containerschiffe				<---- Keine Quelle vorhanden		Keine Info vorhanden		> Jahresfrist	nicht kodifiziert
Nachfrage nach Transportleistungen	Status und signifikante Veränderungen, ggf. geschätzt über Wirtschaftswachstum Europa			<---- Statistisches Bundesamt	Mafo und Statistik	Indizes zu Auftragseingängen im verarbeitenden Gewerbe	nach Sektoren, historisch und aktuell	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information
				<---- Faktonline	Mafo und Statistik	Sekundärstatistiken aus Primärquellen	unterschiedlich	innerhalb Quartalsfrist	aggregierte Information
				<---- Faktiva	Nachrichtendienste	Laufender Newsdienst	unterschiedlich	zeitnah	Einzelnachricht
Rohölpreis	Status und signifikante Veränderungen			<---- Statistisches Bundesamt	Mafo und Statistik	Einfuhrpreise Öl	monatsgenau für deutsche Grenze mit Historie	innerhalb Monatsfrist	aggregierte Information
				<---- International Energy Agency (IEA)	Mafo und Statistik	Monthly Price Statistics-Oil	Verbraucherpreise nach Ländern und Ölsorten	innerhalb Quartalsfrist	aggregierte Information
				<---- Platt's European Electricity Alert	Nachrichtendienste	Marktdaten IPE, Öl	Terminpreise	zeitnah	elektronisch verarbeitbar
				<---- Faktiva	Nachrichtendienste	Laufender Newsdienst	unterschiedlich	zeitnah	Einzelnachricht
				<---- DowPower	Nachrichtendienste	Marktdaten IPE, Öl	Terminpreise	zeitnah	elektronisch verarbeitbar

<i>Informationsbedarf</i>				<i>Informationsangebot</i>					
<i>Info.-bedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>	<i>Quelle</i>	<i>Art</i>	<i>Infolement</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>Aktualität</i>	<i>Format</i>
<b>Aufgabe: Analyse Binnenfrachten</b>									
Innerdeutsche Frachtraten	pro Anlaufstelle, Status und signifikante Veränderungen	innerhalb Tagesfrist	aggregierte Information	<---- DowPower	Nachrichtendienste	Frachtraten (Binnen- und Übersee)	für Überseefrachten nach Rotterdam und an deutschen Rheinhäfen	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar
Pegelstände Rhein	Durchschnitt der Messstände, Status und signifikante Veränderungen			<---- DowPower	Nachrichtendienste	Pegelstände	Rhein	innerhalb Tagesfrist	elektronisch verarbeitbar
				<---- Deutscher Wetterdienst (DWD)	Nachrichtendienste	Niederschlagsprognosen	für jeden Ort in D, bis 1 Woche im Voraus	zeitnah	elektronisch verarbeitbar

## Anhang VIII: Bedeutung einzelner Bestimmungsfaktoren der Grenzkosten und Ausprägung des Kriteriums „Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsalternativen“

In GP 3.1. wurden die Bestimmungsfaktoren der Kraftwerkskosten, Kraftwerkseinsatz und Verbrauch in Prioritätsmatrizen eingeteilt. Gemäß dieser Zuordnung erhalten die Informationen einen Nutzwert. Die Nutzwerte ist den Matrixfeldern wie nachfolgend dargestellt zugeordnet.

Langfristige Bedeutung	↑	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
	hoch			
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	
	mittel			
<b>0</b>		<b>2</b>	<b>3</b>	
	niedrig	mittel	hoch	
		→	<b>Kurzfristige Bedeutung</b>	

Anmerkung: Kurzfristig schwankende Bestimmungsfaktoren sind gegenüber langfristig schwankenden Bestimmungsfaktoren zu priorisieren, da sie mehr Handlungschancen und -risiken einschließen. Stabile Bestimmungsfaktoren sind weniger bedeutend, da deren Ausprägung bereits „eingepreist“ ist

## Anhang IX: Zur Objektivierung der Bewertung der Nutzenkriterien „Zeitliche Adäquanz“ und „Format-Adäquanz“

Die Bewertung der Kriterien „Zeitliche Adäquanz“ und „Format-Adäquanz“ erfolgt durch Zuordnung der in Anhang I definierten Ausprägungsklassen der Merkmale „Aktualität“ und „Format“ an eine Skala. Im nächsten Schritt wird die Ausprägung der Bewertungskriterien anhand von definierten Rechenregeln vorgenommen. Die Skalierung und Rechenregeln sind nachfolgend dargestellt.

### 1) Skalierung der Merkmale

#### Aktualität

0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
>Jahresfrist	innerhalb Jahresfrist	innerhalb Halbjahresfrist	innerhalb Quartalsfrist	innerhalb Monatsfrist	innerhalb Wochenfrist	innerhalb Tagesfrist	zeitnah (near-time)	unmittelbar (real-time)

#### Format

0	1	2	3	4
nicht kodifiziert	Einzelnachricht/-information	aggregierte Information	elektronisch verarbeitbar	automatisch weiterverarbeitbar

### 2) Bewertung auf Basis von Rechenregeln

Fall 1: Liegt die Ausprägung obiger Merkmale für den Informationsbedarf *über* der Ausprägung des korrespondierenden Informationsangebots, so bestimmt sich die Bewertung der Kriterien „Zeitliche Adäquanz“ und „Format-Adäquanz“ wie folgt:

$$N = 4 - (M_{IB} - M_{IA}), \text{ mit}$$

$N$ : Nutzenbewertung von „Zeitliche Adäquanz“ und „Format-Adäquanz“,

$M_{IB}$ : Merkmalsausprägung des Informationsbedarfs zu Aktualität und Format,

$M_{IA}$ : Merkmalsausprägung des Informationsangebots zu Aktualität und Format.

Fall 2: Liegt die Ausprägung obiger Merkmale für den Informationsbedarf *unter* der Ausprägung des korrespondierenden Informationsangebotes, so gelten die Kriterien „Zeitliche Adäquanz“ und „Format-Adäquanz“ als voll erfüllt.

