

**Modell zur Wirtschaftlichkeitsbewertung von Instandhaltungsstrategien bei  
Gasverteilnetzen im regulierten deutschen Gasmarkt**

**Dissertation**

zur Erlangung des Grades

**Doktor-Ingenieur**

der

**Fakultät für Bau- und Umweltingenieurwissenschaften**

der

**Ruhr-Universität Bochum**

vorgelegt von

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Stefan Sanft

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. M. Thewes, Ruhr-Universität Bochum  
Lehrstuhl für Tunnelbau, Leitungsbau und Baubetrieb

Prof. Dr.-Ing. K. Körkemeyer, TU Kaiserslautern  
Fachgebiet Baubetrieb und Bauwirtschaft

Tag der Einreichung: 27.04.2015

Tag der mündlichen Prüfung: 23.09.2015



## Vorwort und Dank

Die vorliegende Arbeit ist als externe Promotion am Lehrstuhl für Tunnelbau, Leitungsbau und Baubetrieb der Ruhr-Universität Bochum entstanden. Bei meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Thewes, bedanke ich mich herzlich für den kontinuierlichen fachlichen Austausch und seine stets freundliche und zugleich nachhaltige Motivation ‚immer am Ball zu bleiben‘.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Karsten Körkemeyer danke ich für die wertvollen ergänzenden Impulse und die Mitwirkung als Gutachter in der Promotionskommission. Herrn Prof. Dr.-Ing. Martin Radenberg danke ich für die Übernahme des Vorsitzes und Frau Prof. Dr.-Ing. Annette Hafner ebenfalls für die Mitwirkung in der Promotionskommission.

Den Mitarbeitern des Lehrstuhls für Tunnelbau, Leitungsbau und Baubetrieb möchte ich besonders für die freundschaftliche Aufnahme am Lehrstuhl danken, bei der man sich stets mehr als interner, denn als externer Promovend fühlte.

Herrn Helmut Schulte danke ich für die wertvollen Diskussionen zu kaufmännisch-regulatorischen Themen und seine konstruktiven Hinweise und Herrn Henning von Vogelsang für die kritische und äußerst sorgfältige Durchsicht meiner Arbeit.

Mein größter Dank gilt meiner Familie, meinen Eltern Elisabeth und Manfred, die mir mein Studium des Bauingenieurwesens ermöglicht haben, meinem Bruder Mario, der mir die ersten Programmierkenntnisse an ‚unserem‘ 386'er vermittelte und ganz besonders meiner Frau Vera und unseren vier Kindern, denen ich zahlreiche Wochenenden und Urlaubstage für das Erstellen dieser Arbeit abringen konnte, für ihr Verständnis und ihre Unterstützung.



# Inhaltsverzeichnis

Vorwort und Dank .....	i
Inhaltsverzeichnis .....	iii
Abbildungsverzeichnis .....	vii
Tabellenverzeichnis .....	xi
Abkürzungsverzeichnis .....	xiv
Kurzfassung .....	xvi
Abstract.....	xvii
1 Einleitung .....	1
1.1 Problemstellung .....	1
1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise .....	2
2 Rehabilitationsstrategien für Infrastrukturnetze .....	5
2.1 Allgemeines.....	5
2.2 Methoden der Instandhaltung.....	7
2.2.1 Vorbeugende Instandhaltung .....	8
2.2.2 Reaktive Instandhaltung.....	9
2.2.3 Zustandsorientierte Instandhaltung .....	9
2.2.4 Risikoorientierte Instandhaltung .....	10
2.3 Vergleich unterschiedlicher theoretischer Modelle .....	12
2.3.1 Modell nach Herz .....	14
2.3.2 Modell des Deutschen Brennstoffinstituts (DBI-GUT Gas- und Umwelttechnik GmbH) .....	19
2.3.3 Modell nach Schmidt.....	21
2.3.4 Modell nach Michalik.....	25
2.3.5 Modell des Rechenzentrums für Versorgungsnetze (RZVN) und der Universität Essen / Duisburg.....	29
2.3.6 Mehrzustandsmodelle zur Instandhaltung.....	34
2.3.7 Modell zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung nach Röttsch .....	41
2.3.8 Modell im DVGW-Arbeitsblatt G 402 (A) und Hinweis G 403 (H) .....	43
2.4 Instandhaltung in anderen Infrastrukturnetzen am Beispiel von Entwässerungssystemen .....	45
2.4.1 Substanzwertstrategie.....	46
2.4.2 Zustandsstrategie.....	47

2.5	Konsequenzen und resultierende Voraussetzungen für das eigene Modell.....	47
2.5.1	Modellerfordernisse durch Gasmarktregulierung .....	47
2.5.2	Resultierende Anforderungen an das eigene Modell .....	49
3	Regulierung von Gasverteilnetzen .....	51
3.1	Allgemeines.....	51
3.1.1	Entwicklung der Gasversorgung in Deutschland.....	51
3.1.2	Liberalisierung der Gasversorgung in Deutschland.....	53
3.1.3	Grundlagen der Energienetzregulierung .....	56
3.2	Internationale Ansätze .....	59
3.2.1	Großbritannien .....	61
3.2.2	Finnland .....	62
3.2.3	Belgien .....	63
3.2.4	Tschechien.....	64
3.2.5	Zusammenfassung der internationalen Ansätze .....	65
3.3	Benchmarking-Methoden .....	66
3.3.1	Data-Envelopment-Analyse (DEA).....	67
3.3.2	Stochastic-Frontier-Analyse (SFA).....	72
3.3.3	Änderungen Effizienzvergleich 2. Regulierungsperiode.....	76
3.4	Regulierung in der deutschen Gasverteilung .....	78
3.4.1	Bestimmung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{dnb,t}$ .....	79
3.4.2	Bestimmung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{vnb,0}$ und der beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{b,0}$ .....	79
3.4.3	Verbraucherpreisindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor .....	81
3.4.4	Volatile Kostenanteile.....	82
3.4.5	Erweiterungsfaktor .....	82
3.4.6	Qualitätselement .....	82
3.5	Effizienzbestimmung .....	82
3.6	Qualitätsregulierung .....	83
3.6.1	Qualitätsregulierung von Gasverteilnetzen in Deutschland.....	84
3.6.2	Qualität im DVGW-Regelwerk.....	87
3.6.3	Bewertungen und Einschätzungen zur Versorgungsqualität .....	92
3.7	Ermittlung der Netzkosten und der Netzentgelte.....	96
3.7.1	Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen .....	99
3.7.2	Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung .....	100
3.8	Weitere Überlegungen zu Investitionen in regulierten Märkten .....	104
4	Eigenes Modell.....	106
4.1	Allgemeines.....	106
4.2	Modellierung der Erneuerungsstrategie im AMT .....	107

4.2.1	Simulationsmodell zur Berechnung der Rehabilitationsstrategie .....	107
4.2.2	Modellierung der Schäden .....	110
4.2.3	Exkurs: Rehabilitationsplanung (Prioritätenliste) .....	112
4.3	Ertragswertberechnung von Erneuerungsstrategien im AMT .....	114
4.3.1	Grundlegende Informationen zur programmtechnischen Umsetzung .....	115
4.3.2	Kalkulatorische und handelsrechtliche Nutzungsdauern .....	118
4.3.3	Berechnung der Abschreibungen und Restwerte .....	121
4.3.4	Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und der Fremdkapitalzinsen.....	125
4.3.5	Berechnung der handelsrechtlichen Kosten.....	127
4.3.6	Abbildung der Effizienzentwicklung.....	127
4.3.7	Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	128
4.4	Effizienzbestimmung im Effizienztool .....	129
4.4.1	Betrachtete Szenarien.....	130
4.4.2	Verwendetes SFA- und DEA-Modell .....	136
4.4.3	Beschreibung der Modell-Grundgesamtheit.....	137
4.5	Verifizierung und Validierung des eigenen Modells.....	139
4.5.1	Verifizierung AMT durch Vergleich mit Ergebnissen aus KANEW .....	140
4.5.2	Verifizierung der Effizienzberechnungen durch Vergleich mit den Ergebnissen aus DEA-Solver und STATA.....	141
4.5.3	Validierung der Ergebnisse des Effizienztools mit den Ergebnissen der BNetzA .....	143
5	Anwendung des eigenen Modells auf einen Beispielnetzbetreiber .....	148
5.1	Allgemeines.....	148
5.2	Vorstellung des Beispielnetzbetreibers .....	148
5.2.1	Rohrnetzbestand.....	148
5.2.2	Lebensdauerannahmen .....	149
5.2.3	Parameter der Schadensprognose .....	149
5.3	Erneuerungsstrategie.....	149
5.3.1	Rehabilitationsraten .....	150
5.3.2	Verlauf der Schadensraten .....	151
5.3.3	Verlauf der Kosten .....	153
5.4	Entwicklung von Effizienz und Kostenstruktur.....	154
5.4.1	Monte-Carlo-Analysen / Sensitivitätsanalyse .....	155
5.4.2	Entscheidungen unter Unsicherheit .....	161
5.4.3	Weitere Erläuterungen zur Szenarioanalyse .....	162
5.4.4	Szenario 1: Schlaffe Konkurrenz (heutige Regulierungsmethodik) .....	163
5.4.5	Szenario 1a: Schlaffe Konkurrenz (alternative Regulierungsmethodik) .....	165

5.4.6	Szenario 2: Schlawfe Konkurrenz – Effizienz+ (heutige Regulierungsmethodik) .....	169
5.4.7	Szenario 2a: Schlawfe Konkurrenz – Effizienz+ (alternative Regulierungsmethodik) .....	170
5.4.8	Szenario 3: Ambitionierte Konkurrenz (heutige Regulierungsmethodik) .....	171
5.4.9	Szenario 3a: Ambitionierte Konkurrenz (alternative Regulierungsmethodik) .....	172
5.4.10	Szenario 4: Ambitionierte Konkurrenz – Effizienz+ (heutige Regulierungsmethodik) .....	173
5.4.11	Szenario 4a: Ambitionierte Konkurrenz – Effizienz+ (alternative Regulierungsmethodik) .....	174
5.4.12	Zusammenfassung der Szenarioanalyse .....	176
6	Alternatives Modell zur Qualitätsregulierung .....	177
6.1	Allgemeines.....	177
6.2	Begriff der Technischen Sicherheit .....	177
6.3	Festlegung des zulässigen Grenzkrisikos .....	178
6.3.1	Grenzschadensrate im Gesamtnetz.....	178
6.3.2	Grenzschadensrate pro Leitungsstrang .....	179
6.3.3	Grenzkrisiko - Klassifizierung der Leckstellen nach G 465-3 .....	180
6.4	Nachweisverfahren zur nachhaltigen Einhaltung des Grenzkrisikos.....	180
6.4.1	Bisherige Ansätze zur Prüfung der Nachhaltigkeit von Erneuerungsstrategien .....	180
6.4.2	Ziele des eigenen Modells .....	183
6.4.3	Eigenes Modell zur Qualitätsregulierung.....	184
6.5	Anwendung auf den Beispielnetzbetreiber.....	187
6.5.1	Ergänzung weiterer Rehabilitationsstrategien .....	188
6.5.2	Prüfen der Nachhaltigkeitskennzahlen .....	190
6.5.3	Prüfung des Modellvorschlags zur Q-Regulierung .....	191
6.5.4	Bewertung der Ergebnisse und Empfehlungen .....	193
7	Fazit .....	195
7.1	Zusammenfassung.....	195
7.2	Ausblick.....	197
8	Literaturverzeichnis .....	198
9	Anlagen.....	208
10	Lebenslauf.....	225

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Instandhaltungsstrategie, -planung und -maßnahmen (aus: DVGW G 403 (H), 2012, [45]).....	5
Abbildung 2: Grundlegende Methoden der Instandhaltung (nach Herz und Bauer [68]) .....	7
Abbildung 3: Abbau des Abnutzungsvorrates (aus: [50], S.6).....	9
Abbildung 4: Maßnahmen der Instandhaltung (aus: [40]) .....	10
Abbildung 5: Beispielhafte Darstellung von Betriebsmitteln im Rahmen der risikoorientierten Instandhaltung (aus: [97]).....	11
Abbildung 6: Risikoorientierte Instandhaltung nach Kornatz [79].....	12
Abbildung 7: Competing-Risks-Modell und Mehrzustandsmodell (aus: [58]).....	14
Abbildung 8: Lebensdauer- bzw. Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion nach Herz.....	15
Abbildung 9: (kumulierte) Verteilungsfunktion nach Herz .....	16
Abbildung 10: Überlebensfunktion nach Herz .....	16
Abbildung 11: Ausfallratenfunktion nach Herz .....	17
Abbildung 12: Ermittlung des Instandhaltungsbedarfs mit dem Ansatz DBI-GUT (aus: [87]) .....	20
Abbildung 13: Verhalten bei unterschiedlichen Schadensfunktionen in BEROS .....	20
Abbildung 14: Prognose der kumulierten Barwerte als Funktion der Rehabilitationsrate (inkl. Schadenskosten), aus: [101] .....	24
Abbildung 15: Entwicklung der Rohrschadensrate in Abhängigkeit von der Rehabilitationsrate für eine Beispielstadt (aus: [101]).....	25
Abbildung 16: Bestimmung der optimalen Nutzungsdauer mit Optnet (aus: [8]).....	26
Abbildung 17: Empirische Ausfallfunktion mit analytischer Näherung durch eine Weibullfunktion für die Betriebsmittelgruppe Stahlleitungen (aus: [110]) ....	32
Abbildung 18: Risiko-Schadensraten-Diagramm aller Leitungsabschnitte, Beispielnetz, 2006 (aus: [110]) .....	33
Abbildung 19: Beispielhafter Verlauf von Schadenshäufigkeit und Dringlichkeit (Risiko) sowie Reparatur- und Investitionskosten (aus: [110]).....	34
Abbildung 20: Zustandsüberlebensfunktionen der einzelnen Zustandsübergänge (beispielhaft) .....	36
Abbildung 21: (Kumulierte) Zustandsüberlebensfunktionen (beispielhaft) .....	36
Abbildung 22: Dichtefunktionen .....	38
Abbildung 23: (Kumulierte) Verteilungsfunktionen .....	38

Abbildung 24: Übergang-Wahrscheinlichkeitsmatrix, beispielhaft für 30 Jahre alten Leitungsabschnitt (gemäß [75]) .....	39
Abbildung 25: Integrales Kanalmanagement (aus: [51]) .....	45
Abbildung 26: Abbau der 'ineffizienten' Kostenanteile im Rahmen der Anreizregulierung (aus: [66]) .....	48
Abbildung 27: Dimensionen der Versorgungsqualität (aus: [67]) .....	49
Abbildung 28: Primärenergieverbrauch in Deutschland in Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE) und Anteile der Energieträger in Prozent (2009); Quelle: BDEW .....	52
Abbildung 29: Gasnetzentwicklung in Deutschland - 1975 bis 2011 in [km]; Quelle: BDEW .....	52
Abbildung 30: Wesentliche Meilensteine im Liberalisierungsprozess der deutschen und der europäischen Gaswirtschaft .....	53
Abbildung 31: Anteile Netzentgelte am Gaspreis 2007 bis 2012 (aus: [24], S.190) .....	55
Abbildung 32: Zusammensetzung Gaspreis für Haushaltskunden (aus: [24], S.238) .....	55
Abbildung 33: Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in Großbritannien (aus: [88], S.6) .....	61
Abbildung 34: CRS- und VRS-DEA-Modell im Ein-Input- und Ein-Output-Fall .....	69
Abbildung 35: NDRS-Modell (inputorientiert) im Ein-Input- und Ein-Output-Fall .....	70
Abbildung 36: Erläuterung zur Stochastic Frontier Analysis (SFA) im Ein-Output- und Ein-Input-Fall .....	73
Abbildung 37: Wirkung der Anreizregulierung .....	80
Abbildung 38: Gesetzliche bzw. normative Verankerung der Versorgungsqualität .....	86
Abbildung 39: Klassifizierung der Wasserverluste (gemäß W 392 [49]) .....	88
Abbildung 40: Schäden an Verteilungsleitungen (aus: [52]) .....	93
Abbildung 41: Entwicklung der Unfälle an Gasrohrleitungen (aus: [18], S.16) .....	93
Abbildung 42: Zusammenfassende Darstellung zur Berechnung der Netzkosten im Basisjahr .....	98
Abbildung 43: Teil 1 – Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens und des betriebsnotwendigen Eigenkapitals .....	102
Abbildung 44: Teil 2 – Aufteilung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals auf Alt- und Neuanlagen .....	103
Abbildung 45: Teil 3 – Berechnung der Eigenkapitalverzinsung .....	104
Abbildung 46: Module des eigenen Modells .....	106
Abbildung 47: Rohrnetzbestand 2009 des betrachteten Beispielnetsbetreibers .....	108
Abbildung 48: Erneuerungen, materialspezifisch, Präventivstrategie (1-5PZ) .....	109

Abbildung 49: Betriebsmittelgruppenspezifische Trendfunktionen der Schadensrate .....	111
Abbildung 50: Schadensprognose, materialspezifisch; präventive Strategie (1-5PZ) .....	111
Abbildung 51: Grafische Darstellung der Prioritätenliste (aus: [98]) .....	113
Abbildung 52: Anlagengruppenliste .....	117
Abbildung 53: Tabellenreiter ‚Menu‘ des Asset Management Tools (AMT) .....	118
Abbildung 54: Beispielhafte Struktur eines Abschreibungs-Tabellenblattes für Bestand im Jahr 2009 .....	121
Abbildung 55: Abschreibungen aus Neuinvestitionen für eine Beispiel- Rehabilitationsstrategie .....	122
Abbildung 56: Struktogramm - Berechnung Abschreibungen und Restwerte .....	123
Abbildung 57: Beispielhafte Ergebnisdarstellung der kalkulatorischen und handelsrechtlichen Abschreibungen eines Beispielnetzbetreibers ohne Ersatzinvestitionen .....	124
Abbildung 58: Beispielhafte Ergebnisdarstellung der Restwerte des Anlagevermögens eines Beispielnetzbetreibers ohne Ersatzinvestitionen .....	124
Abbildung 59: Kalkulatorische Eigenkapitalentwicklung des Beispielnetzbetreibers .....	126
Abbildung 60: Entwicklung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung des Beispielnetzbetreibers .....	126
Abbildung 61: Einflussfaktoren auf mögliche Szenarien .....	131
Abbildung 62: Betrachtete Szenarien mit Bezeichnungen und Angabe des zuständigen Tools (AMT / Effizienztool) .....	132
Abbildung 63: Kostenabbau (kalkulatorisch, TOTEX) des betrachteten Unternehmens bei Anwendung der grenzwertigen Erneuerungsstrategien (2010 bis 2030) aus AMT .....	133
Abbildung 64: Annahme zum Abbau der ineffizienten (beeinflussbaren) Kostenanteile ..	134
Abbildung 65: Effizienzverteilung im verwendeten Datenpool für das Basisjahr 2006 .....	135
Abbildung 66: Größenverteilung (ohne Ausreißer) Netzlänge / Ausspeispunkte in der Netzbetreiberdatenbank .....	138
Abbildung 67: Größenverteilung (ohne Ausreißer) Versorgte Fläche / Ausspeispunkte in der Netzbetreiberdatenbank .....	138
Abbildung 68: Vergleich der Rehabilitationsrate aus KANEW mit eigenem Modell .....	140
Abbildung 69: Vergleich der Schadensrate aus KANEW mit eigenem Modell; Nichts- Tun-Strategie; exponentieller Funktionstyp .....	141

Abbildung 70: Vergleich der Ergebnisse des eigenen Modells (FRONTIER) mit STATA (Beispieldatensatz aus der 4. Regulierungsperiode, 1PZ-Strategie, Szenario 1) .....	142
Abbildung 71: Angesetzte Effizienzentwicklung im Szenario 1 (Abbau in 14 Jahren) und Vergleich mit den Effizienzwerten im Vereinfachten Verfahren .....	145
Abbildung 72: Kostenabbau (kalkulatorisch, TOTEX) und Ansätze in Monte-Carlo-Analyse (beispielhaft gemäß Anlage 2) .....	146
Abbildung 73: Rehabilitationsraten .....	150
Abbildung 74: Erneuerungen, materialspezifisch, Zustandsstrategie (1PZ).....	151
Abbildung 75: Entwicklung der Schadensraten.....	151
Abbildung 76: Entwicklung der Schäden, materialspezifisch, 0PZ.....	152
Abbildung 77: Kostenentwicklung - Vergleich der drei alternativen Erneuerungsstrategien; inkl. Darstellung der Funktionsverläufe OHNE Berücksichtigung der Kosten aus Schäden (0PZ_OS; 1PZ_OS; 1-5PZ_OS).....	153
Abbildung 78: Zufallsfaktor für Kostenabbau in Monte-Carlo-Simulation $N(\mu=1, \sigma=0.25)$ -verteilt .....	155
Abbildung 79: Häufigkeitsverteilung der beeinflussbaren Kosten $KA_{b,t}$ eines beispielhaften Netzbetreibers im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse .....	157
Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Effizienz des betrachteten Beispielnetzbetreibers .....	157
Abbildung 81: Normierte Ergebnisverläufe (abgezinst) der drei betrachteten Rehabilitationsstrategien im Szenario 1 (Ansatz mit unterschiedlichen handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern).....	166
Abbildung 82: Normierte Ergebnisverläufe (abgezinst) der drei betrachteten Rehabilitationsstrategien im Szenario 1a (Ansatz mit unterschiedlichen handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern).....	167
Abbildung 83: Eigener Modellvorschlag zur Qualitätsregulierung.....	185
Abbildung 84: Rehabilitationsraten .....	189
Abbildung 85: Schadensratenentwicklungen .....	189
Abbildung 86: Substanzwertentwicklung bei den unterschiedlichen Strategien.....	190
Abbildung 87: Entwicklung des Nachhaltigkeitskennwertes nach Schlicht / Heyen bei den unterschiedlichen Strategien .....	191
Abbildung 88: Ertragswertquotienten im Szenario 'Schlafte Konkurrenz - Effizienz+' .....	192
Abbildung 89: Ertragswertquotienten im Szenario 'Schlafte Konkurrenz - Effizienz+' - Alternative Regulierungsmethodik .....	193

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verwendete Weibullparameter im Beispiel (gemäß [75]) .....	37
Tabelle 2: Mitglieder CEER 2013 (Quelle: <a href="http://www.energy-regulators.eu">http://www.energy-regulators.eu</a> ) und Anzahl der Verteilnetzbetreiber (DSOs); NA = non available .....	60
Tabelle 3: Vergleich der Effizienzvergleichsparameter 2008 und 2013 .....	77
Tabelle 4: Richtwerte Schadensraten gemäß DVGW W 400-3 [48] .....	88
Tabelle 5: Überprüfungszeitraum Gaslecksuche G 465-1 [41] .....	90
Tabelle 6: Parameter der Herzfunktion (optimistischer Lebensdaueransatz).....	109
Tabelle 7: Austauschbeziehungen im Rahmen von Erneuerungen .....	109
Tabelle 8: Durchschnittliche Kosten von Erneuerungen und Erweiterungen .....	109
Tabelle 9: Faktoren für die polynomiale Schadensfunktion.....	110
Tabelle 10: Nutzungsdauern in Gasnetzentgeltverordnung [21] beziehungsweise in den AfA-Tabellen des Bundesfinanzministeriums [12] .....	120
Tabelle 11: Eigene Ansätze zu den Nutzungsdauern .....	120
Tabelle 12: Korrelationsanalyse der Effizienzwerte DEA und SFA (eigenes Modell – zufällig gewählte Beispieldatensätze aus Monte-Carlo-Analyse).....	143
Tabelle 13: Vergleich der Effizienzwerte der BNetzA mit eigenem Modell (1. Regulierungsperiode) .....	144
Tabelle 14: Vergleich der Effizienzwerte der BNetzA mit eigenem Modell (2. Regulierungsperiode) - Ineffizienzabbau in 14 Jahren im eigenen Modell.....	144
Tabelle 15: Vergleich Effizienzentwicklung Monte-Carlo-Analyse mit ‚starrem‘ Verlauf (Szenario 1) .....	146
Tabelle 16: Parameter der Herzfunktion (pessimistischer Lebensdaueransatz) .....	149
Tabelle 17: Effizienzwerte Monte-Carlo-Analyse im Szenario 1 ‚Schlafte Konkurrenz‘ in Prozent .....	158
Tabelle 18: Effizienzwerte Monte-Carlo-Analyse im Szenario 2 ‚Schlafte Konkurrenz – Effizienz+‘ in Prozent .....	159
Tabelle 19: Effizienzwerte Monte-Carlo-Analyse im Szenario 3 ‚Ambitionierte Konkurrenz‘ in Prozent .....	160
Tabelle 20: Effizienzwerte Monte-Carlo-Analyse im Szenario 4 ‚Ambitionierte Konkurrenz – Effizienz +‘ in Prozent.....	160
Tabelle 21: Ertragswerte im Szenario 1 (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2.....	163

Tabelle 22: Ertragswerte im Szenario 1 (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2 .....	164
Tabelle 23: Ertragswerte im Szenario 1a (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2.....	168
Tabelle 24: Ertragswerte im Szenario 1a (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2 .....	168
Tabelle 25: Ertragswerte im Szenario 2 (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2.....	169
Tabelle 26: Ertragswerte im Szenario 2 (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2 .....	170
Tabelle 27: Ertragswerte im Szenario 2a (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2.....	170
Tabelle 28: Ertragswerte im Szenario 2a (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2 .....	171
Tabelle 29: Ertragswerte im Szenario 3 (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2.....	171
Tabelle 30: Ertragswerte im Szenario 3 (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2 .....	172
Tabelle 31: Ertragswerte im Szenario 3a (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2.....	173
Tabelle 32: Ertragswerte im Szenario 3a (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2 .....	173
Tabelle 33: Ertragswerte im Szenario 4 (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2.....	174
Tabelle 34: Ertragswerte im Szenario 4 (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2 .....	174
Tabelle 35: Ertragswerte im Szenario 4a (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2.....	175
Tabelle 36: Ertragswerte im Szenario 4a (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2 .....	175

---

Tabelle 37: Parameter der Herzfunktion für den 0-8PZ-Ansatz .....	188
Tabelle 38: Parameter der Herzfunktion für den 0-5PZ-Ansatz .....	188

## Abkürzungsverzeichnis

AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
AMT	Asset Management Tool (vgl. Abschnitt 4.1)
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CAPEX	Capital Expenditures (Kapitalkosten)
DEA	Data-Envelopment-Analyse
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung)
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GIS	Geografisches Informationssystem
HGB	Handelsgesetzbuch
KKS	Kathodischer Korrosionsschutz
OPEX	Operating Expenditures (Betriebskosten)
PE	Polyethylen (Rohrwerkstoff und Umhüllungswerkstoff)
PVC	Polyvinylchlorid (Rohrwerkstoff)

---

RIIO-Modell	Neues englisches Regulierungsmodell (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs)
SFA	Stochastic-Frontier-Analyse
TOTEX	Total Expenditures (Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten)
TNW	Tagesneuwert
TSM	Technisches Sicherheitsmanagement
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
VBA	Visual Basic for Applications
WACC-Methode	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

## Kurzfassung

Zur dauerhaften Sicherstellung eines hohen Niveaus der Versorgungsqualität im Bereich der Gasverteilungsnetze bedarf es technisch sinnvoller Rehabilitationsstrategien. Ein Verzicht auf derartige, technisch sinnvolle Ersatzmaßnahmen wirkt sich zeitlich nicht unmittelbar, aber mittel- bis langfristig, negativ auf den Netzzustand und damit auf die Versorgungsqualität aus.

Seit dem 01.01.2009 erfolgt in Deutschland für Gasnetzbetreiber eine Anreizregulierung. Diese erhöht den Kostendruck auf nicht effiziente Netzbetreiber, da sich die Leistungserbringung an der eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers ausrichtet. Einer negativen Entwicklung der Versorgungsqualität sollte mit der Einführung einer Qualitätsregulierung für Gasverteilnetzbetreiber bis spätestens im Laufe der zweiten Regulierungsperiode (2013-2017) entgegengewirkt werden. Diese ist jedoch bislang nicht umgesetzt worden.

Es wird geprüft, ob die Umsetzung einer technisch sinnvollen Rehabilitationsstrategie, unter den Bedingungen einer Anreizregulierung, wirtschaftlich vorteilhaft ist oder ob die Gefahr besteht, dass notwendige Ersatzinvestitionen ausbleiben und sich der Zustand der Netzinfrastruktur negativ entwickelt. Dazu wird ein Modell entwickelt das alle relevanten technischen und kaufmännisch-regulatorischen Aspekte umfasst.

Anhand einer gekoppelten Analyse aus Szenariotechnik und Monte-Carlo-Simulation werden zukünftige Entwicklungstrends und darüber hinaus individuell unterschiedliches Verhalten aller Netzbetreiber betrachtet. Resultierend erhält man robuste Ergebnisse für die Effizienzentwicklung des Beispielnetzbetreibers.

Im Ergebnis zeigt sich, dass in der Regel der Verzicht auf Ersatzinvestitionen wirtschaftlich vorteilhaft ist. Daraus resultierend droht die Gefahr einer mittel- bis langfristigen Substanzverschlechterung der Netzinfrastruktur. Um dem vorzubeugen, wird ein Vorschlag einer zukunftsorientierten Qualitätsregulierung gemacht. Dieser sieht vor, dass bei Umsetzung einer technisch optimalen Rehabilitationsstrategie ein maximaler Qualitätszuschuss in Höhe von 1 % der Kapitalkosten gewährt wird. Der Vorschlag lehnt sich damit an den Pauschalisierten Investitionszuschlag an, der für die ersten 5 Jahre der Anreizregulierung in den Jahren 2009 bis 2013 beantragt werden konnte.

Für den Beispielnetzbetreiber wird nachgewiesen, dass bei Umsetzung der technisch sinnvollen Strategie unternehmensindividuell definierte Grenzschatensraten und Empfehlungen zu Nachhaltigkeitskennzahlen eingehalten werden und sich gleichzeitig keine Nachteile bei der Wirtschaftlichkeit ergeben, wenn der Qualitätszuschuss langfristig gewährt wird.

Eine vollständige Verallgemeinerung der Ergebnisse dieser Arbeit wird wesentliche Informationen erfordern, die nur der Regulierungsbehörde vorliegen.

## Abstract

To ensure a permanent high level of quality of supply in the field of gas distribution network, it requires technically useful rehabilitation strategies. A renunciation of such technically wise replacement activities does not have an effect immediately, but in the medium to long term, it has a negative impact on the state of the network and hence on the quality of supply.

Since the 01.01.2009 an incentive regulation for gas network operators in Germany has been carried out. This increases the pressure of cost on inefficient network operators, as they align the rendering of performance with an efficient and structurally comparable network operator. A negative development of the quality of supply should be countered with the introduction of a quality regulation for gas distribution network operators within the second regulatory period (2013-2017). This has however not yet been implemented.

An examination is initiated to find out if the implementation of a technically useful rehabilitation strategy under conditions of an incentive regulation is economically advantageous or whether there is a risk that required replacement investments are failed to be given causing the state of the network infrastructure to evolve negatively. In order to do this a model is developed which includes all relevant technical and commercial regulatory aspects. Future development trends and also the behavior of all network operators which are individually different is taken into consideration based on a coupled analysis using scenario technology and Monte-Carlo simulation. The outcome is that you receive robust results about the development of efficiency of one network operator used as example.

In general you come to the conclusion that doing without replacement investments is of advantage from an economic point of view. As a result of this, there is a risk of a medium to long-term substance deterioration of the network infrastructure. In order to prevent this from happening, a proposal for a future oriented quality regulation is being made. This specifies that a maximum quality grant of 1 % of the capital costs is granted when implementing a technically optimal rehabilitation strategy. The proposal is based on lump-sum investment allowances, which had been requested for the first 5 years of the incentive regulation and had been applied during the years 2009-2013.

Implementing the technically useful strategy to an example network operator has proven that company individually defined marginal damage rates and recommendations to sustainability figures are met and at the same time there are no disadvantages to the economic viability if the subsidy for quality is granted in the long term.

A complete generalization of the results of this work will require essential information that is only available to the regulatory authority.



# 1 Einleitung

## 1.1 Problemstellung

Seit dem 01.01.2009 unterliegen die Gasverteilnetzbetreiber in Deutschland einer Anreizregulierung. Dazu wurde der Bereich der Gasverteilung aus den ehemals ‚vertikal integrierten‘<sup>1</sup> Unternehmen herausgelöst und vom Gasvertrieb getrennt. Erzeugung und Vertrieb des Gases erfolgen in wettbewerblich organisierten Märkten. Der Bereich der Gasverteilung stellt hingegen ein natürliches Monopol dar, das einer entsprechenden Regulierung bedarf. Der Gasverteilnetzbetreiber muss anderen Vertrieben diskriminierungsfrei die Durchleitung durch das Gasnetz ermöglichen.