## Anhang X: Quellen nach Nutzen und externen Informationskosten

<i>Art</i>	<i>Quelle</i>	<i>Summe der Nutzwerte</i>	<i>Handelsexterne Informationskosten p.a.</i>
<b><u>Extern</u></b>			
<i>Fachzeitschriften</i>	Marktplatz Energie	7	< DM 1.000
	Energy & Power Risk Management	7	< DM 1.000
<i>Firmenankunfteien</i>	Dun & Bradstreet (D&B), Deutschland	22	< DM 5.000
	Creditreform	16	< DM 5.000
<i>Mafo und Statistik</i>	Statistisches Bundesamt	22	< DM 100
	International Energy Agency (IEA)	11	< DM 100
	Faktonline	8	< DM 1.000
	Frost & Sullivan	3	> DM 5.000
<i>Marktteilnehmer</i>	Handelspartner: Händler, Broker, Erzeuger Verbraucher	45	ohne externe Informationskosten
	Netzbetreiber (extern)	26	ohne externe Informationskosten
<i>Nachrichtendienste</i>	DowPower	130	< DM 5.000
	Platt's European Electricity Alert	126	> DM 5.000
	Faktiva	43	< DM 5.000
	Deutscher Wetterdienst (DWD)	21	< DM 5.000
	TAM-Nachrichtendienst für Energie und Umwelt	6	ohne externe Informationskosten
	<i>Verbände</i>	Deutsche Verbundgesellschaft (DVG)	23
Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft (BGW)		4	ohne externe Informationskosten
Verband der Kohleimporteure		3	ohne externe Informationskosten
Vereinigung der europäischen Energieerzeuger (EURELECTRIC)		3	< DM 100
European Transmission System Operators (ETSO)		3	ohne externe Informationskosten
Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW)		3	ohne externe Informationskosten
Braunkohlen-Industrie-Verein		0	ohne externe Informationskosten

<i>Art</i>	<i>Quelle</i>	<i>Summe der Nutzwerte</i>	<i>Handelsexterne Informationskosten p.a.</i>
<b><u>Handelsintern</u></b>			
<i>Back-Office</i>	Bilanzkreisverantwortlicher	7	ohne externe Informationskosten
	Kreditanalyst	4	ohne externe Informationskosten
<i>Front Office</i>	Händler	94	ohne externe Informationskosten
<i>Middle Office</i>	Portfoliomanager	14	ohne externe Informationskosten
	Marktanalyst	11	ohne externe Informationskosten
<b><u>Interne Funktionsbereiche</u></b>			
<i>Erzeugung</i>	aus Betriebsführung	4	ohne externe Informationskosten
<i>Netz</i>	aus Verbund austausch und Steuerung	26	ohne externe Informationskosten
	aus Kraftwerkseinsatzsteuerung	12	ohne externe Informationskosten
	aus Netzüberwachung und Steuerung	10	ohne externe Informationskosten
	aus Übertragungsdienstleistungen	9	ohne externe Informationskosten
	aus Betriebsführung	9	ohne externe Informationskosten
	aus Wartung und Reparatur	3	ohne externe Informationskosten
<i>Systemopt.</i>	aus der Kraftwerkseinsatzplanung	22	ohne externe Informationskosten
	aus Brennstoffdisp.	16	ohne externe Informationskosten
	aus der Planung von Wartungsarbeiten	16	ohne externe Informationskosten
	aus der Erstellung von Lastprognosen	14	ohne externe Informationskosten
<i>Vertrieb</i>	aus Kundenansprache	8	ohne externe Informationskosten
	aus Vertriebsplanung	7	ohne externe Informationskosten



## Anhang XI: Informationsbedarf gedeckt aus exklusiven internen Quellen

<i>Aufgabe</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<----	<i>interne Quelle</i>
<b><u>Handelsplan: Marktanalyse-fundamental</u></b>				
Analyse Steinkohlepreise	Lagerreichweite Steinkohle in Europa	Status und signifikante Veränderungen	<----	Systemopt. aus Brennstoffdisp.
Analyse Gaskosten	Preisbindungsklauseln Gas der Kraftwerksbetreiber	Status und signifikante Veränderungen	<----	Systemopt. aus Brennstoffdisp.
Analyse der Betriebskosten	Kapazitätsauslastung des Erzeugungssystems	Status und signifikante Veränderungen	<----	Netz aus Netzüberwachung und Steuerung
Analyse Schwankungen der Verfügbarkeit	Geplante Stillstände von Kernkraftwerken	Status und signifikante Veränderungen	<----	Systemopt. aus der Kraftwerkseinsatzplanung
		nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	<----	Netz aus Verbundaustausch und Steuerung
	Geplante Stillstände von Wasser-, Braun- und Steinkohlekraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	<----	Systemopt. aus der Planung von Wartungsarbeiten
		nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	<----	Netz aus Verbundaustausch und Steuerung
	Störungen von Kernkraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	<----	Netz aus Kraftwerkseinsatzsteuerung
		nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	<----	Netz aus Verbundaustausch und Steuerung
Störungen von Wasser-, Braun- und Steinkohlekraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	<----	Netz aus Kraftwerkseinsatzsteuerung	

<i>Aufgabe</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<----	<i>interne Quelle</i>	
Analyse Schwankungen der Verfügbarkeit	Störungen von Wasser-, Braun- und Steinkohlekraftwerken	nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	<----	Netz	aus Netzüberwachung und Steuerung
		nach KW, betroffene Leistung, geplante Wiederinbetriebnahme	<----	Netz	aus Verbund austausch und Steuerung
	Typische Instandsetzungsrhythmen	Erfahrungswerte nach Kraftwerksart, Fahrweise u. Lebensdauer; Status u. signifikante Veränderungen	<----	Systemopt.	aus der Planung von Wartungsarbeiten
Analyse Beschränkungen des Handels	Vorübergehende Netzengpässe	mit Ausmaß der Leistungsminderung	<----	Netz	aus Verbund austausch und Steuerung
		mit Ausmaß der Leistungsminderung	<----	Netz	aus Wartung und Reparatur
	Veränderungen der Betriebs- und Kapitalkosten der Netzbetreiber	ungefähre Angabe je Kraftwerk, Status und signifikante Veränderungen	<----	Netz	aus Betriebsführung
Analyse historischer Lastdaten und bestehender Lastprognosen	Historische Lastdaten	bis Prognosezeit	<----	Netz	aus Netzüberwachung und Steuerung
	Lastprognose	aus Systemoptimierung	<----	Systemopt.	aus der Erstellung von Lastprognosen
<b><u>Pricing</u></b>					
Anwendung der Pricing-Methoden	Lastprognose (D)	Höchstspannungsebene (D), für 01.08.00-31.07.01	<----	Systemopt.	aus der Erstellung von Lastprognosen
<b><u>Risikomanagement und -controlling</u></b>					
Quantifizierung von Marktpreis- und Volumenrisiken	Risiko von Kraftwerksausfällen (Wartung, Störung)	Erfahrungswerte in MW, Status und Veränderungen	<----	Erzeugung	aus Betriebsführung
	Lastdaten und -prognose	Höchstspannungsebene D, aktuelle und historisch	<----	Systemopt.	aus der Erstellung von Lastprognosen
Quantifizierung Marktliquiditätsrisiko	Hinweise und Signale zu Nettopositionen der Marktteilnehmer	nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	<----	Netz	aus Übertragungsdienstleistungen

<i>Aufgabe</i>	<i>Informationsbedarf</i>	<i>Detaillierung</i>	<i>&lt;----</i>	<i>interne Quelle</i>	
Quantifizierung Marktliquiditätsrisiko	Hinweise und Signale zu Nettopositionen der Marktteilnehmer	nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	<----	Netz	aus Verbund austausch und Steuerung
		nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	<----	Vertrieb	aus Kundenansprache
	Handelsvolumen	nach Produktart und Erfüllungsort und -zeit	<----	Netz	aus Übertragungsdienstleistungen
<b><u>Identifikation der Handelspartner</u></b>					
Auswahl potentieller Partner	Bedarf und Besonderheiten der Handelspartner (bei vertriebsinitiierten Transaktionen)	Je Kontrahent	<----	Vertrieb	aus Kundenansprache
<b><u>Verhandlung und Abschluss</u></b>					
Analyse des Verhandlungsraumes	Grenzkosten der eigenen Erzeugung	nach 1/4-Raster	<----	Systemopt.	aus der Kraftwerkseinsatzplanung
		für die Kontrahentenregion	<----	Systemopt.	aus der Erstellung von Lastprognosen
	Hinweise und Signale zu Nettopositionen der Marktteilnehmer	Anfall von Hinweise/Signalen bei allen Händlern	<----	Netz	aus Verbund austausch und Steuerung
		Anfall von Hinweise/Signalen bei allen Händlern	<----	Netz	aus Kraftwerkseinsatzsteuerung
		Anfall von Hinweise/Signalen bei allen Händlern	<----	Vertrieb	aus Kundenansprache

## Literaturverzeichnis

- Ackoff, P., (1967), Management Misinformation Systems, in: Management Science, Heft 4, Dezember 1967, S. 147-156.
- Adam, S., (1989), Optimierung der Anlageninstandhaltung, Berlin, 1989.
- Aguilar, F.-J., (1967), Scanning the business environment, New York, 1967.
- Akerlof, G.-A., (1970), The Market for ‚Lemons‘, in: Quarterly Journal of Economics, Heft 3, 1970, S. 488-500.
- Angloher, K., Schwerm, P., (2000), Die Last mit der Prognose, in: Marktplatz Energie, Heft 3, 2000, S. 24-28.
- Auer, J., (1998), Energiewirtschaft im Umbruch- Auswirkungen der Liberalisierung auf Produktion, Verteilerstrukturen und kommunale Versorger, Studie der Deutsche Bank Research, 02.07.1998.
- Augustin, S., (1990), Information als Wettbewerbsfaktor, Köln, 1990.
- Bahlmann, A.-R., (1982), Informationsbedarfsanalyse für das Beschaffungsmanagement, Gelsenkirchen, 1982.
- Barth, K., (1993), Handelsbetriebslehre, in: Handwörterbuch der Betriebswirtschaft, Teilband 1 (A-H), 5. Auflage, 1993, Sp. 1577-1588.
- Bayer, H.-T., (1992), Personallexikon, 2.Auflage, München, Wien, 1991.
- Bergschneider, M., Karasz, M., Schumacher, R., (1999), Risikomanagement im Energiehandel, Wiesbaden, 1999.
- Bernuth, W., (2001), Energy-by-Call, in: Handelsblatt, Sonderbeilage Technik und Innovation: Energie 2001, 17.01.2001, S. B2.
- Berres, W., (1998), Knowledge Networking holt das Wissen aus den Köpfen, in: IO-Management, Heft 10, 1998, S. 58-61.
- Berthel, J., (1992), Informationsbedarf, in: Frese, E. (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 3. Auflage, Stuttgart, 1992. Sp. 872-886.
- Berthold, K.-H., Stamer, J.-H., (1999), Übertragungsnetz-Betriebsführung im liberalisierten Markt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3, 1999, S. 142-146.
- Biermann, B., (1998), Modernes Risikomanagement in Banken, in: Eller, R. (Hrsg.), Handbuch des Risikomanagements, Stuttgart, 1998.
- Binde, W., (2000), Ein Funke Hoffnung, in: Marktplatz Energie, Heft 3, 2000, S. 6-10.

- Blase, (1994), Warentermin- und Warenterminoptionsmärkte, 1994, Bergisch-Gladbach, 1994.
- Blümle, E.-B., (1992), Verbandsorganisation, in: Frese, E. (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 3. Auflage, Stuttgart, 1992. Sp. 2514-2525.
- BMWI (1999), Energiedaten 1999, Bundesministerium für Wirtschaft und Industrie, Berlin, 1999.
- Bock, U., Nissen, J., (1999), Standardisierte Lastprofile für Haushalte und Kleingewerbe, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9, 1999, S. 606-610.
- Brandtweiner, R., Greimel, B., (1998), Elektronische Märkte, in: WiST, Heft 1, 1998, S. 37-42.
- Breed, W. (1955), Newspaper-„Opinion Leader“ and processes of standardization, in: Journalism Quarterly, Heft 32, 1955, S. 277-284.
- Broadbent, G., (1999), IEA Coal research, Competitiveness of Coal-The Evolution of Price, London, 1999.
- Bronner, R., (1992), Komplexität, in: Frese, E. (1992), Handwörterbuch der Organisation, Stuttgart, 1992, Sp. 1121-1130.
- Bruckschen, H.-H., (1981), Verrechnungspreise in Spartenorganisationen, Frankfurt, 1981.
- Bühner, R., (1999), Betriebswirtschaftliche Organisationslehre, 9. Auflage, München, 1999.
- Burger K.-M., (1998), Mindestanforderungen an das Risikomanagement und interne Überwachungssysteme bei Einsatz von Handels und Finanzderivaten, in: Burger K.-M. (Hrsg.), Risikomanagement in der Energiewirtschaft, Wiesbaden 1998. S. 227-248.
- Burger, K.-M., (1998a), Neue Instrumente des Risikomanagements für die Energiewirtschaft, in: Energiehandel und Energiemärkte, München, 1998, S. 169-190.
- Busch, M., Vietinhoff-Scheel, C., (1999), Motivation und Anreizsysteme im Wissensmanagement, Seminararbeit am Institut für Organisation, Ludwig-Maximilian-Universität München, Wintersemester 1999/2000.
- Buscher, U., (1997), Verrechnungspreise aus organisations- und agencytheoretischer Sicht, Wiesbaden, 1997.
- Braess, M., Karasz, M., Chevalier, P.,(2000), (K)Ein Markt wie jeder andere, in: Marktplatz Energie, Heft 3, 2000, S. 16-20.
- Bruckschen, H.-H., (1981), Verrechnungspreise in Spartenorganisationen, Frankfurt, 1981.