Die dazu eingeführte Anreizregulierung der Gasverteilnetze ist in Deutschland so gestaltet, dass sich die Leistungserbringung an der eines „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ orientiert (siehe EnWG [15], § 21). Ein nicht effizienter Netzbetreiber muss daher in einem festgelegten Rahmen seine Kosten reduzieren. Dabei besteht die Gefahr, dass dies auch zu Lasten der Versorgungsqualität geschieht. Dazu heißt es im Bericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) nach § 112a Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung [22], S. 14:

*„Ein wesentlicher Focus der Anreizregulierung liegt auf der Hebung von Effizienzpotenzialen bei den regulierten Netzbetreibern. Das System darf dabei allerdings die Durchführung erforderlicher Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen nicht beeinträchtigen. Eine eindimensionale Konzentration im Sinne einer Kostenminimierung um jeden Preis ist nicht zielführend, da sie mittelfristig zu einer Beeinträchtigung der Zuverlässigkeit der Netze führen könnte. Auch aus diesem Grund wurde das Qualitätselement in die ARegV aufgenommen (§ 19 ARegV).“*

Der Gefahr der Kosteneinsparung durch Verzicht auf erforderliche Ersatzinvestitionen wird in der Anreizregulierungsverordnung [19] also durch Berücksichtigung der Qualität in Form eines Qualitätselementes begegnet. Bei Nachweis einer guten Qualität erhält der betreffende Netzbetreiber einen Bonus, bei schlechter Qualität einen Malus. Die Einführung der Qualitätsregulierung sollte für Gasverteilnetze spätestens im Laufe der zweiten Regulierungsperiode (2013-2017) erfolgen, sofern der zuständigen Behörde (Bundesnetzagentur) hinreichend belastbare Daten vorliegen.

Dadurch, dass die Qualitätsregulierung aber bislang nicht eingeführt worden ist und sich eine Einführung derzeit auch nicht abzeichnet, steht zu befürchten, dass es bei Netzbetreibern zu den vermuteten Kosteneinsparungen zu Lasten der Qualität kommen könnte. Aus dem oben zitierten Bericht der BNetzA ergibt sich auch, dass derartige Kosteneinsparungen durch Verzicht auf Ersatzinvestitionen erst mittelfristig zu wahrnehmbaren Qualitätseinbußen führen werden. Insofern reicht eine vergangenheitsorientierte Betrachtung (z.B. durch Abfrage von vergangenheitsorientierten,

---

<sup>1</sup> Vertikal integriertes Unternehmen: Gasversorgungsunternehmen, das mindestens die Wertschöpfungsstufen Vertrieb und Verteilung beinhaltet hat

qualitätsbeschreibenden Kennzahlen) nicht aus, sondern die Entwicklung des Netzzustandes muss unter Ansatz möglicher Instandhaltungsstrategien in Form einer geeigneten Simulation entsprechend prognostiziert werden, da die Instandhaltungskosten sofort, der Instandhaltungsnutzen verzögert entstehen.

Gasverteilnetzbetreiber müssen ihre Netze gemäß der allgemein anerkannten Regeln der Technik betreiben. Das EnWG setzt die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik voraus, wenn das Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) eingehalten wird. Hierzu gibt es auch zur Instandhaltung von Gasverteilnetzen entsprechende technische Regeln (z.B. G 402 [40], G 403 [45]), die die Formulierung unternehmensindividueller Qualitätsmaßstäbe einfordern. Allgemeingültige Qualitätsmaßstäbe (z.B. Grenzschadensrate) gibt es im Bereich der Gasverteilung nicht.

Sowohl in den Regelwerken als auch in den verfügbaren Modellen zur Simulation des Alterungsprozesses und der Instandhaltung von Gasverteilnetzen sind regulatorische Aspekte nicht vollumfänglich abgebildet. Eine Aussage zur Wirtschaftlichkeit einer Erneuerungsmaßnahme ist nicht ohne weiteres möglich, da sich auch das Verhalten der anderen Netzbetreiber auf die Wirtschaftlichkeit auswirken kann.

Es stellen sich folgende Fragen:

- Werden Netzbetreiber technisch sinnvolle Erneuerungsmaßnahmen auch im Umfeld der Anreizregulierung durchführen? Ist die technisch sinnvolle Rehabilitationsstrategie auch wirtschaftlich optimal?
- An welchen Qualitätsmaßstäben ist die ‚technisch sinnvolle‘ Rehabilitationsstrategie auszurichten?
- Wie kann dann ein Anreiz geschaffen werden, dass die technisch sinnvolle Rehabilitationsstrategie wirtschaftlich wird?

## 1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Ein Ziel der Arbeit ist die Implementierung eines Werkzeugs, mit dem sich der Alterungsprozess und damit die Qualitätsentwicklung prognostizieren lassen. Gleichzeitig soll das Werkzeug die korrespondierende Berechnung des Ergebnisses aus der Gewinn- und Verlustrechnung des untersuchten Gasverteilnetzbetreibers im Simulationszeitraum ermöglichen. Dabei soll auch die Effizienzentwicklung bei Wahl einer bestimmten Rehabilitationsstrategie robust abgeschätzt und im Modell berücksichtigt werden.

Zunächst ist dazu zu prüfen, ob bereits Modelle vorliegen, deren Einsatz (zumindest teilweise) zur Lösung der vorgegebenen Problemstellung sinnvoll ist. Bei Bedarf sollen die Modelle so ergänzt werden, dass sie eine Beantwortung der genannten Problemstellung zulassen. Möglicherweise nutzbare Modelle werden in einer für die späteren Anwendungszwecke geeigneten Form implementiert und um notwendige zusätzliche Funktionen ergänzt.

Insbesondere soll die Frage beantwortet werden, ob Rehabilitationsmaßnahmen für einen Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung aus betriebswirtschaftlichem Blickwinkel tragbar sind. Falls dies nicht der Fall ist, soll ein modifiziertes Anreizmodell entwickelt werden, das sicherstellt, dass eine technisch sinnvolle und nachhaltige Rehabilitation durch die Netzbetreiber erfolgt. Dazu kann beispielsweise ein finanzieller Anreiz dienen. In diesem Zusammenhang ist auch zu prüfen, ob die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik alleine sicherstellen kann, dass es zu keiner negativen Qualitätsentwicklung der Netzinfrastruktur kommt.

Im Kapitel 2 werden die Grundlagen zum Aufbau von Rehabilitationsstrategien sowie bisherige Modellansätze zur Alterungssimulation von Gasverteilnetzen beschrieben. Es wird ergänzend die Instandhaltungspraxis in Abwassernetzen vorgestellt. Aus den Erkenntnissen werden am Ende des Kapitels die Anforderungen an das eigene Modell formuliert, die zur Beantwortung der in der Problemstellung aufgeworfenen Fragen erforderlich sind.

Kapitel 3 widmet sich dem Feld der Regulierung von Gasverteilnetzen. Nach einer allgemeinen Einführung werden verschiedene internationale Regulierungsansätze beleuchtet und die Unterschiede insbesondere zum deutschen Gasmarkt beschrieben. Die Effizienzvergleichsmethoden, die in der Regulierung zur Anwendung kommen, das Vorgehen zur Bestimmung der Erlösobergrenzen, die Effizienzbestimmung, die Qualitätsregulierung und schließlich die Bestimmung der Netzkosten und der Netzentgelte werden im Detail vorgestellt.

Aufbauend auf den Beschreibungen in den Kapiteln 2 und 3 wird in Kapitel 4 ein eigenes Modell vorgestellt, das eine Alterungssimulation eines Gasverteilnetzes ermöglicht. Das Modell bildet darüber hinaus die relevanten Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung des Gasverteilnetzbetreibers für jedes Simulationsjahr ab. Daraus lassen sich für alle untersuchten Rehabilitationsstrategien die Ertragswerte bestimmen, indem die jährlichen Ergebnisse in der Gewinn- und Verlustrechnung auf einen Bezugszeitpunkt abgezinst werden. Ein Vergleich der Ertragswerte ermöglicht eine Antwort auf die Frage, welche Rehabilitationsstrategie für einen Netzbetreiber die wirtschaftlich optimale Strategie ist. Dabei wird die Effizienzentwicklung eines untersuchten Netzbetreibers mit simuliert. Dazu wird ein Effizienztool entwickelt, das auf Basis einer (teilweise fiktiven) Netzbetreiberdatenbank die Abschätzung der Effizienzentwicklung, je nach angewandeter Rehabilitationsstrategie, ermöglicht. Um die Durchführung einer Vielzahl von Effizienzanalysen zu erlauben, muss eine automatisierte Effizienzberechnung gewährleistet werden.

Das eigene Modell wird in Kapitel 5 auf einen Beispielnetzbetreiber angewendet. Dabei werden zahlreiche Szenarien betrachtet, die ein unterschiedliches Verhalten der anderen Netzbetreiber unterstellen (z.B. weniger starke bis starke Konkurrenz als Trend). Um auch ein zwischen den Netzbetreibern unterschiedliches Verhalten abzubilden, werden die

Kosten der anderen Netzbetreiber im Rahmen einer Monte-Carlo-Analyse als normalverteilte Zufallsgröße angesetzt. Somit können zahlreiche Zukunftsentwicklungen untersucht und damit besonders robuste Ergebnisse hinsichtlich der Entwicklung des betrachteten Beispielnetzbetreibers erzielt werden.

Wesentliche Zielstellung ist dann, auf dieser Grundlage zu prüfen, ob die Durchführung technisch sinnvoller und nachhaltiger Rehabilitationsstrategien wirtschaftlicher ist, als beispielsweise auf Erneuerungen zu verzichten. Die vergleichende Bewertung erfolgt anhand der errechneten Ertragswerte zu jeder Strategie.

In Kapitel 6 wird ein alternatives Modell zur Qualitätsregulierung entwickelt. Dabei wird der Focus auf eine Zukunftsorientierung gelegt, die eine technisch sinnvolle Netzqualität nachhaltig sicherstellt. Anhand des in Kapitel 5 untersuchten Beispielnetzbetreibers wird der vorgestellte Ansatz zur Qualitätsregulierung auf seine Tauglichkeit geprüft.

Abschließend werden die Ergebnisse in Kapitel 7 zusammengefasst und es wird ein Ausblick gegeben.

## 2 Rehabilitationsstrategien für Infrastrukturnetze

### 2.1 Allgemeines

Die Rehabilitation von Infrastrukturnetzen, hier am Beispiel von Gasverteilungsnetzen, unterteilt sich in eine langfristige Rehabilitationsstrategie (Jahrzehnte), eine mittelfristige Rehabilitationsplanung (Jahre) sowie in kurzfristig umzusetzende Rehabilitationsmaßnahmen (Jahresplanung). Zwischen den einzelnen Ebenen der Rehabilitation (als Bestandteil der Instandhaltung) bestehen Abhängigkeiten und Rückwirkungen (siehe Abbildung 1).

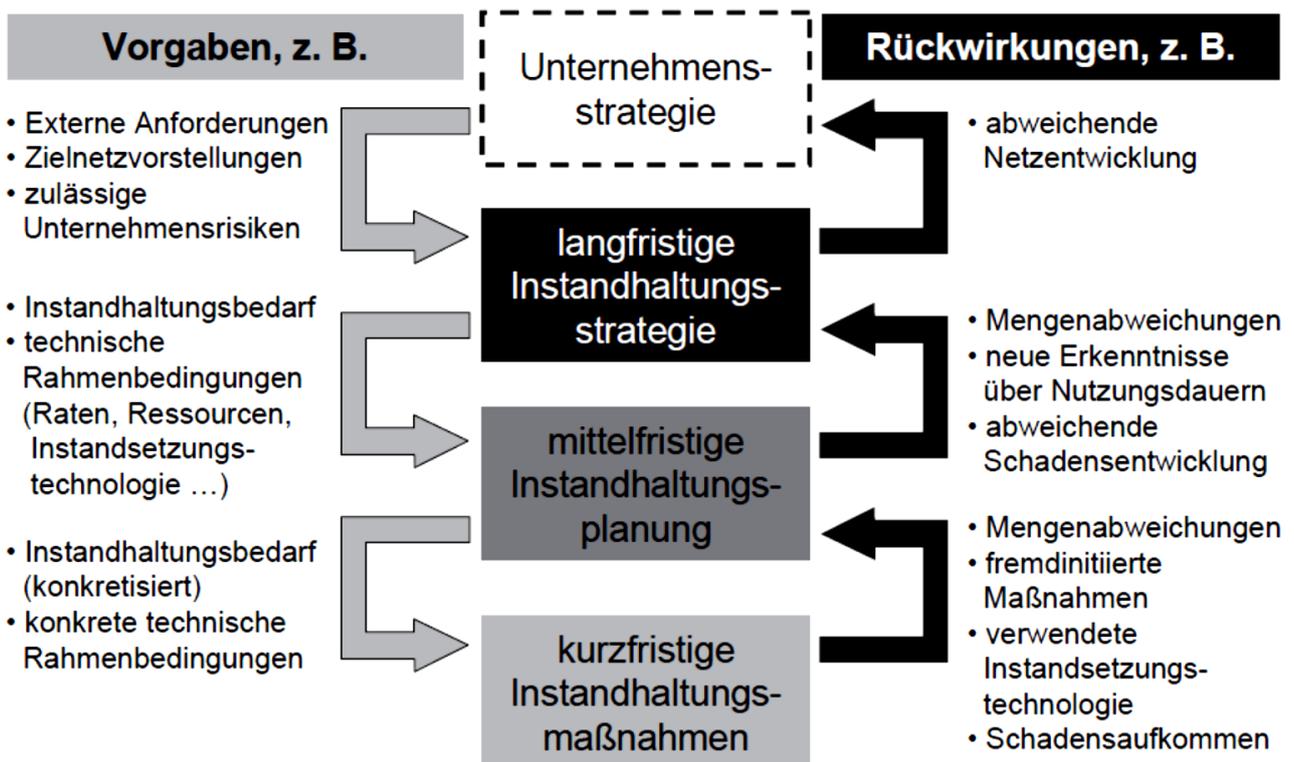


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Instandhaltungsstrategie, -planung und -maßnahmen (aus: DVGW G 403 (H), 2012, [45])

Im Folgenden wird die Ebene der Rehabilitationsstrategie behandelt, also die langfristige Sichtweise der Rehabilitation von mehreren Jahrzehnten. Insbesondere zur Analyse der Auswirkungen der Regulierung auf die Netzqualität ist diese langfristige Betrachtung essentiell, da sich durch Investitionskürzungen im Rahmen der Rehabilitation die Auswirkungen auf die Netzqualität erst mittel- bis langfristig zeigen. Die heutigen Weichenstellungen durch die Regulierung müssen auch zukünftig eine nachhaltige Netzqualität sicherstellen.

Zahlreiche Veröffentlichungen beschäftigten sich in den letzten Jahrzehnten mit dem Thema der Rehabilitation von Infrastrukturnetzen (z.B. [102], [62], [84], [69]). Sie basieren auf unterschiedlichen theoretischen Ansätzen. In Abschnitt 2.2 werden einige dieser Modelle näher vorgestellt.

Es sind zwei grundlegende Vorgehensweisen zu unterscheiden. Einerseits können – beispielsweise zustandsorientiert – die Erneuerungsprioritäten der einzelnen Betriebsmittel bestimmt und diese zu einer Gesamtstrategie aggregiert werden (,Bottom-up-Modelle‘). Ein anderer Ansatz ist der, die Betriebsmittel in Gruppen zusammenzufassen, die über ein (näherungsweise) einheitliches Betriebsmittelverhalten verfügen. Daraus lässt sich dann ebenfalls eine Gesamtstrategie ableiten (,Top-down-Modelle‘).

Die Bottom-up-Modelle haben den wesentlichen Nachteil, dass ein erheblicher Datenaufwand entsteht, da zu jedem einzelnen Betriebsmittel Bestands-, Schadens- und sonstige Zustandsdaten sowie Umgebungsdaten erfasst, gespeichert und weiterverarbeitet werden müssen.