- Camp, R., (1989), Benchmarking, the search for industry best practices that lead to superior performance, Milwaukee, (USA), 1989.
- Charpillo, N., Herzberg, T., (1999), Die Wissensprozesse aus der Organisationsperspektive, Seminararbeit am Institut für Organisation, Ludwig-Maximilian-Universität München, Wintersemester 1999/2000.
- Chevalier, P., Heidorn, T., Rütze, M., (1999), Gründung einer Strombörse für Elektrizitätsderivate, Hochschule für Bankwirtschaft (Hrsg.), Frankfurt, 1999.
- Clemmons, L.-R., (1998), Weather Hedges shield companies from increment sales, in: EPRM, Weather Risk Special Report, October, 1998, o.S.
- Clermont, C., Hannes B., Maier, K.-D., (1999), Energiehandel erfolgreich aufbauen (Teil II), in: Wirtschaftswelt Energie September 1999, S. 10-14.
- Coase, R., (1937), The Nature of the Firm, in: *Economica* 1937, S. 386-405.
- Corsten, H., (1995), Lexikon der Betriebswirtschaft, 3. Auflage, München, Wien, 1995.
- Dannert, V., Peehs, M., (1996), Integrierte Brennelementeinsatz- und -entsorgungsplanung, in: Siemens Power Journal, Heft 4, 1996, S. 20-23.
- Davenport, H., Prusak, L., (1998), Wenn Ihr Unternehmen wüsste, was es alles weiß ..., Landsberg a. Lech, 1998.
- Deiters, K., (1990), Information als Gegenstand des Marktverkehrs, Göttingen, 1990.
- Demkoski, S., (2000), Stark vor Ort, in: Siemens Power Journal, Heft 2, 2000, S. 20-23.
- Dorn, B., (1994), Managementsysteme, in: Das informierte Management-Fakten und Signale für schnelle Entscheidungen, Berlin, 1994, S. 11-20.
- Döpke, S., Wagner, R., (2000), Statistik, in: Marktplatz Energie, Heft 2, 2000, S. 25.
- Doll, M., Schäfer, K.-F., Verstege, J.(1999), Die Zukunft des Netzbetreibers, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, 1999, S. 28-32.
- Duarte, N., Fromm, D., (1997), Wasserkraft, eine unerschöpfliche Ressource, in: Siemens Power Journal, Heft 1, 1997, S. 5-8.
- Dudenhausen, R., Ellwanger, N., (1998), Energiehandels-Strategien für kommunale Unternehmen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8, 1998, S. 501-505.
- Dudenhausen, R., Ellwanger, N., Döhrer, A., (1998), Deutsche Versorgungsunternehmen als Energiehändler, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, 1998, S. 63-66.
- Dudenhausen, R., Döhrer, A., Gravert-Jenny, U., (1999), Strom und Gashandel in Stadtwerken, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, 1999, S. 302-305.

- Dülfer, E., (1989), Kultur und Organisationsstruktur, in: Frese, E., (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 3. Auflage, Stuttgart, 1992, Sp. 1202-1214.
- Duffie, D., Gray, S., Hoang, P., (1999), Volatility in Energy Prices, in: Enron (Hrsg.), Managing Energy Price Risk, Second Edition, London, 1999, S. 272-289.
- DVG, (1998), Der GridCode - Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg, 1998.
- DVG, (1999), Der GridCode-Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg, 1999.
- DVG, (2000), GridCode 2000 –Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Deutsche Verbundgesellschaft e.V, Aktualisierte Ausgabe, Heidelberg, Mai 2000.
- DVG, (2000a), Der GridCode –Kooperationsregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Deutsche Verbundgesellschaft, e.V, Aktualisierte Ausgabe, Heidelberg, Mai 2000.
- Ellwanger, N., König, R., Neumann, F., (2000), Energie-Großhandelszugang für große Stadtwerke, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, 2000, S. 300-305.
- Engelhardt, W., (1993), Absatz, Verkauf, Vertrieb, Marketing, in: Wittmann, W.(Hrsg.), Handbuch der BWL, Band 1, 5. Auflage, Stuttgart, 1993, Sp. 15-22.
- EPRM, (1999), Take your pick, in: Energy & Power Risk Management, Heft 1, 1999, S. 21-30.
- Erlei, M., Leschke, M., Sauerland, D., (1999), Neue Institutionenökonomik, Stuttgart, 1999.
- Eurprog, (1999), EURPROG'99: Programmes and Prospects for the European Electricity Sector (1980-1997), 27. Auflage, Brüssel, 1999.
- Everling, O., (1999), Credit Rating in Europa, in WiSt, Heft 5, S. 249-252, 1999.
- Fischer, J., (1999), Anwendungsmanagement, München, Wien, usw., 1999.
- Fisher, R., Ratton, B., Ury, W., (2000), Das Harvard-Konzept – sachgerecht verhandeln, erfolgreich verhandeln, Frankfurt, 2000.
- Forrester Research, (1999), Online Energy Industry to reach \$ 266 Billion by 2004, <http://www.forrester.com/ER/Press/Release/0,1769,165,00.html>, (05.10.1999).
- Forrester Research, (2000), Internet Commerce, <http://www.forrester.com/ER/Press/ForrFind /0,1768,0,00.html>, (o. D.).
- Frese, E., (1980), Aufgabenanalyse und Synthese, in: Grochla, E. (Hrsg.): Handwörterbuch der Organisation, 2. Auflage, Stuttgart, 1980, Sp. 207-217.