Dazu führt Müller-Syring [87] aus:

*„Die Dokumentation von leitungsabschnittsbezogenen Daten ist ein essentielles Instrument für die Einschätzung eines Gas- bzw. Wassernetzes, verursacht aber je nach Umfang einen erheblichen Pflegeaufwand.“*

Bei geringem Datenbestand zu einzelnen Betriebsmitteln ist es darüber hinaus schwierig, Prognosen anzustellen. Herz und Baur [68] bemerken beispielsweise, dass Trendfunktionen einer Einzelleitung zur Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit eher ungeeignet seien.

Dies bestätigt auch Schmidt [102]:

*„Grundsätzlich sollte die Datenerhebung und Strategierechnung zur Erreichung einer ausreichenden statistischen Sicherheit hinsichtlich der Bewertung der Zustandsveränderung von Anlagen oder Anlagengruppen für einen entsprechenden Mindestbestand durchgeführt werden. Aus diesem Grunde ist es [...] nicht zweckdienlich, Einzelanlagen oder einzelne Leitungsabschnitte zu betrachten. Es wird empfohlen, z.B. Anlagengruppen aus Anlagen zu bilden, die ähnlichen Nutzungsbedingungen unterliegen, ähnliche Eigenschaften [...] aufweisen.“*

Bei den Bottom-up-Modellen wird jedes Betriebsmittel für sich bewertet, wodurch sich der Vorteil ergibt, dass das Modell auch Ergebnisse zur kurzfristigen Rehabilitation (Rehabilitationsmaßnahmen, z.B. Prioritätenliste für Jahresplanung) liefert. Besonders schadensanfällige Betriebsmittel können unmittelbar identifiziert werden.

Hingegen werden bei Top-Down-Modellen einzelne, hinsichtlich ihres Verhaltens ähnliche Betriebsmittel, zu Betriebsmittelgruppen zusammengefasst. Dies können beispielsweise Leitungsabschnitte sein, deren Material, deren Umhüllung, deren Verbindungsarten, usw. ähnlich sind (z.B. Betriebsmittelgruppe ,Stahlleitungen, geschweißt, bituminös umhüllt‘). Die Spezifizierungskriterien können noch weiter ergänzt werden.

Die Anwendung von Top-Down-Modellen entbindet Infrastrukturnetzbetreiber allerdings nicht von der Erfassung und Dokumentation von Daten zu den einzelnen Betriebsmitteln: Durch die Aggregation zu Betriebsmittelgruppen ist nur noch ein ,mittleres‘ Betriebsmittelverhalten ableitbar, das zwar statistisch gute Prognosen des Verhaltens der

Betriebsmittelgruppe ermöglicht, jedoch keine unmittelbare Priorisierung von Rehabilitationsmaßnahmen. Ergibt sich beispielsweise für eine gesamte Betriebsmittelgruppe kein Rehabilitationsbedarf, so können trotzdem einzelne Betriebsmittel unternehmensindividuell gesetzte Grenzwerte (z.B. die maximale leitungsabschnittsbezogene Schadensrate) überschreiten. Im Rahmen einer Untersuchung eines Trinkwassernetzes hat Herz beispielsweise ermittelt, dass in dem untersuchten Netz in einem Zeitraum von 16 Jahren nur 0,8 % der Betriebsmittel 3 oder mehr Schäden aufwiesen. Fast 91 % der Betriebsmittel hatten im Betrachtungszeitraum gar keinen Schaden [68]. Im Mittel werden diese ‚schlechten‘ Betriebsmittel durch ‚gute‘ Betriebsmittel überdeckt. Top-Down-Modelle auf Betriebsmittelgruppenebene liefern daher gute Ergebnisse hinsichtlich der mittel- bis langfristigen Netzentwicklung und des mittel- bis langfristig erforderlichen Instandhaltungsbudgets. Sie müssen aber in der kurzfristigen Sicht um Maßnahmen zur Identifikation einzelner kritischer Betriebsmittel ergänzt werden.

Im Folgenden werden die grundlegenden Methoden der Instandhaltung und einige Modelle zur Rehabilitation vorgestellt. Danach sollen beispielhaft die im Abwasserbereich verwendeten Modelle beschrieben werden, um einen Abgleich zu anderen Infrastrukturen zu ermöglichen.

## 2.2 Methoden der Instandhaltung

Die Anwendungsbereiche der grundlegenden, klassischen Methoden der Instandhaltung – ‚Vorbeugende / präventive Instandhaltung‘, ‚Reaktive Instandhaltung‘ sowie ‚Zustandsorientierte Instandhaltung‘ beziehungsweise aus ihnen resultierende Mischformen – ergeben sich insbesondere durch die Einschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeit von Schadensereignissen und deren Ausmaß (siehe Abbildung 2).

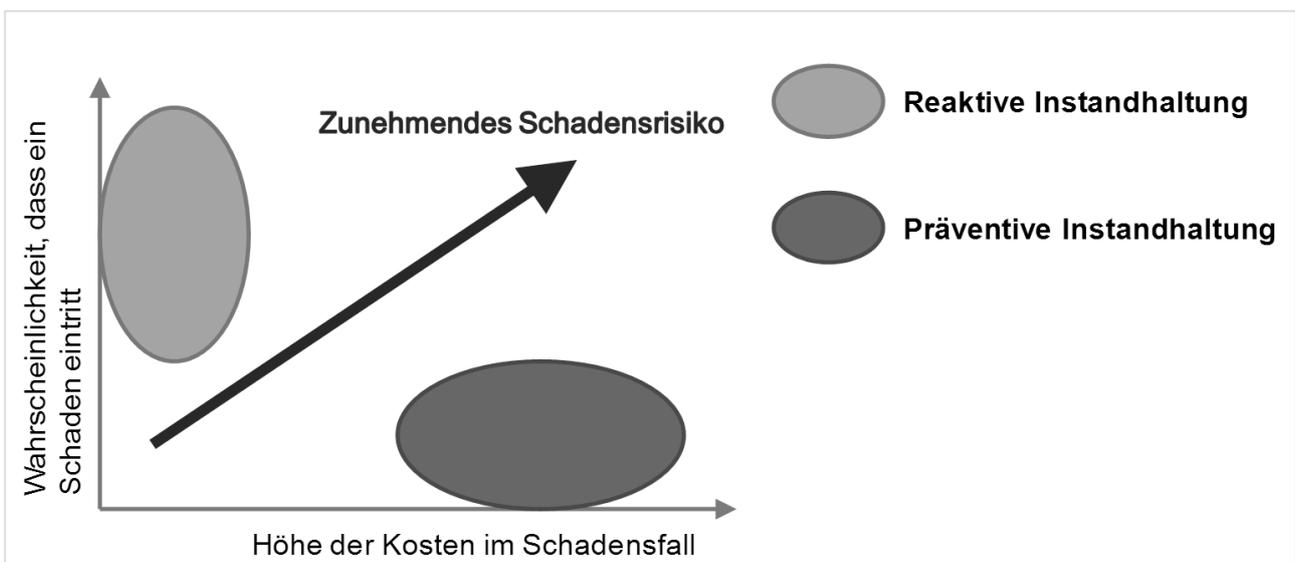


Abbildung 2: Grundlegende Methoden der Instandhaltung (nach Herz und Bauer [68])

In der praktischen Umsetzung werden in der Regel Mischformen anzutreffen sein, da die Infrastrukturnetze so aufgebaut sind, dass Betriebsmittel vieler verschiedener Schadenseintrittswahrscheinlichkeits-Ausmaß-Kombinationen vorliegen. Liegen für alle Betriebsmittel derartige Bewertungen vor, ergibt sich durch Verknüpfung der Schadenseintrittswahrscheinlichkeit mit dem Ausmaß eine risikoorientierte Grundlage für die Instandhaltungsplanung.

Die Anwendung der oben genannten grundlegenden, klassischen Methoden der Instandhaltung führen dazu, dass einerseits ein technisch akzeptabler Zustand erreicht und andererseits auch das Ausmaß – also insbesondere die Folgekosten eines Schadenseintritts – bewertet und begrenzt wird. Betriebsmittel mit gleicher Schadenseintrittswahrscheinlichkeit, aber unterschiedlich bewertetem Ausmaß werden somit anders instandgehalten.

Allerdings beinhalten diese Methoden in der Regel nicht unmittelbar Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer Instandhaltungsmaßnahme. Verschiedene Modelle ermöglichen dies durch Bestimmung eines ‚Optimalen Erneuerungszeitpunktes‘. Darauf wird im Abschnitt 2.3 noch näher eingegangen.

Einen Sonderfall stellt dabei die Lebenszykluskostenrechnung dar, die sowohl Kosten als auch Erlöse über den Zeitraum des Lebenszyklus des Betriebsmittels einbezieht. Diese Methode kann beispielsweise auch zur Herleitung eines ‚Optimalen Erneuerungszeitpunktes‘ herangezogen werden.

### **2.2.1 Vorbeugende Instandhaltung**

Im Rahmen der vorbeugenden oder auch ‚präventiven‘ Instandhaltung werden Betriebsmittel rechtzeitig vor Erreichen der Abnutzungsgrenze – z.B. zeitabhängig – erneuert (siehe Abbildung 3).

Diese Methode der Instandhaltung wird angewendet bei Betriebsmitteln mit hoher Bedeutung, zum Beispiel Transportleitungen, die nicht redundant sind und bei denen ein Ausfall erhebliche Auswirkungen hätte. Beispielsweise sei hier der Ausfall eines großen Industriebetriebs oder einer Vielzahl von Kunden genannt (vgl. Abbildung 2). Auch ein mögliches Schadensereignis mit erheblichen Auswirkungen auf ein sensibles Umfeld um den Schadensort (z.B. Bahntrassen, dichtbesiedelte Wohngebiete, Krankenhäuser, usw.) könnte eine präventive Erneuerung begründen.

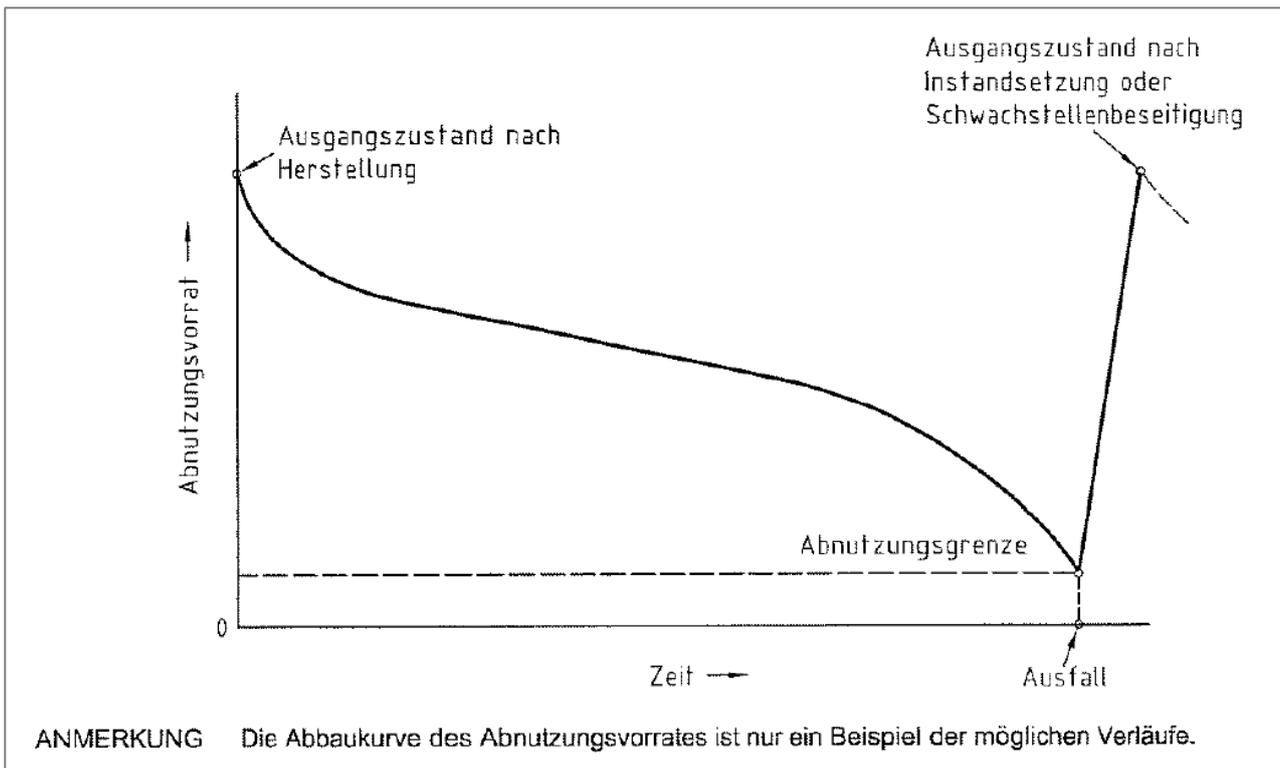


Abbildung 3: Abbau des Abnutzungsvorrates (aus: [50], S.6)

### 2.2.2 Reaktive Instandhaltung

Bei der reaktiven Instandhaltung erfolgt eine Rehabilitation erst, wenn das Betriebsmittel die Abnutzungsgrenze bereits überschritten hat und der Abnutzungsvorrat gleich null ist. Es kommt zu einem Ausfall, und das Betriebsmittel muss zwangsläufig repariert oder rehabilitiert werden (vgl. Abbildung 4). Diese Methode der Instandhaltung kann folglich nur bei Betriebsmitteln angewendet werden, bei denen ein Ausfall bei Schadenseintritt zu keinen wesentlichen Auswirkungen führt. In der Regel sind dies redundante Betriebsmittel.

### 2.2.3 Zustandsorientierte Instandhaltung

Bei der zustandsorientierten Instandhaltung (zum Beispiel bewertet anhand von aufgetretenen Schäden) muss der Abnutzungsvorrat des Betriebsmittels bekannt sein. Es wird eine Abnutzungsgrenze definiert, die einen „vereinbarten oder festgelegten Mindestwert des Abnutzungsvorrates“ [50] angibt. Bei Erreichen dieses Wertes wird das Betriebsmittel rehabilitiert. In Gasverteilungsnetzen kann dieser Wert beispielsweise eine Grenzschadensrate auf einem Leitungsabschnitt sein. Deren Festlegung kann auch wirtschaftliche Kriterien beinhalten, so dass sich ein ‚optimaler Erneuerungszeitpunkt‘ ergibt.

Besondere Herausforderung bei diesem Ansatz ist die genaue Bewertung des Abnutzungsvorrates, insbesondere bei erdverlegten Leitungen. Bei der Definition des Zustandes von Betriebsmitteln im Gasverteilungsnetz über Schäden helfen hier die Ergebnisse der turnusmäßig durchgeführten Lecksuche nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 465-1 (A) [41].

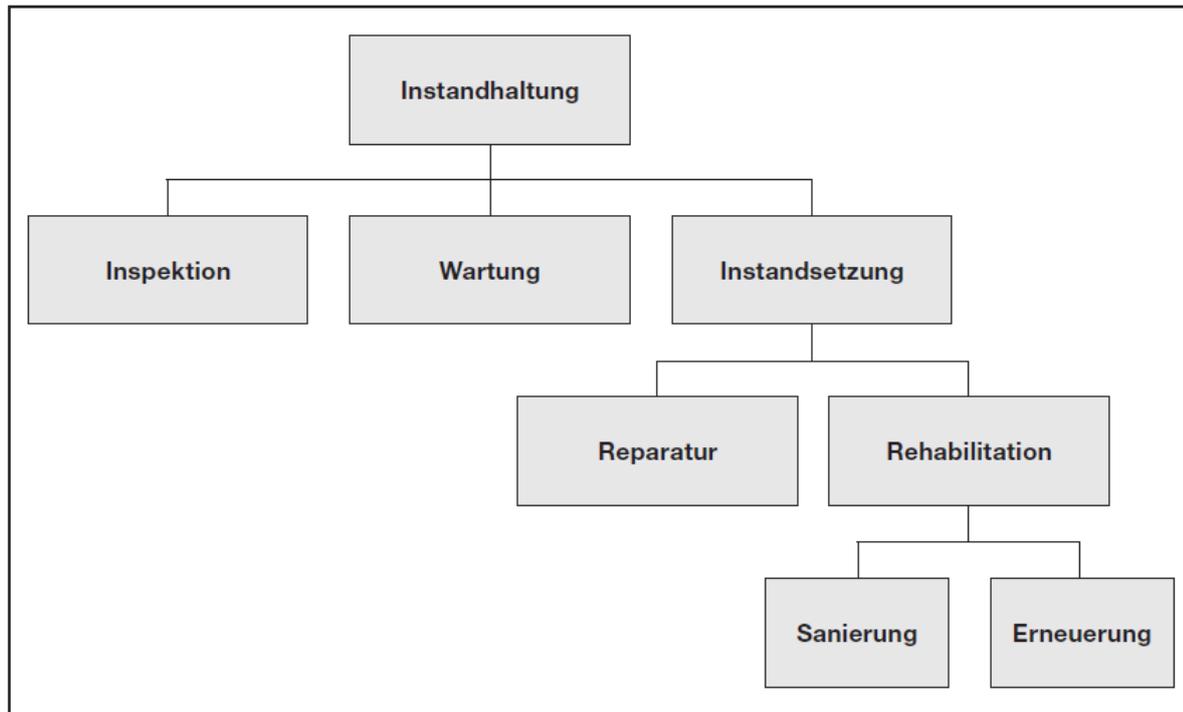


Abbildung 4: Maßnahmen der Instandhaltung (aus: [40])

Eine Sonderstellung im Bereich der zustandsorientierten Instandhaltung von Gasverteilungsnetzen genießen kathodisch gegen Korrosion geschützte Stahlleitungen („aktiver Korrosionsschutz“). Stahlleitungen sind in der Regel passiv gegen Korrosion geschützt. Dazu dient eine Umhüllung des Stahlrohres – früher z.B. mit bitumengetränkten Wickelungen mit Gewebekbahnen aus Jute oder später aus Glasvlies [77]. Seit Ende der 1950’er Jahre wird – mit verschiedenen technischen Entwicklungssprüngen – zur Umhüllung in der Regel Polyethylen verwendet. In der heute verwendeten, letzten Umhüllungsgeneration sind dies 3-schichtige Systeme aus Epoxydharz-Primer, einem Kleber und einem – im Regelfall – aufextrudierten Schlauch aus hochdichtem Polyethylen.