- Fuchs-Wegner, G., (1993), Vereinigungen, betriebswirtschaftliche, in: Enzyklopädie der Betriebswirtschaftslehre, 5. Auflage, Stuttgart, Sp. 4485-4494.
- Füser, K. (1999), Moderenes Management; 2.Auflage, München, 1999.
- Gibson-Jarvie, .B.A., (1982), Die Londoner Metallbörse, Frankfurt a.M., 1982
- Glaser, N., (1980), Stichwort Informationswert, in: Grochla, E. (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 2.Auflage, Stuttgart, 1980, Sp. 933-941.
- Gottschall, M., (1999), Bullish on Weather, in: Electric Perspectives, September/Okttober, 1999, S. 31-43.
- Greengard, S., (1999); "Portals" help HR navigate the vast corporate labyrinth, in: Workforce, Heft 5, 1999, S. 99-100.
- Grupp, B., (1986), Interne Revision, Ludwigshafen, 1996.
- Gruß, H., (1998), Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt 1997, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1, 1998, S. 2-39.
- Gümbel, R., (1986), Handel, Markt und Ökonomik, Wiesbaden, 1985.
- Haag, W., Kartenbender, S., Maier, K.-D. usw., (2000), Leistungssteigerung und Kosteneffizienz in EVU, Sonderdruck in: Wirtschaftswelt Energie, Heft März/April 2000.
- Hagen, L., (1995), Informationsqualität von Nachrichten, Opladen, 1995.
- Hampton, M., (1999), Energy Options, in: Enron (Hrsg.), Managing Energy Price Risk, Second Edition, London, 1999, S. 37-56.
- Hannes, B., Hepp, H., Maier, K.-D., (1999) Energiehandel erfolgreich aufbauen (Teil I), in: Wirtschaftswelt Energie, Juli/August, 1999, S. 13-17.
- Hannes B., Jereb-Kramer, R., Maier, K.-D., (1999), Energiehandel erfolgreich aufbauen (Teil II), in: Wirtschaftswelt Energie, Oktober, 1999. S. 18-20.
- Hansen, H. Nohria, P., Tierney, P., (1999), Wie managen sie das Wissen in Ihrem Unternehmen?, in: Harvard Business Manager, Heft 5, 1999, S. 85-96.
- Hauke, P., (1984), Informationsverarbeitungsprozesse und Informationsbewertung, München, 1984.
- Hayek, F.A., (1945), The Use of Knowledge in Society, in: American Economic Review 35, 1945, S. 519-530.
- Heinold, M., (1993), Nutzwertanalyse, in: Lück, W. (Hrsg.), Lexikon der Betriebswirtschaft, 5. Auflage, S. 880-881.



- Hensing, I., Pfaffenberger, W., Ströbele, W., (1998), *Energiewirtschaft*, München, 1998.
- Herrmann, M., Judisch, S., Mohnhaupt, M., usw., (2000), *eCommerce im europäischen Energiegroßhandel*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 10, 2000, S. 730-733.
- Herrmann, A., Sauter, M., (1999), *Die neuen Herausforderungen der Internet-Ökonomie*, in *WISU*, Heft 6, 1999, S. 850-856.
- Hickey, L., (1999), *Flexible Power Forwards*, in: *Public Utilities Fortnightly*, Heft 8, 1999, S. 50-53.
- Hirt, W., (1983), *Praxis des Rohstofftermingeschäfts*, Niederglatt, 1983.
- Hübner, H., (1996), *Informationsmanagement und strategische Unternehmensführung - Vom Informationsmarkt zur Innovation*, München, 1996.
- Hukari, J., (1998), *NordPool-Der Wandel vom Markt der Ingenieure zum Markt der Finanzexperten*, in: *Handelsblatt*, 12.11.98, S. b03.
- Hoppenstedt (2000), *Verbände, Behörden und Organisationen der Wirtschaft*, Ausgabe 2000, Darmstadt, Wien, 2000.
- Hoster, F., (1996), *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*, München, Oldenburg, 1996.
- Janssen, W., (1959), *Das Grenzkostenproblem der Elektrizitätswirtschaft*, Bonn, 1959.
- Jameson, R., (1999), *Mad about models*, in: *EPRM*, Oktober 1999, S. 24-25.
- Jung, M., Spremann, K., (1989), *Transaktionsrisiken*, in: *ZfB*, Heft 1, 1989, S. 94-114.
- Kaminski, V., Gibner, S., Pinnamaneni, K., (1999), *Energy Exotic Options*, in: *Enron (Hrsg.), Managing Energy Price, Second Edition*, London, 1999, S. 57-94.
- Keers, G., (2000), *Power Profits at Risk*, Whitepaper, ohne Jahresangabe, <http://www.kwi.co.uk> (Stand 01.05.2000).
- Keers, G., (2000a), *Protecting the Enterprise from VAR'S Shortcomings*, Whitepaper, ohne Jahresangabe, <http://www.kwi.co.uk> (Stand 01.05.2000).
- Keller, T., (1995), *Anreize zur Informationsabgabe*, Münster, Hamburg, 1995.
- v. Kistowski, J., (1998), *Stromhandel in den USA*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Sonderdruck aus Heft 1-2, 1998, S. 1-6.
- Klinkow, P., (1996), *IT, RIN, TIN, Information technologies for power marketers*, in: *Power Magazine*, März 1996, S. 43-47.

- Klook, J., (1992), Verrechnungspreise, in: Frese, E., (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 3. Auflage, Stuttgart, 1992, Sp. 2554-2572.
- Kluckhohn, C. (1951), Values and value-orientations in the theory of action, in: Shils, E.-A (Hrsg.), Towards a general theory of action, Camebridge (Mass), 1951.
- König, W., (2000), Stichwort: Risikomanagement versus Risikocontrolling, Heft 4, 2000, S. 50.
- Kohn, A. (1993), Why Incentive Plans Cannot Work, in: Harvard Business Review, September/Oktober, 1993, S. 54-63.
- Kollberg, J.; Elf, J. (1998), No pain no gain, in: EPRM, Heft 3, 1998, S. 22-23.
- Koreimann, D.-S., (1976), Methoden der Informationsbedarfsanalyse, Berlin, New York, 1976.
- Kox, A., Niessen, S., (2000), Eine Börse nach Maß, in: Marktplatz Energie, Heft 3, 2000 S. 46-49.
- Kraus, M., (2000), Für Feintuning wird es eng, Interview in: Marktplatz Energie, Heft 1, 2000, S. 24-26.
- Krcmar, H., (1997), Informationsmanagement, Berlin 1997.
- Kreibich, R. (1986): Die Wissensgesellschaft, Frankfurt, 1986.
- Kreuzberg, M., (1998), Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, 1998, S. 43-63.
- Lapson, E., Hunter, R., (1999), Credit Risk in liberalised Power and Natural Gas Markets, in: Enron (Hrsg.), Managing Energy Price Risk, Second Edition, London, 1999.
- Laux, P., (1988), Entscheidungstheorie II-Erweiterung und Vertiefung, Berlin, Heidelberg, usw., 2. Auflage, 1988.
- Laux, P., (1992), Anreizsysteme, ökonomische Dimension, in: Frese, E. (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 3. Auflage, Stuttgart, 1992, Sp. 112-122.
- Lehmkuhl, S., (1999), Risikomanagement: Neue Anforderungen durch den Börsenhandel, Präsentation zur IIR-Konferenz: Stromhandel an der Deutschen Strombörse, Frankfurt, 03.11.99.
- Linde, V., Maxant, R., Travers, G., (2000), Vertrauen ist gut, Kreditrisikomanagement ist besser, in: Marktplatz Energie, Heft 4, 2000, S. 38-42.
- Loistl, O., (1996), Computergestütztes Wertpapiermanagement, 5. Auflage, München, Wien, usw., 1996.

- Locke, J., (1998), Facing up to competition, in: EPRM, Juli, 1998, S. 8-9.
- Locke, J., (2000), Brokers play catch up, in: EPRM, Juni, 2000, S. 22-23.
- Mag, W. (1975), Stichwort „Informationsbeschaffung“, in: Wittmann, W. (Hrsg.), Handwörterbuch der Betriebswirtschaft, 4.Auflage, Stuttgart, 1975.
- Maier, G., von Rosenstiel, L., (1997), Das Ende der Sündenbock-Kausalität, in: Wissensmanagement – Eine Serie der Süddeutschen Zeitung, München 1997, Folge 8, S. 22-23.
- Manecke, H.-J., Informationsbedarf und Informationsnutzer, 1. Auflage, Leipzig, 1985.
- Marciniak, H., Stahl, J., Weiss, S., usw., (1999), IuK als Enabler des Wissensmanagements, Seminararbeit am Institut der Organisation, Ludwig-Maximilian-Universität München, Wintersemester 1999/2000.
- Martin, D. (2001), Power Trading in Europe: A new business model for utilities; Schroder Salomon Smith Barney (Hrsg.), London, 2001.
- Marschak, J., (1954), Towards an Economic Theory of Information, in: Coombs, C.-H. (Hrsg.), Decision Processes, New York, London, 1954, S. 187-220.
- Massé, P., Gibrat, P., (1964), Application of linnear Programming to Investment in the Electric Power Industry, in: Nelson. J. (Hrsg.), Marginal Cost Pricing in Practice, Englewood Cliffs, S. 215-233, printed from: Management Science, Vol. 3, No. 2, S. 149-166.
- Meffert, H., Bruhn, M., (1997), Dienstleistungsmarketing, Grundlagen- Konzepte-Methoden, Wiesbaden, 1997.
- Meise, F., (1998), Realloptionen als Investitionskalkül, München, Wien, 1998.
- Mertens, P., Black, A., Becker, J., usw., (1997), Lexikon der Wirtschaftsinformatik, 3. Auflage, Berlin, Heidelberg, usw., 1997.
- Mertens, P., Bodendorf, F., König. W., usw. (1998), Grundzüge der Wirtschaftsinformatik, 5.Auflage, Berlin, Heidelberg, usw., 1998.
- Milgrom, P., Roberts, J., (1992), Economics, Organization and Management, New Jersey, 1992.
- Müller-Kirchenbauer, J., Ritzau, M., (2000), VV II-Anforderungen und Chancen in der Praxis, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 4, 2000, S. 212-219.
- Müller-Hagedorn, L., (1993), Handelsbetriebe, in: Handwörterbuch der Betriebswirtschaft, Teilband 1 (A-H), 5. Auflage, 1993, Sp. 1563-1576.
- Murphy, J., (1999), Technische Analyse der Finanzmärkte, München, 1999.

- Näther, C., v. Mitschke, T., (1998), Knowledge Management-ein selten genutzter Erfolgsfaktor, in: Akzente, Heft 7, 1998, S. 2-7.
- Nagarajan, S., (1999), Power Forward Curves-A Managerial Perspective, in: Enron (Hrsg.), Managing Energy Price Risk, Second Edition, London, 1999.
- Nelson, K., (1999), The new world of power marketing, in: Management Quarterly, Heft 1, 1999, S. 13-32.
- North, K. (1998), Wissensorientierte Unternehmensführung: Wertschöpfung durch Wissen, Wiesbaden, 1998.
- Öhler, A., Unser, M., (2001), Finanzwirtschaftliches Risikomanagement, Berlin, Heidelberg, 2001.
- Oertel, C., Titzrath, B., Scholtissek, S., (2000), eSales im Energiegeschäft, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 10, 2000, S. 740-743.
- o.V. (1998), Options Pricing: How much history is too much history, in: EPRM, Weather Risk Special Report, Oktober 1998, S. 12.
- o.V. (1999), Spitzenzeiten, in: Siemens Power Journal, Heft 3, 1999, S. 46-48.
- Eichholz, D., Otten, S., (2000), German Electricity: Customising Power, in: EPRM, September, 2000, S.44-45.
- Petersen, J., Rademacher, J., (2000), Handelskanäle für Energieversorger in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9, 2000, S. 644-645.
- Picot, A., (1986), Transaktionskosten im Handel, in: Betriebsberater, Beilage 13 zu Heft 27, 1986, S. 1-17.
- Picot, A., (1992), Informationsmanagement, in: Frese, E. (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 3. Auflage, Stuttgart, 1992.
- Picot, A. Dietl, H., Franck, H., (1999), Organisation, 2. Auflage, Stuttgart, 1997.
- Picot, A., Maier, M. (1993), Information als Wettbewerbsfaktor in: Pressmar, D. (Hrsg.), Informationsmanagement, Wiesbaden, 1993. S. 31-54.
- Picot A., Reichwald, R., (1991), Informationswirtschaft, in: Heinen, E. (Hrsg.), Industriebetriebslehre, 9. Auflage, Wiesbaden 1991, S. 241-394.
- Picot, A., Reichwald, R., Wigand, R., (1998), Die grenzenlose Unternehmung-Information, Organisation und Management, 3.Auflage, Wiesbaden, 1998.
- Pilipovic, D., (1997), Energy Risk: Valuing and managing energy derivatives, New York, 1997.