Der kathodische Korrosionsschutz (im Folgenden: KKS) ermöglicht bei Stahlleitungen bereits unmittelbar bei Beginn der Korrosion am Stahlrohr, Fehlstellen in der Umhüllung – z.B. durch mechanische Beschädigungen – festzustellen. Diese können dann gezielt lokalisiert und instandgesetzt werden. Der Abnutzungsvorrat kann durch Messung des Umhüllungswiderstandes zonenweise quantifiziert werden. Weitergehende Informationen finden sich beispielsweise in [40].

#### 2.2.4 Risikoorientierte Instandhaltung

Die risikoorientierte Instandhaltung bewertet die Betriebsmittel einerseits hinsichtlich ihres Ausfallrisikos und andererseits hinsichtlich des Ausmaßes bei Schadenseintritt. Die beiden Dimensionen Schadenseintrittswahrscheinlichkeit und Ausmaß werden multiplikativ zu einem Kennwert – dem Risiko – verknüpft (siehe z.B. [70]). Bedingung ist bei dieser Methode, dass quantitative Informationen zu beiden Dimensionen vorliegen.

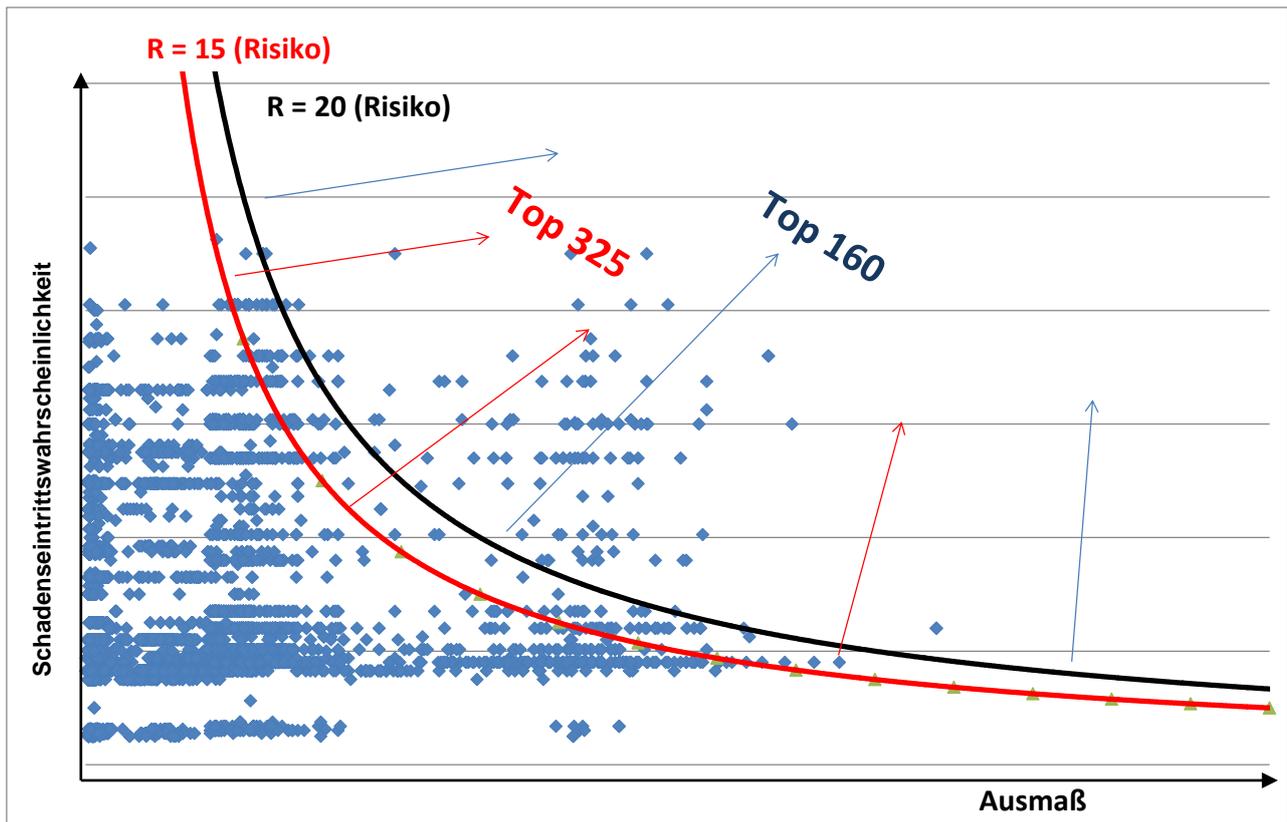


Abbildung 5: Beispielhafte Darstellung von Betriebsmitteln im Rahmen der risikoorientierten Instandhaltung (aus: [97])

Beispielhaft ist in Abbildung 5 das Ergebnis einer Risikobewertung der Betriebsmittel in einem Infrastrukturnetz dargestellt. Es sind auch die Linien gleichen Risikos (Risiko-Isolinien) für das Risiko  $R = 15$  und das Risiko  $R = 20$  eingetragen. Diese Quantifizierung ist beispielhaft zu sehen und entspringt einem realen Praxisbeispiel einer risikoorientierten Instandhaltung. Insbesondere die Betriebsmittel rechts oberhalb der blauen Risiko-Isolinie mit einem Risiko  $R > 20$  („TOP 160“) sind in diesem Beispiel als besonders rehabilitationsbedürftig einzustufen.

Andere Veröffentlichungen zu dieser Methode der Instandhaltung lassen auch die Hinzufügung weiterer Kriterien in der oben erläuterten multiplikativen Verknüpfung zu. Kornatz ergänzt in [79] zusätzlich zu den beiden Dimensionen Schadens Eintrittswahrscheinlichkeit und Ausmaß (Ausfallkosten) noch die ‚Bedeutung im Netz‘. Er teilt die Bewertungsmatrix in drei Zonen ein. Dies ermöglicht, dass auch Betriebsmittel, die über einen hohen Wert in nur einer Dimension (z.B. Schadens Eintrittswahrscheinlichkeit) verfügen, in die kritische Zone rutschen können (siehe Abbildung 6).

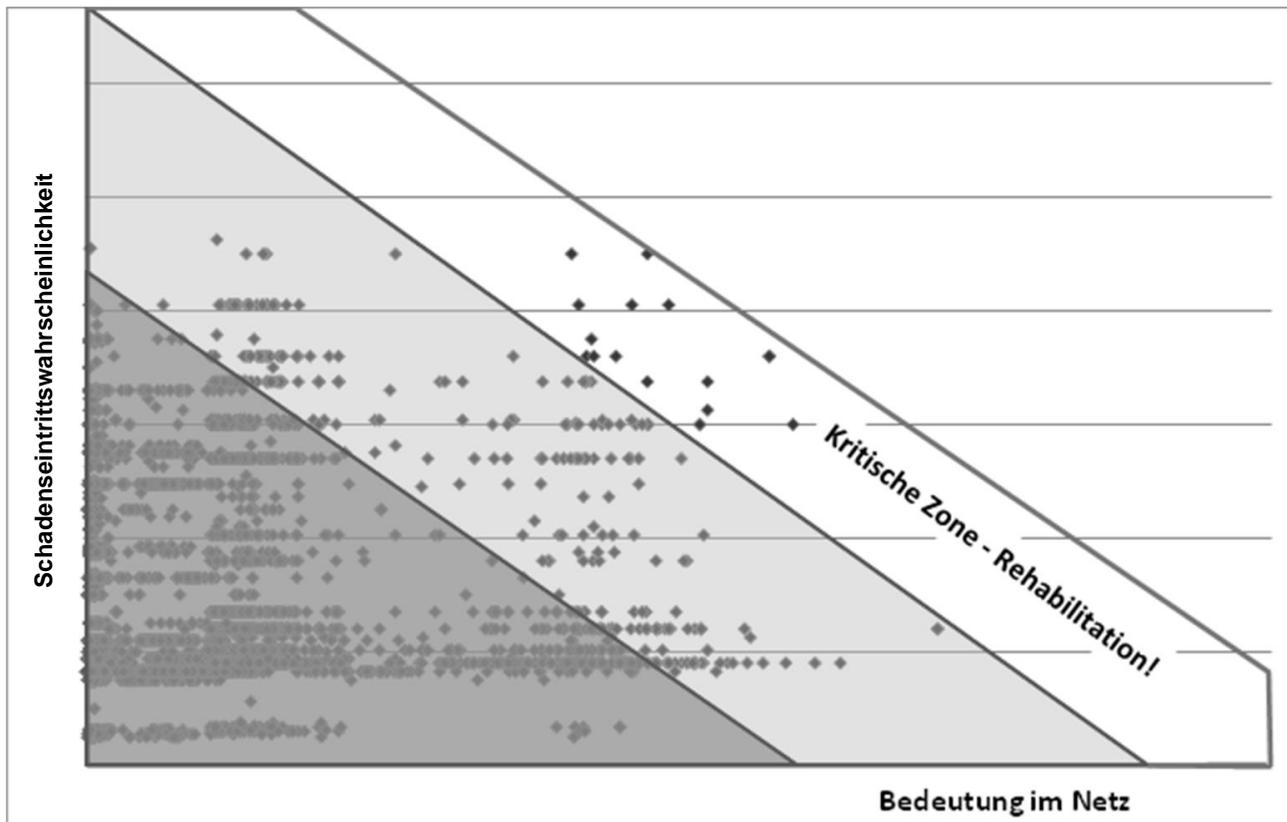


Abbildung 6: Risikoorientierte Instandhaltung nach Kornatz [79]

Einen Sonderfall im Rahmen der risikoorientierten Instandhaltung stellt die sogenannte ‚zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung‘ dar. Hier wird die auch bei Kornatz verwendete Dimension ‚Bedeutung im Netz‘ systematisch und quantitativ einbezogen. Rötsch, Weduwen und Wolters [94] verwenden hierzu beispielsweise eine betriebsmittelspezifische Kennzahl namens ‚Importanz‘, die sich aus einer zuverlässigkeitslogischen Analyse auf Basis hydraulischer Modellrechnungen ergibt. Hierauf wird im Abschnitt 2.3 noch näher eingegangen.

### 2.3 Vergleich unterschiedlicher theoretischer Modelle

Infrastrukturnetze unterliegen einem natürlichen Alterungsprozess. Maßgeblich sind insbesondere auch externe Einflüsse, z.B. Umgebungseinflüsse, wie korrosionsfördernde Böden bei metallischen Leitungen, dynamische Belastungen aus Straßenverkehr, Zerrungen und Pressungen aus Bergbauaktivitäten, usw. sowie auch konstruktive Mängel oder Verlegefehler. Zahlreiche wissenschaftliche Veröffentlichungen haben sich bis heute mit der Simulation des Alterungsverhaltens technischer Objekte im Allgemeinen, aber auch mit der von Infrastrukturnetzen beschäftigt.

Die grundlegenden Zusammenhänge für verschiedene Verteilungen sind beispielsweise in [106] dargestellt. Für die weiteren Ausführungen werden folgende formale Festlegungen getroffen (siehe dazu [58]):

- Die Zeit während der Lebensdauer eines Betriebsmittels wird mit der Variablen  $t$  bezeichnet.

- Der Zeitpunkt des Versagens eines bestimmten Betriebsmittels wird mit  $T$  bezeichnet.
- $T$  sei eine stetige, nicht negative Zufallsvariable mit einer entsprechenden Wahrscheinlichkeitsverteilung (der Ausfall des Betriebsmittels ist also in unterschiedlichen Lebensdauerphasen wahrscheinlicher als in anderen).
- Die Wahrscheinlichkeitsdichte (bei diskreten Verteilungen: Häufigkeitsdichte) oder ‚Lebensdauerfunktion‘ wird bezeichnet mit

$$f_T(t) := f(t) \quad 2.1$$

- Die (kumulierte) Verteilungsfunktion lautet dann

$$F_T(t) := F(t) = P(T \leq t) \text{ für } t > 0 \quad 2.2$$

$P(T \leq t)$  : Wahrscheinlichkeit, dass das betrachtete Betriebsmittel vor dem Zeitpunkt  $t$  ausfällt

- Die Überlebensfunktion lautet

$$S_T(t) := S(t) = 1 - F(t) = 1 - P(T \leq t) \text{ für } t > 0 \quad 2.3$$

- Ferner gilt die Beziehung

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \frac{d(1 - S(t))}{dt} = -\frac{d(S(t))}{dt} \quad 2.4$$

$$\rightarrow S(t) = -\int f(t) dt$$

- Die Ausfallrate oder auch ‚Hazard-Rate‘ ergibt sich zu

$$\lambda_T(t) := \lambda(t) := \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P(t \leq T < t + \Delta t | T \geq t) \quad 2.5$$

Die Ausfallrate beschreibt das infinitesimale Risiko, dass ein Betriebsmittel, das bis zum Zeitpunkt  $t$  nicht ausgefallen war, im nächsten Moment ( $\Delta t$ ) ausfällt.

Es lässt sich folgender Zusammenhang herleiten (vgl. Trujillo [106], S.30):

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{S(t)} \quad 2.6$$

Trujillo [106] hat diese allgemeinen Zusammenhänge für verschiedene Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (oder auch Lebensdauerfunktionen) zusammengestellt. Bei der Bewertung der unterschiedlichen Lebensdauerfunktionen (Gleichverteilung, Normalverteilung, logarithmierte Normalverteilung, Exponentialverteilung, Weibullverteilung, Herzverteilung) kommt Trujillo zu dem Ergebnis, dass sich die Herz-Verteilung in besonderem Maße für die Modellierung des

Alterungsverhalten von Rohrnetzen eigne. Dies im Besonderen, da sie über einen einzigartigen und für sie charakteristischen Verlauf der Ausfallrate verfüge, der dem realen Nutzungsdauerverhalten der unterschiedlichen Betriebsmittelgruppen in Infrastrukturnetzen besonders nahe komme. Daher wird dieser Ansatz im vorgestellten Modell in Abschnitt 2.3.1 näher beschrieben.

In dem oben beschriebenen einfachen Ansatz (Formel 2.1 bis 2.6) gibt es nur die Zustände ‚intakt‘ oder ‚defekt‘. Darüber hinaus gibt es weitere, komplexere Modelle, die beispielsweise die Zustandsübergänge von intakt zu defekt über unterschiedliche Ausfallratenfunktionen für verschiedene Ausfallgründe beschreiben (z.B. Ausfall durch Korrosion, Ausfall durch Fremdverschulden, usw.) – sogenannte Competing-Risks-Modelle [58] oder Modelle mit unterschiedlichen Zuständen (z.B. intakt, drohender Defekt, defekt, usw.) und deren Übergangsfunktionen (Mehrzustandsmodelle, siehe beispielsweise ‚Markov-Ketten‘ in Abschnitt 2.3.6). Diese Modelle sind in Abbildung 7 dargestellt.

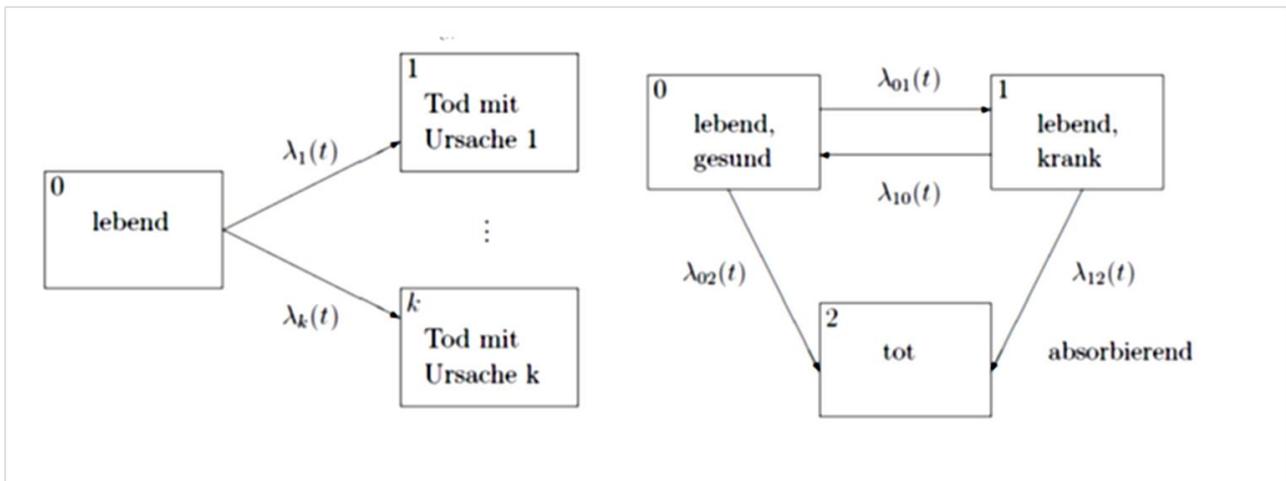


Abbildung 7: Competing-Risks-Modell und Mehrzustandsmodell (aus: [58])

Derartige Modelle werden insbesondere auch im Bereich der Kanal- sowie der Straßeninstandhaltung verwendet, da die Betriebsmittel dort regelmäßig hinsichtlich ihres Zustandes bewertet und somit in unterschiedliche Zustandsklassen eingeteilt werden können (siehe beispielsweise [37] und [76]).

Im Folgenden werden unterschiedliche Modelle – zum Teil basierend auf den oben vorgestellten Grundgedanken und Formelzusammenhängen – näher beschrieben.

### 2.3.1 Modell nach Herz

Das Modell von Herz wurde oben bereits in Grundzügen beschrieben. Herz veröffentlichte diesen Ansatz 1994 [69]. Im Folgenden werden die Lebensdauer- bzw. Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion (Abbildung 8), die (kumulierte) Verteilungsfunktion (Abbildung 9), die Überlebensfunktion (Abbildung 10) und die Ausfallratenfunktion

(Abbildung 11) des Herz-Ansatzes vorgestellt. Im Anschluss daran werden die Parameter und die spezifischen Eigenschaften des Herz-Ansatzes noch näher erläutert.

- Lebensdauerverteilung

$$f(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < c \\ \frac{(a+1)be^{b(t-c)}}{(a+e^{b(t-c)})^2} & \text{für } t \geq c \end{cases} \quad 2.7$$

a: Alterungsfaktor

b: Ausfallfaktor

c: Resistenzzeit, während der keine Ausfälle zu verzeichnen sind

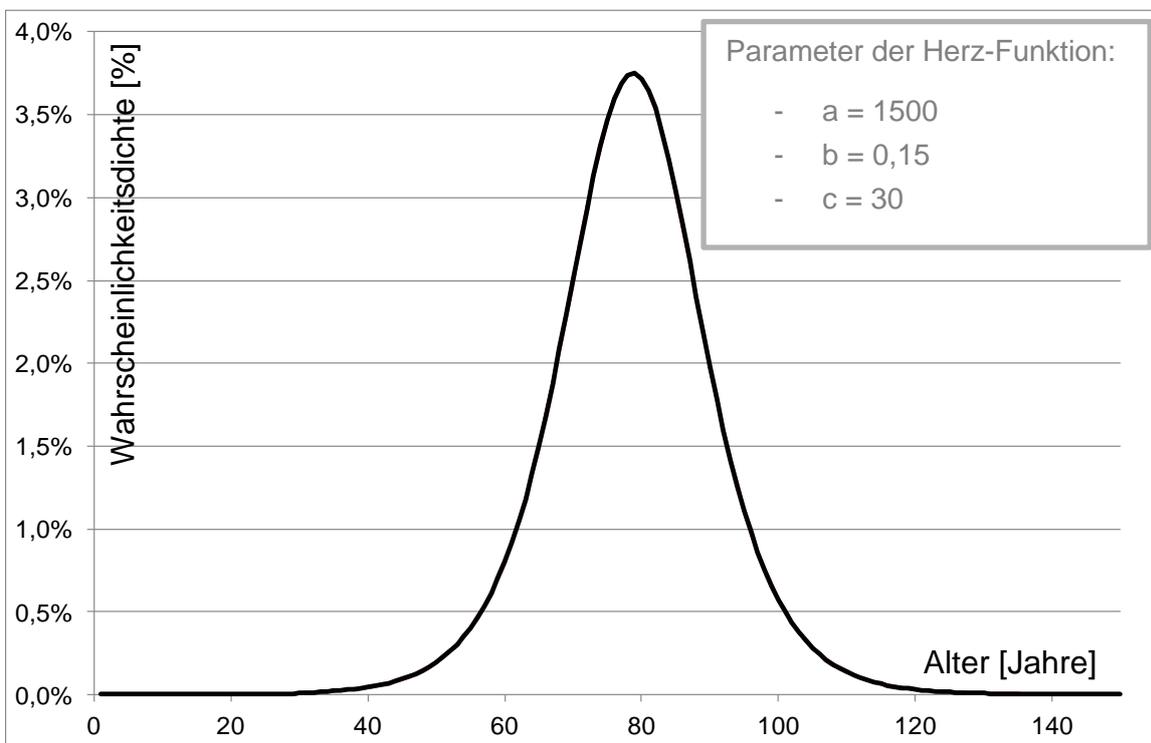


Abbildung 8: Lebensdauer- bzw. Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion nach Herz

- (Kumulierte) Verteilungsfunktion

$$F(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < c \\ 1 - \frac{(a+1)}{a+e^{b(t-c)}} & \text{für } t \geq c \end{cases} \quad 2.8$$

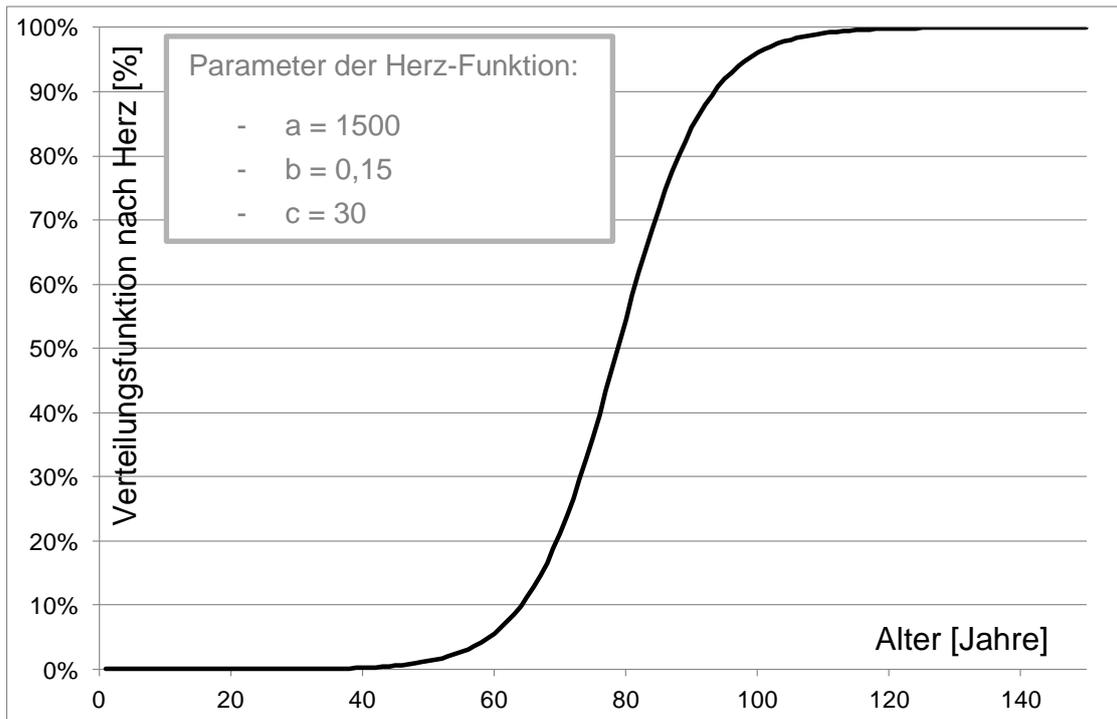


Abbildung 9: (kumulierte) Verteilungsfunktion nach Herz

## - Überlebensfunktion

$$S(t) = \begin{cases} 1 & \text{für } t < c \\ \frac{(a+1)}{a + e^{b(t-c)}} & \text{für } t \geq c \end{cases}$$

2.9

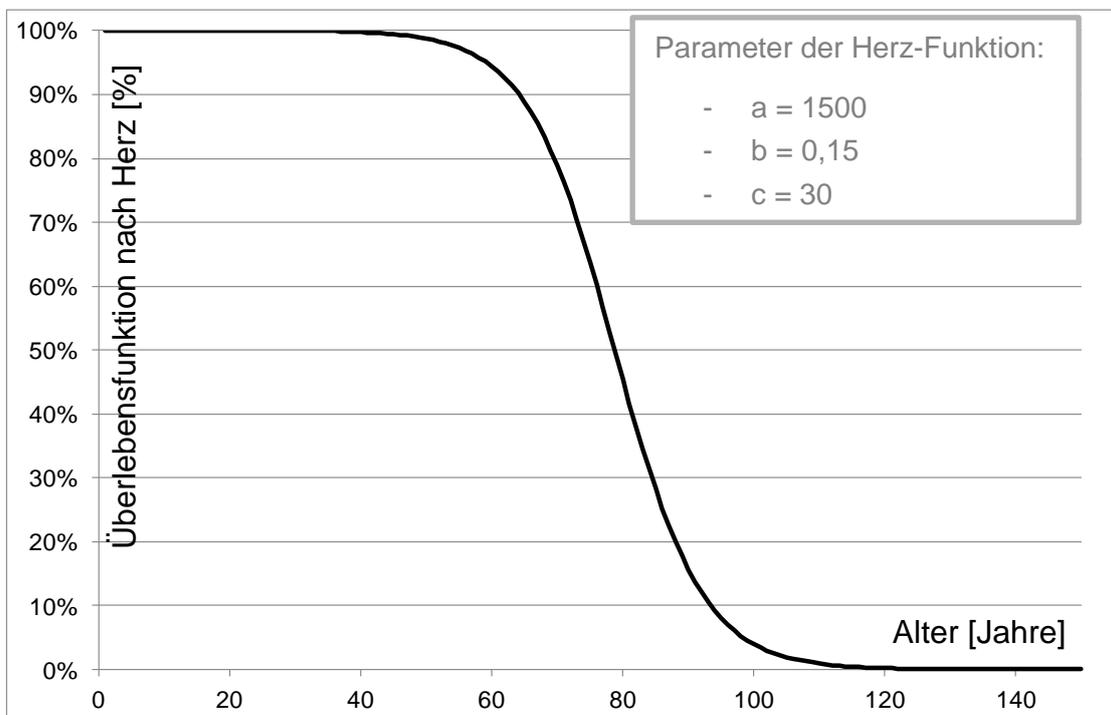


Abbildung 10: Überlebensfunktion nach Herz

## - Ausfallrate

$$\lambda(t) = \begin{cases} 0 & \text{für } t < c \\ \frac{be^{b(t-c)}}{(a + e^{b(t-c)})} & \text{für } t \geq c \end{cases} \quad 2.10$$

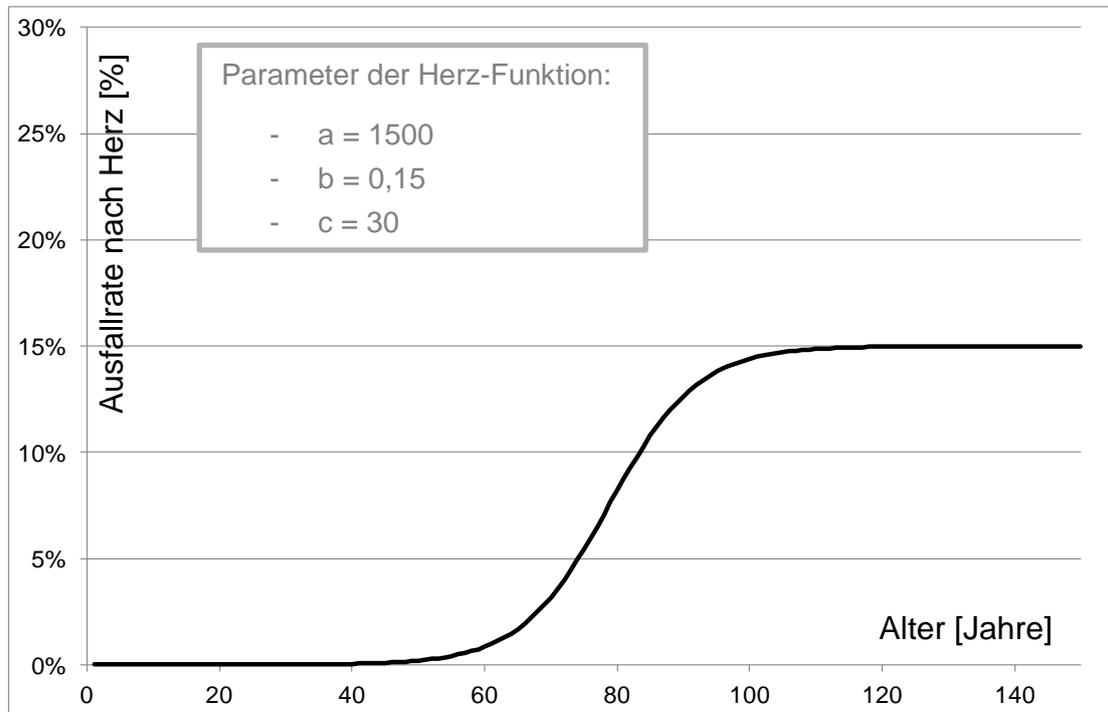


Abbildung 11: Ausfallratenfunktion nach Herz

In [62] finden sich weitergehende Erläuterungen zur Funktionsweise der einzelnen Parameter in der Herz-Funktion. Wird beispielsweise  $a = 0$  gesetzt, entspricht die Herz-Verteilung der Exponentialverteilung (konstante Ausfallrate  $b$ ). Setzt man  $a$  auf einen großen Wert, nähert sich die Verteilung der Normalverteilung an.

Charakteristisch für die Herz-Verteilung ist der Verlauf der Ausfallratenfunktion (siehe Abbildung 11). Nach dem Ablauf der Resistenzzeit  $c$  setzt der Ausfall erster Betriebsmittel ein. Die Ausfallrate nähert sich mit zunehmendem Alter  $t$  asymptotisch dem Parameter  $b$  an (siehe beispielsweise in Abbildung 11:  $b = 0,15$  bzw. 15 %). Dieser Wert entspricht der maximalen Ausfall- bzw. Erneuerungs-/Rehabilitationsrate, die gegen Ende der Nutzungsdauer (theoretisch) erreicht wird. Das asymptotische Auslaufen auf den Parameter  $b$  begrenzt demnach am Ende der Nutzungsdauer die erforderliche Rehabilitationsrate auf einen maximalen Wert. Im Beispiel in Abbildung 11 beträgt dieser Wert 15 %, was bei einem relevanten Ausgangsbestand von z.B. 1000 km dieser Betriebsmittelgruppe 150 km entspräche. Dieser Bereich der Ausfallratenfunktion hat in der Regel aber keinen Einfluss auf die Simulationsergebnisse, da sich der vorhandene Leitungsbestand zu diesem Zeitpunkt bereits deutlich unterhalb dieses Wertes bewegt und er somit praktisch nicht erreicht wird, was sich durch Berechnungsbeispiele einfach

belegen lässt. Die Begrenzung bekommt nur dann praktische Relevanz, wenn der Herz-Ansatz auf ein Netz angewendet wird, in dem erst jahrelang auf Erneuerung verzichtet worden ist. In diesem Fall kann über den Parameter  $b$  das maximal bautechnisch umzusetzende Rehabilitationsvolumen beschränkt werden, da es ansonsten unrealistisch hohe Werte annehmen würde.