- Pilipovic, D., Wengler, J., (1998), Getting into the swing, in: EPRM, Heft 10, März 1998, S. 22-24.
- Pilgram, T., (2000), Ein Spotpreis für ganz Deutschland; in: Marktplatz Energie, Heft 1, 2000, S. 22-24.
- Pfaffenberger, W., (1993), Elektrizitätswirtschaft, München, Wien, 1993.
- Pfohl, H.-C., (1997), Informationsfluss in der Logistikkette, in: Pfohl, H.-C.(Hrsg.), Informationsfluss in der Logistikkette, Berlin, 1997, S. 1-46.
- Pfau, W., (1999), Wissenscontrolling in lernenden Organisationen, in: WiST, Heft11, 1999, S. 599-601.
- Power Marketers Yearbook, (1999), Power Marketers Yearbook: Summary Analysis, Edison Electric Institute (Hrsg.), Washington, jährliches Erscheinen.
- Probst, G., Romhardt, K., (1997), Bausteine des Wissensmanagements – ein praxisorientierter Ansatz, <http://enterprise.cck.uni-kl.de/wmk/papers/public/Bausteine/bausteine.pdf>. (August 1999).
- Probst, G., Raub, S., Romhardt, K., (1999), Wissen managen, 3. Auflage, Wiesbaden, 1999.
- Prognos (1999), Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt (Kurzfassung), BMWI (Hrsg.), Berlin 1999.
- Prognos (2000), Energiereport III: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, BMWI (Hrsg.), Stuttgart; 2000.
- Reichling, P., (1991), Hedging mit Warenterminkontrakten, Bern, 1991.
- Reinmann-Rothmeier, G., Mandl, H., (1997), Wissensmanagement, Forschungsbericht Nr. 83, Ludwig-Maximilians-Universität München, Lehrstuhl für Empirische Pädagogik und Pädagogische Psychologie, 1997.
- Reuters, (2000), Company Information, <http://www.reuters.com/aboutreuters/background/history.html> (Stand 19.05.2000).
- Rose, J., Muthiah, S., Fusco, M., (1997), Financial Engineering in the Power Sector, in: Electricity Journal, Heft 1, 1997, S. 79-86.
- Rügge, P., (1999), Das Systemumfeld von Energiehandels- und Riskmanagementsystemen, Präsentation am IIR-Workshop: IT-Aspekte von Energiehandels- und Risikomanagementsystemen, Frankfurt, 05.11.99.
- Rügge, P., (1999a), Energiehandel erfordert neue Informationstechnologie, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6, 1999, S. 367-369.

- SAP, (1999), Präsentation der Module Finanzbuchhaltung (FI) und Treasury Management (TR TM), Walldorf, 1999.
- Schaefer, W., (1994), VDI-Lexikon Energietechnik, in: Schaefer, H. (Hrsg.), Düsseldorf, 1994.
- Scharpf, P., (1995), Derivative Finanzinstrumente im Jahresabschluss unter Prüfungsgesichtspunkten, in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis, Heft 2, 1995, S. 166-208.
- Scharpf, P., Lutz, G., (1996), Risikomanagement, Bilanzierung und Aufsicht von Finanzderivaten, Stuttgart, 1996.
- Scheer, A.-W., (1993), Betriebs- und Wirtschaftsinformatik, in: Wittmann, W. (Hrsg.), Handwörterbuch der Betriebswirtschaft, 5. Auflage, Band 2, Stuttgart, 1993, Sp. 390-408.
- Schiffer, H.-W., (1999), Energiemarkt Deutschland, 7. Auflage, Köln, 1999.
- Schmid, B., (1993), Elektronische Märkte, in: Wirtschaftsinformatik, Heft 5, 1993, S. 465-480.
- Schmitt, D., Ciesiolka, J., Düngen, H., usw., (1986), Stromerzeugungskosten im internationalen Vergleich, in: Schneider, H. (Hrsg.), Aktuelle Fragen der Energiewirtschaft, Band 29, München, 1986.
- Schmitt, H.-R., (1999), Stripping strukturierter Anleihen, in: Eller, R. (Hrsg.), Handbuch derivativer Instrumente, 2. Auflage, 1999, Stuttgart, S. 121-130.
- Schmitz, C., (1999), Elektrizitätswirtschaft in Norwegen, Saarbrücken, 1999.
- Schüppel, J., (1996), Organisatorisches Lernen im Spannungsfeld von Wissens- und Lernbarrieren, Wiesbaden, 1996.
- Schneider, U., (1990), Kulturbewusstes Informationsmanagement, München, Wien, 1990.
- Schricker, W., Hertweck H. (1999), Weitblick, in: Siemens Power Journal, Heft 2, 1999 S. 31-35.
- Schröppel, W., (2000), Systeme für den Stromhandel, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, 2000, S. 308-309.
- Schroeder M., Spilcke-Liss, C.-F., (2000), Stichwort: Swing-Kontrakte, in: Marktplatz Energie, Heft 1, 2000. S. 48.
- Schultheiß, J., (1998), Stromhandel muss grundsätzliche Kompetenz sein, in: Energie und Management, 01.12.98, S. 11.
- Schulz, G., (1996), Preisbildung in der Energiewirtschaft, Essen, 1996.