Der Ansatz nach Herz entspricht nach Auffassung verschiedener Autoren (siehe beispielsweise [62], [68], [106]) zudem eher dem realen Verhalten einer Betriebsmittelgruppe eines Infrastrukturnetzes, als andere mögliche Verteilungsfunktionen.

Die Herz-Verteilung kann so parametrisiert werden, dass die Ausfallrate einer Betriebsmittelgruppe auf technischen (z.B. zustandsorientiert, basierend auf einer Schadensstatistik), wirtschaftlichen oder sonstigen Vorgaben basiert.

In einer späteren Veröffentlichung [68] gibt Herz weitergehende Hinweise zur möglichen Prognose von Schadensverläufen. Darin wird insbesondere auf die große Bedeutung der Schadensdatenerfassung und -aufbereitung zur weiteren Verwendung innerhalb der Rehabilitationsstrategie-Entwicklung hingewiesen. Als Bezugsebenen zur Berechnung der Schadensanzahl bzw. der Schadensraten nennt Herz die Einzelleitung, die Betriebsmittelgruppe sowie das Gesamtnetz.

Zur Ermittlung der Schadensfunktionen wird empfohlen, den Gesamtbestand in Betriebsmittelgruppen zu unterteilen. Die Betriebsmittelgruppen sollten beispielsweise durch eine einfache grafische Analyse oder statistische Verfahren in Gruppen mit ähnlichem Nutzungsdauerverhalten (z.B. ähnliche zeitliche Entwicklung der Schadensraten) eingeteilt werden. Zunächst muss dann ein Funktionstyp bestimmt werden (z.B. linear, polynomisch, exponentiell). Die Funktionsparameter können mit den beobachteten Funktionspunkten zum Beispiel durch die Methode der kleinsten Quadrate bestimmt werden. Die Schadensfunktionen auf Betriebsmittelgruppenebene liefern wertvolle Hinweise für langfristige Rehabilitationsstrategien. Allerdings können sie nicht zur Schadensprognose eines einzelnen Betriebsmittels herangezogen werden, da der tatsächliche Schadenseintritt nicht nur altersabhängig sondern auf vielfältige Einflüsse (Einbaubedingungen, umgebender Boden, Verkehrsbelastungen, Grundwasserverhältnisse, usw.) zurückzuführen ist. Die Schadensfunktion auf Betriebsmittelgruppenebene bildet somit ein mittleres Betriebsmittelverhalten ab. Dies führt dazu, dass schadensanfällige Betriebsmittel durch Anwendung der Schadensfunktion zu gut und schadensunauffällige Betriebsmittel zu schlecht eingeschätzt werden. Herz sieht daher die Anwendung der Schadensfunktionen (Trendfunktionen) für die Prognose von Schäden für Einzelleitungen besonders kritisch.

Das Modell von Herz ist weniger ein vollumfänglicher Instandhaltungsansatz sondern vielmehr bietet es ein Grundgerüst zur mathematischen Modellierung des Ausfalls von Infrastruktursystemen. Dieser Ansatz ist 1999 auch in das DVGW-Regelwerk übernommen worden [39]. Mittlerweile ist der Ansatz sinngemäß auch in die

Fortschreibung des genannten Regelwerkes aufgenommen worden [40], [45]. Der Ansatz von Herz wurde auch in verschiedene, ursprünglich an Universitäten entwickelte, mittlerweile aber auch kommerziell verfügbare Softwaretools integriert (z.B. KANEW, PiReM).

### 2.3.2 Modell des Deutschen Brennstoffinstituts (DBI-GUT Gas- und Umwelttechnik GmbH)

Die DBI-GUT GmbH ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft des DVGW. DBI-GUT hat 2008 ein Modell zur Instandhaltung von Gasverteilungsnetzen veröffentlicht [87], das unter dem Namen BEROS auch kommerziell im Rahmen einer Software vertrieben wird.

Dieses Modell baut auf der leitungsabschnittsbezogenen Erfassung von Schadensdaten auf. Die leitungsabschnittsbezogen ermittelten Schadensdaten werden betriebsmittelgruppenspezifisch zusammengefasst und dienen zur Prognose der Schadensentwicklung der jeweiligen Betriebsmittelgruppe und der einzelnen Betriebsmittel (Rohrleitungsabschnitte).

Ein Rohrleitungsabschnitt wird als erneuerungsbedürftig eingestuft, wenn die folgende Beziehung nicht mehr eingehalten wird:

$$A_R \cdot K_R \leq I_{KA} \quad 2.11$$

$A_R$ : Anzahl der Reparaturen

$K_R$ : Kosten pro Reparatur

$I_{KA}$ : Jährliche Kosten aus Ersatzinvestition (Abschreibungen und Zinsen)

Als zusätzliche Bedingungen werden eine maximal zulässige Schadensrate sowie ein maximales Budget für Investitionsmaßnahmen vorgegeben (vgl. Abbildung 12).

Eine solche vereinfachende Ableitung eines ‚optimalen‘ Erneuerungszeitpunktes lehnt beispielsweise Schmidt [102], S.137, ab, da darin frühere Rohrschäden (vgl. Abbildung 13) und sich verändernde Abschreibungen und Zinsen nicht berücksichtigt würden.

Die leitungsabschnittsbezogenen Daten können im Rahmen der Maßnahmenplanung zur Priorisierung verwendet werden.

Der Ansatz von DBI-GUT ist eine sehr einfache Möglichkeit, ein Erneuerungsbudget zu bestimmen und eine Prioritätenliste für die jährliche Maßnahmenplanung zu erhalten. Das Modell beruht bei der Ermittlung des Instandhaltungsbudgets auf dem Bottom-Up-Prinzip, da die Summe der zu erneuernden Rohrleitungsabschnitte das Budget bestimmt. Bei der Schadensprognose wird allerdings eine Zusammenfassung in Betriebsmittelgruppen vorgenommen, so dass sinnvolle Prognoseergebnisse für die Schadensentwicklung der Betriebsmittelgruppen (aufgrund der größeren Datenmengen) zu erwarten sind.

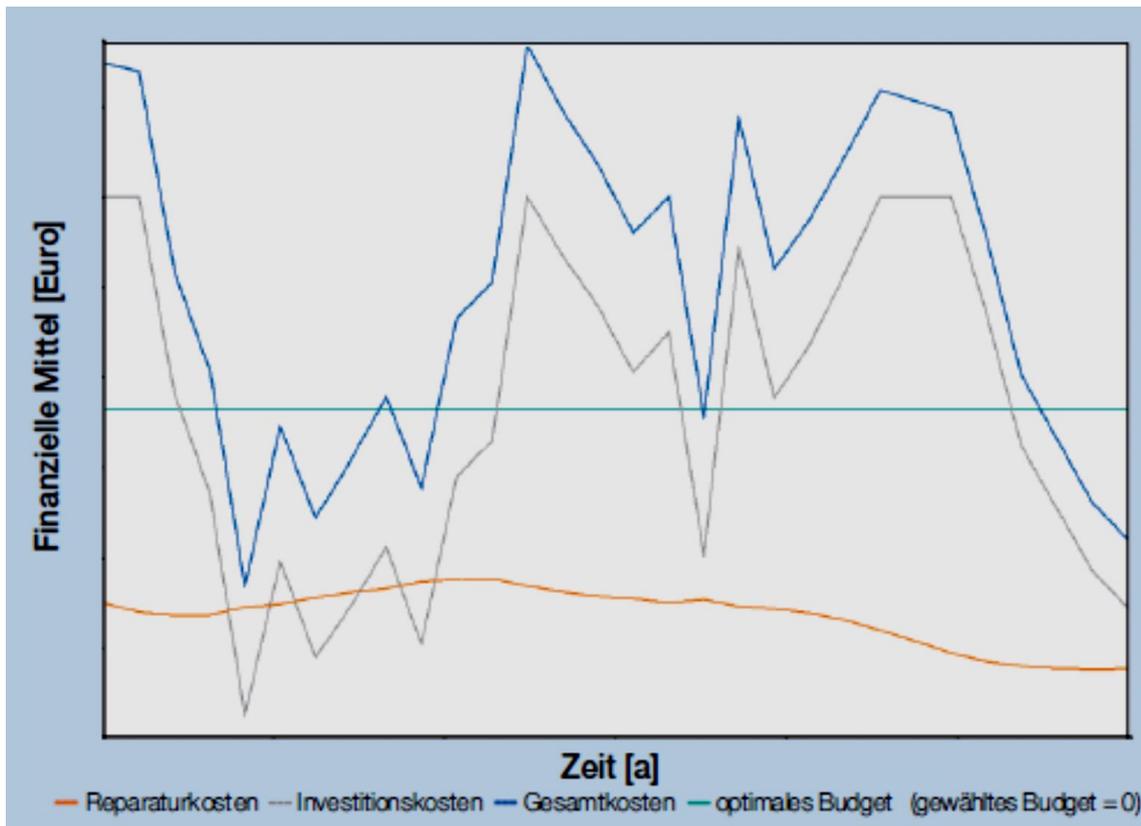


Abbildung 12: Ermittlung des Instandhaltungsbedarfs mit dem Ansatz DBI-GUT (aus: [87])

Eine Erneuerungsentscheidung wird auf Basis eines Vergleiches zwischen aktuellen Instandhaltungskosten und den aus einer Erneuerungsinvestition herrührenden annuitätischen Kosten getroffen. Bei der Berechnung der aus der Erneuerungsinvestition stammenden annuitätischen Kosten, ist die Vorgabe der Nutzungsdauer der neuen Leitung von besonderer Bedeutung. Je kürzer die angesetzte Nutzungsdauer, desto länger ist es vorteilhaft, die schadensanfällige Leitung in Betrieb zu lassen.

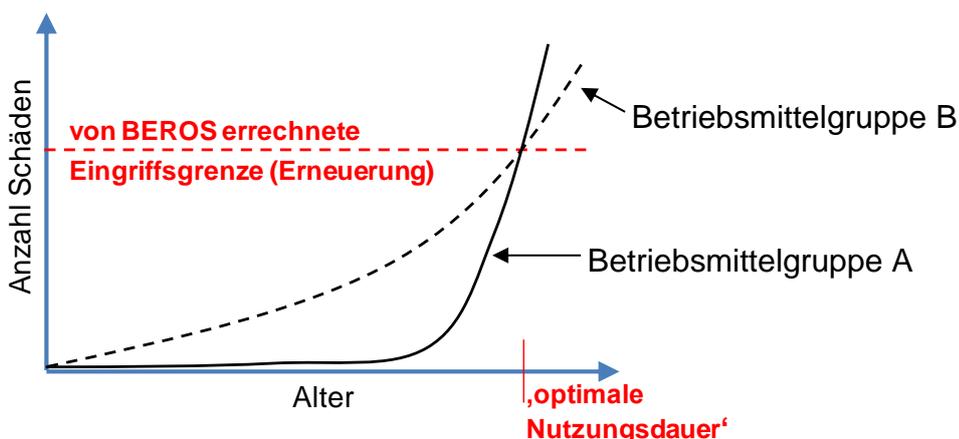


Abbildung 13: Verhalten bei unterschiedlichen Schadensfunktionen in BEROS

Es wird ferner nicht der gesamte Lebenszyklus des Betriebsmittels betrachtet. Somit werden Betriebsmittel mit unterschiedlichen Verläufen der Schadensfunktion gegebenenfalls gleich bewertet (vgl. Abbildung 13). Betriebsmittelgruppe A und B erhalten

die gleiche ‚optimale Nutzungsdauer‘, da diese nicht den gesamten Lebenszyklus einbezieht. Hier wird in Abschnitt 2.3.4 noch ein Ansatz vorgestellt, der die gesamten Lebenszykluskosten betrachtet.

### 2.3.3 Modell nach Schmidt

In seiner Dissertation [102] hat Schmidt einen neuen Ansatz zur Instandhaltung von Wasserversorgungssystemen vorgestellt. Auf Basis von Kennzahlen werden der Zustand des Versorgungssystems sowie seine zukünftige Entwicklung bewertet. Das Verfahren ist angelehnt an die Balanced Scorecard [111], ein Instrument zur Steuerung und zum sogenannten ‚Performance Measurement‘ von Unternehmen. Anhand von Kennzahlen verschiedener Perspektiven (z.B. Finanzstruktur, Kunde, Geschäftsprozesse, Innovationsebene) wird ein Unternehmen oder eine Organisationseinheit ganzheitlich gesteuert und der Fokus nicht nur auf einzelne, vergangenheitsorientierte Bilanzkennzahlen gelegt.

Für Wasserversorgungssysteme ergibt sich damit die Möglichkeit, den Zustand des Systems anhand qualitäts- und zuverlässigkeitsrelevanter und gleichzeitig mess- bzw. berechenbarer Kennzahlen zu definieren (z.B. spezifischer Wasserverbrauch, spezifische Netzeinspeisung und Wasserverluste, mittlere Fließzeit und Fließgeschwindigkeit, spezifischer Energiebedarf, Rehabilitationsrate, Netzerweiterungsrate, Armaturendichte, Preise, Schadensrate).

Für die Entwicklung der Schadensrate wählt Schmidt einen polynomischen Ansatz, der eine progressiv mit dem Betriebsmittelalter steigende Schadenshäufigkeit unterstellt.

$$S(t) = a \cdot t + b \cdot t^2 \quad 2.12$$

$S(t)$ : mittlere Schadensrate im Jahr  $t$

$t$ : mittleres Alter

$a, b$ : Funktionsparameter

Genaugenommen müsste hier noch ein Index angegeben werden, der die jeweilige Betriebsmittelgruppe angibt. Der Übersichtlichkeit halber wird darauf verzichtet. Nichts desto trotz ist diese Funktion dann pro Betriebsmittelgruppe zu bestimmen.

Die wirtschaftliche Bewertung verschiedener Instandhaltungsstrategien erfolgt durch einen Vergleich der Barwerte, angelehnt an das Verfahren der Lebenszykluskostenrechnung (Life-Cycle-Costing). Die Barwerte werden nach der DCF-Methode (Discounted-Cash-Flow-Methode) aus den Jahreskosten über den gesamten Lebenszyklus berechnet. Vermiedene Schadenskosten können in den jeweiligen Jahreskosten als positiver Cash-Flow angesetzt werden.

In [101] beschreibt Schmidt auch Probleme mit einer ausschließlichen Verwendung der errechneten Barwerte, insbesondere durch eine hohe Sensitivität hinsichtlich des

verwendeten Zinssatzes. Die Fokussierung auf den Barwert erfordere ferner die Definition eines notwendigen technischen Mindeststandards und die Kontrolle dessen Einhaltung.

Es wird am Beispiel von Wasserversorgungssystemen deutlich, dass eine rein wirtschaftlich ausgerichtete Instandhaltungsstrategie zu geringeren Rehabilitationsraten und einer Zustandsverschlechterung (z.B. Anstieg der Rohrschäden) führt. Daher gibt Schmidt folgende weiteren Maßgaben aus:

- Langfristige Begrenzung der Schadensrate.
- Erhaltung der Restlebensdauer bzw. des Realwerts des Systems bei mind. 50 % des Ursprungswertes.
- Einhaltung sonstiger relevanter Anforderungen (anhand definierter Kennzahlen).

Es wird auch ein nicht zu vernachlässigender Einfluss der Finanzierung der Instandhaltungsmaßnahmen auf den Barwert und damit die Wirtschaftlichkeit festgestellt.

Die Barwert-Kalkulationen der im Vergleich stehenden Instandhaltungsszenarien erfolgen mittels der LAWA-Richtlinie ‚Leitlinien zur Durchführung dynamischer Kostenvergleichsrechnungen (KVR-Leitlinien)‘ [38].