- Schwarz, H., (1983), Betriebsorganisation als Führungsaufgaben, 9 Auflage, Landsberg am Lech, 1983.
- Schwingshandl, H., Birk, S., (2000), Datenaustausch, Fahrplananmeldung, DVG Fachtagung Grid Code 2000, Heidelberg, <http://www.dvg-heidelberg.de> (Mai 2000).
- Seibt, D., (1997), Informationsmanagement, in: Mertens, P., (Hrsg.), Lexikon der Wirtschaftsinformatik, 3. Auflage, Berlin, 1997, S. 204-206.
- Seufert, A., Seufert, S., (1998), Wissensgenerierung und Transfer in Knowledge Networks, in: IO-Management, Heft 13, 1998, S. 76-84.
- Shilakes, C.; Tylman, J. (1998), Enterprise Information Portals, in: In-depth Report, Merrill Lynch, 1998.
- Spilcke-Liss, C.-F., (2000), Stichwort Price-Forward-Curve, in: Marktplatz Energie, Heft 3, 2000, S. 57.
- Sprenger, R., (1997): Mythos Motivation, 13. Auflage, Frankfurt am Main, 1997.
- Sprenger, R.; (1997a), Das Elend der Motivierung, in: Die Betriebswirtschaft, Heft 4, 1997, S. 579-580.
- Stahlknecht, P., (1997), Einführung in die Wirtschaftsinformatik, 8. Auflage, Berlin usw., 1997.
- Staudt, E., (1993), Forschung und Entwicklung, in: Wittmann, W. (1993), Handwörterbuch der BWL, Stuttgart, 1993, Sp. 1185-1198.
- Staudt, E., Bock, J., Mühlmeier, P., usw.,(1990), Anreizsysteme als Instrument des betrieblichen Innovationsmanagements in: ZfB, Heft 3, 1990, S.1183-1204.
- Stickel, E., Groffmann, H.-D., Rau K.-H., (1997), Gabler-Wirtschaftsinformatik-Lexikon, Wiesbaden, 1997.
- Stock, W.-G., (2000), Informationswirtschaft: Management externen Wissens, München, Wien, 2000.
- Stowers, D., (2000), Making the leap, in: Energy and Power Risk Management, Heft 20, 2000, S. 20-21.
- Szyperski, N., (1980), Informationsbedarf, in: Grochla, E. (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 2.Auflage, Stuttgart, 1980, Sp. 904-913.
- Terstege, U., (1995), Optionsbewertung: Möglichkeiten und Grenzen eines präferenz- und verteilungsfreien Ansatzes, Wiesbaden, 1995.
- Thoma, M., (2000), Kooperation bei Handel, Vertrieb und Marketing im Rhein-Main, Neckargebiet, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, 2000, S. 326.328.

- Tietz, B., (1982), Die Werbung: Handbuch der Kommunikations- und Werbewirtschaft, Band 1, Landsberg a. Lech, 1982.
- Titzrath, B., Scholtissek, S., (2000), eCommerce: Neue Chancen im Energiewettbewerb, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9, 2000, S. 654-658.
- Trigeorgis, L., (1996), Real Options, London, 1996.
- Turner, D., (1998), Outlook good for weathermen, in: EPRM, Special Report „Weather Risk“, Oktober, 1998, S. 3.
- Vanzetta, J., Vogel, M., (2000), Bilanzkreise, Tagungsunterlagen zur DVG Fachtagung Grid Code 2000, Mai 2000 in Heidelberg, <http://www.dvg-heidelberg.de> (Stand Mai 2000).
- VDEW (1999), Strommarkt Deutschland 1998, Vereinigung deutscher Elektrizitätsversorger (Hrsg.), Frankfurt, 1999.
- VDEW, (1999a), Netzregeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen (Distribution Code), Vereinigung deutscher Elektrizitätsversorger (Hrsg.), Mai 1999.
- VDEW (2000), Strommarkt Deutschland 1999, Vereinigung deutscher Elektrizitätsversorger (Hrsg.), Frankfurt, 2000.
- VDKI (2001), Jahresbericht 2000, Verein deutscher Kohlenimporteure (Hrsg.), Hamburg, 2001.
- Viador, (2000), Viador E-Portal Suite, <http://www.viador.com> (Stand Mai 2000).
- Vitting, T., (2000), Volldampf voraus, Service für Kraftwerke; in: Siemens Power Journal, Heft 2, 2000, S. 17-19.
- VV 2, (1999), Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13. Dezember 1999, <http://www.dvg-heidelberg.de> (Stand 01.01.2001).
- Voß, S., Gutenschwager, K. (2001), Informationsmanagement, Berlin, Heidelberg, 2001.
- Wall, F., (1996), Organisation und betriebliche Informationssysteme, Wiesbaden, 1996.
- Warnecke, H.-J., (1992), Stichwort Automatisierung, in: Frese, E. (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 3. Auflage, Stuttgart, 1992. Sp. 262-280.
- Warwick, D., (1998), Praktische Einsatzmöglichkeiten eines Risikomanagementsystems in EVU, in: 2. Euroforum Fachtagung, Vortragsunterlagen, München, 11.-13. Mai, 1998.
- Weber, M., (1992), Nutzwertanalyse, in: Frese, E., (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, 3. Auflage, Stuttgart, 1992, Sp. 1435-1447.



- Weiss, T., (1995), Black and Scholes für Einsteiger, in: Deutsche Sparkassenzeitung, Heft 199, 1995, S. 4.
- Wiegand, M., (1996), Prozesse organisationalen Lernens, Wiesbaden, 1996.
- Williams, M., (1999), Knowing the score, in: EPRM, Mai 1999, S. 9.
- Willke, H., (1998), Systemisches Wissensmanagement, Stuttgart, 1998.
- Wollnik, M., (1988), Ein Referenzmodell des Informationsmanagements, in: Information Management, Heft 3, 1988, S. 34-43.
- Wunder, R., (1997), Führung und Zusammenarbeit, 2. Auflage, Stuttgart, 1997

**Erklärung gemäß § 10, Abs. 2, Nr. 2 der Promotionsordnung für den Fachbereich  
Wirtschaftswissenschaften der Universität GH Essen vom 05.07.2000**

Hiermit erkläre ich, dass ich die Dissertation selbständig verfasst habe.

Datum

Unterschrift