Schmidt bezieht einerseits die jährlichen, schadensabhängigen Betriebs- und Instandhaltungskosten ein, die sich aus Kosten zur Schadensbeseitigung, aus Kosten für Wasserverluste und einem Zuschlag für sonstige Kosten infolge des Schadens ergeben. Andererseits fließen die Kosten ein, die sich aus der jährlichen Erneuerung ergeben, aufgeteilt in Erneuerungsinvestitionen und Erneuerungsaufwand. Diese Größen werden – je nach Schadens- und Erneuerungsrate, abhängig vom Zinssatz, von der Preissteigerungsrate und von der angesetzten Abschreibungsdauer – für jedes Jahr des Simulationszeitraumes berechnet. Somit erhält man für jedes Jahr entsprechende Kosten, die Schmidt in Anlehnung an [38] mit  $IK_n$  bezeichnet. Diese jährlichen Zahlungen aus Zinsen, Abschreibungen und Betriebs- und Instandhaltungskosten werden jeweils auf den Bezugszeitpunkt 0 bezogen (Barwertberechnung).

$$\text{IKBW} = \sum_{n=1}^{\text{Nutzungsdauer}} \text{IK}_n \cdot \frac{1}{(1+i)^n} \quad 2.13$$

IKBW: Summe der Barwerte (bezogen auf Zeitpunkt 0) der Kosten  $\text{IK}_n$  im Jahr  $n$

$n$ : Simulationsjahr, korrespondierend mit  $\text{IK}_n$

$i$ : Zinssatz

$\text{IK}_n$ : Kosten aus Zinsen, Abschreibungen und Betriebs- und Instandhaltungskosten im Jahr  $n$

Diese Kosten werden dann über den Annuitätenfaktor in eine gleichmäßige Zahlungsreihe aufgeteilt.

$$\text{JKK} = \text{IKBW} \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad 2.14$$

JKK: Annuität von IKBW

Zur Berücksichtigung der Kostensteigerungen wird die konstante Zahlungsreihe dann in einen sogenannten ‚Reinvestitionskosten-Barwert‘ (vgl. Schmidt [102]) umgerechnet.

$$\text{LKBW}_0 = \text{JKK} \cdot (1+r) \frac{(1+i)^n - (1+r)^n}{(1+i)^n \cdot (i-r)} \quad 2.15$$

$\text{LKBW}_0$ : Reinvestitionskosten-Barwert

$r$ : Kostensteigerungsrate

Über diese finanzmathematischen Zusammenhänge lässt sich für jede Erneuerungsstrategie ein Barwert bestimmen. So können unterschiedliche Strategien hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit miteinander verglichen werden.

Schmidt ermittelt für jede mögliche Erneuerungsstrategie einen Projektkostenbarwert (angelehnt an die Lebenszykluskostenrechnung / Life-Cycle-Costing). Mögliche Auswirkungen von Erneuerungen auf die Erlössituation werden nicht betrachtet.

Es wird der Nachweis erbracht, dass Rehabilitationsstrategien mit geringeren Erneuerungsraten betriebswirtschaftlich betrachtet vorteilhaft sind (vgl. Abbildung 14). Der minimale Barwert stellt darin die wirtschaftlich vorteilhafteste Strategie dar. In Abbildung 14 ergibt sich der kleinste Barwert bei einer Rehabilitationsrate von 0,25 %.

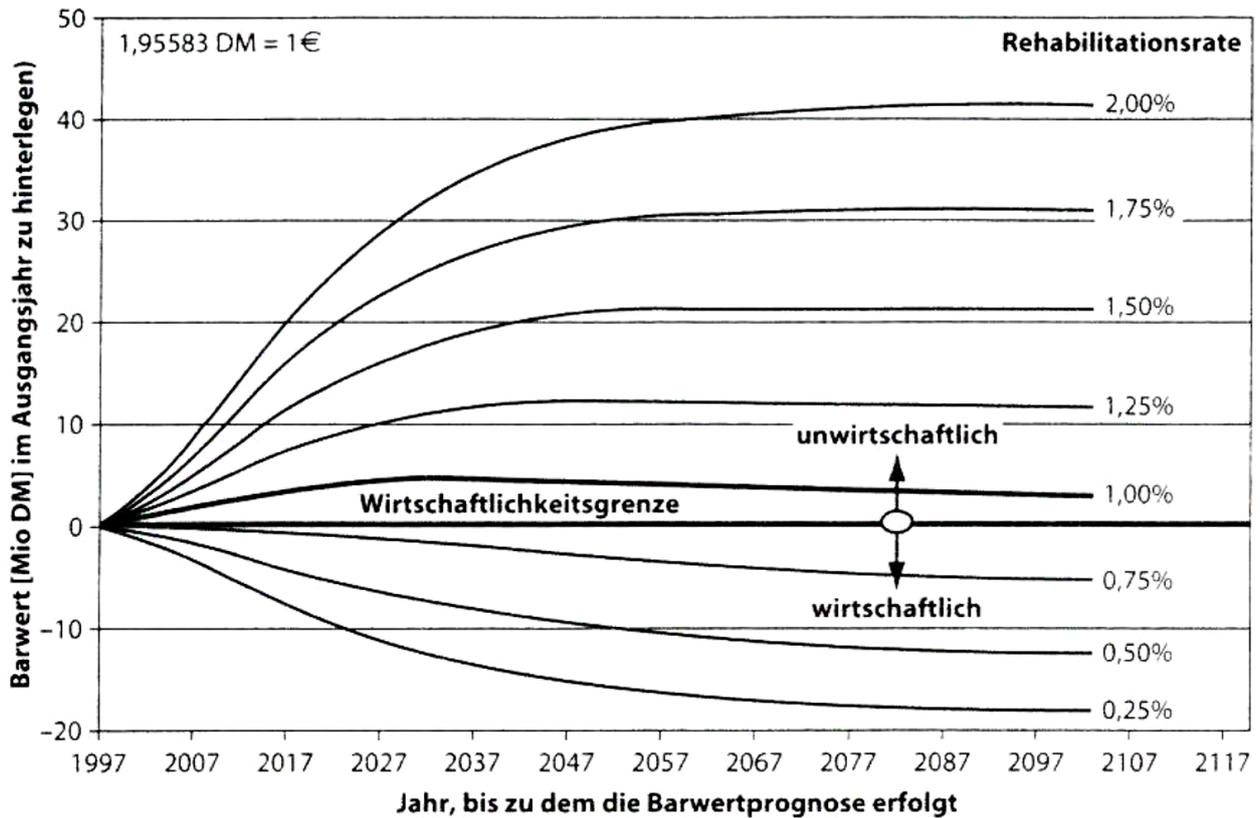


Abbildung 14: Prognose der kumulierten Barwerte als Funktion der Rehabilitationsrate (inkl. Schadenskosten), aus: [101]

Bei Verwirklichung einer Strategie, die vollkommen auf Rehabilitation verzichtet (0 %), würde sich ein noch günstigerer Verlauf des Barwertes und somit eine optimale Wirtschaftlichkeit ergeben. Inwiefern die Anwendung einer derartigen Strategie ggf. auch technisch sinnvoll sein kann, ist durch eine eingehende Betrachtung der Schadensentwicklung zu prüfen.

Bei Umsetzung der wirtschaftlichsten Rehabilitationsstrategie vervielfachen sich die Schäden im Zeitverlauf (vgl. Abbildung 15). Hier ergäbe sich, bei Anwendung der Strategie die vollkommen auf Rehabilitation verzichtet (0 %), ein noch steilerer Anstieg der Schadensraten als bei der Strategie mit einer Rehabilitationsrate von 0,25 %.

Die ausschließliche Fokussierung auf betriebswirtschaftliche Kennzahlen, ohne einen technischen Mindeststandard festzulegen, ist demnach nicht sinnvoll. Ein derartiges Vorgehen führt zu einer stetigen Verschlechterung der Netzsubstanz und damit auch zu einer Verschlechterung der technischen Sicherheit.

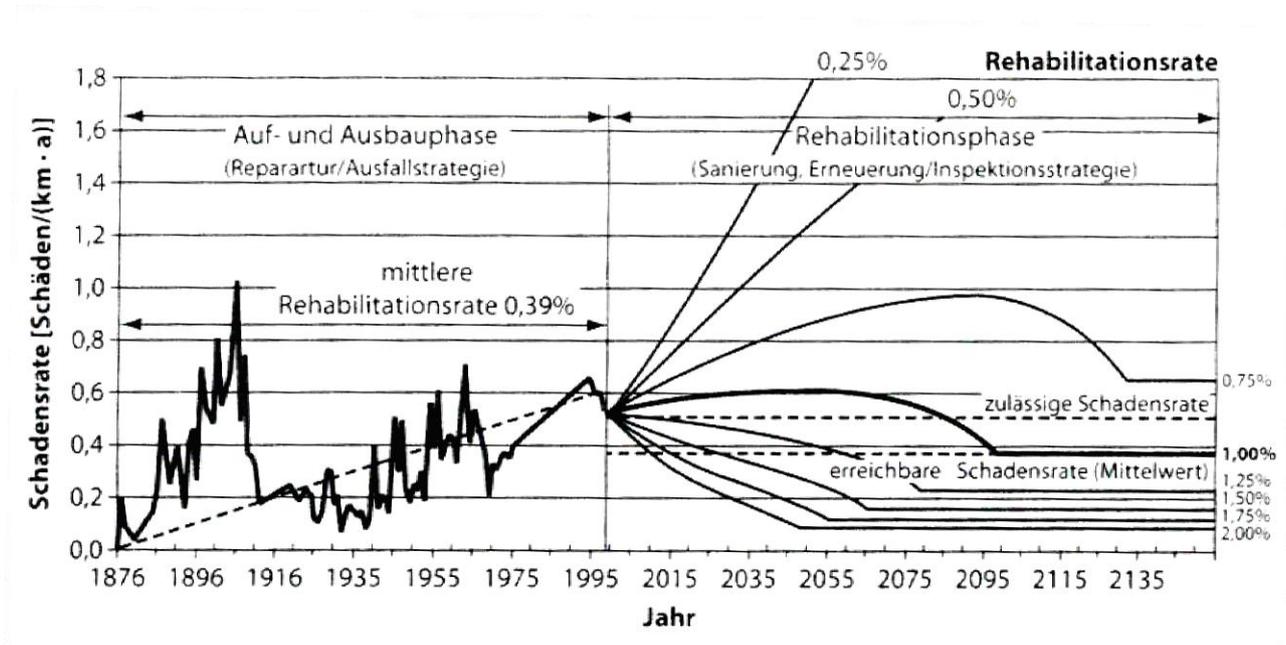


Abbildung 15: Entwicklung der Rohrschadensrate in Abhängigkeit von der Rehabilitationsrate für eine Beispielstadt (aus: [101])

Zu diesem Risiko einer Qualitätsreduzierung bei Auswahl der betriebswirtschaftlich vorteilhaftesten Rehabilitationsstrategie führt Schmidt aus:

*„Die aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung ermittelte optimale Rehabilitationsstrategie führt nicht in jedem Fall zu einer akzeptablen Entwicklung der Rohrnetzschäden und damit zu der notwendigen Versorgungssicherheit.“ (siehe [101])*

Es werden von Schmidt daher als qualitätssichernde Gegenmaßnahmen die langfristige Deckelung der Schäden sowie die Einhaltung eines erforderlichen Mindest-Restwertes des Anlagevermögens empfohlen.

Schmidt liefert ferner anhand eines für Wassernetze definierten Kennzahlensystems (angelehnt an eine Balanced-Scorecard) ein Instrument die Qualität sowie weitere qualitätsnahe Aspekte des Versorgungssystems im Zeitverlauf sicherzustellen.

### 2.3.4 Modell nach Michalik

Michalik liefert in seiner Dissertation aus dem Jahr 1985 [84], die sich ausschließlich auf Wassernetze bezieht, ein Verfahren zur Berechnung der ‚optimalen Nutzungsdauer‘ von Betriebsmitteln. Das Modell bezieht die gesamten Lebenszykluskosten im Laufe der Nutzungsdauer ein. Dieser Ansatz wurde beispielsweise in das Softwaretool Optnet integriert. Die folgenden Formeln und ihre Herleitungen sind aus [84] übernommen.

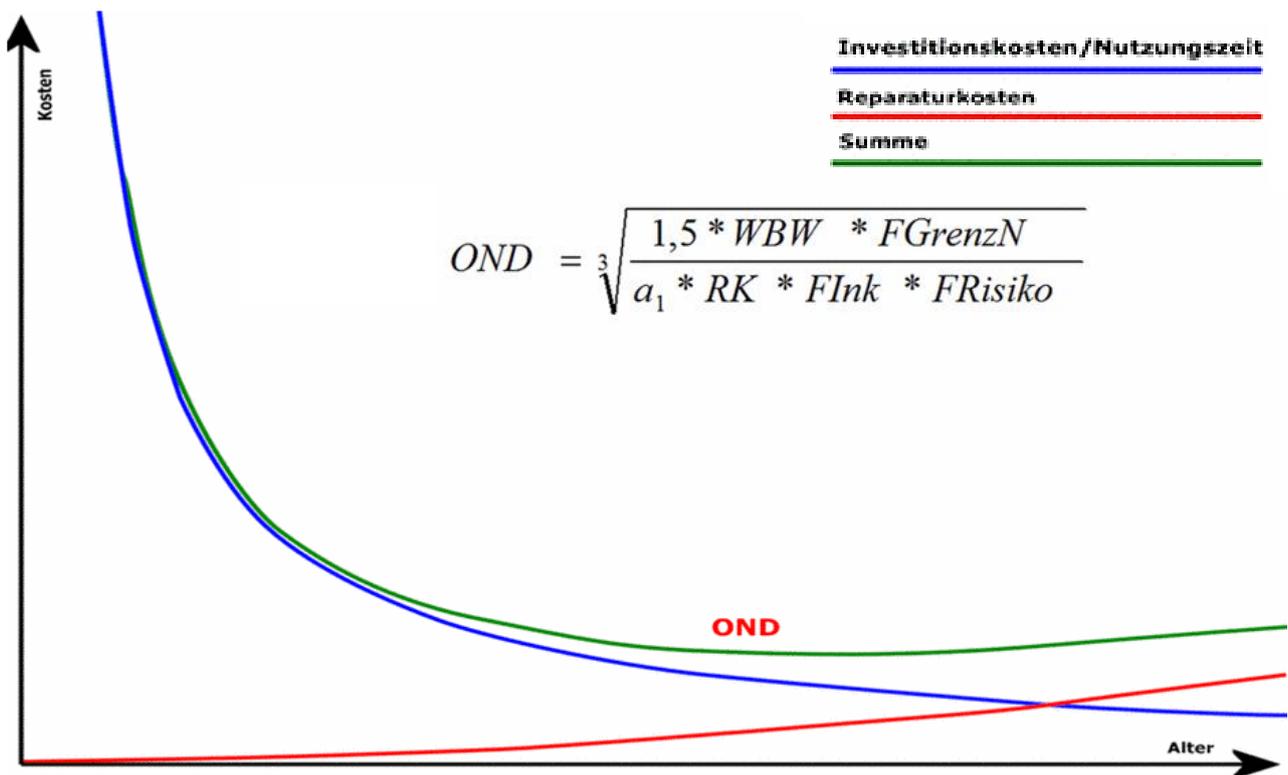


Abbildung 16: Bestimmung der optimalen Nutzungsdauer mit Optnet (aus: [8])

Als Datengrundlage wurde eine in der ehemaligen DDR geführte Datenbank Wasser verwendet, in der zum Zeitpunkt der Untersuchung ca. 60 % des gesamten Leitungsbestandes der ehemaligen DDR enthalten waren. Es konnten 60.000 Schäden ausgewertet werden (siehe [84], S.11). Aus diesen Daten leitet Michalik unter anderem Schadensfunktionen für die Materialtypen Stahl und Guss ab.

Ohne Berücksichtigung der Inflation beziehungsweise einer Kapitalverzinsung ergeben sich nach Michalik die mittleren jährlichen Gesamtkosten wie folgt:

$$k_m = \frac{1}{N} \cdot \left( I + \sum_{t=1}^N k_{(B+I)_t} \right) \quad 2.16$$

$k_m$ : mittlere, jährliche Gesamtkosten

$N$ : Nutzungsdauer

$I$ : Investitionskosten

$k_{(B+I),t}$ : Betriebs- und Instandhaltungskosten (insbes. infolge Rohrschäden) im Jahr  $t$

Der Term innerhalb des Klammersausdrucks entspricht den gesamten Lebenszykluskosten des Leitungsabschnittes. Diese Kosten ergeben sich zum einen aus den Kosten für die Investition und zum anderen aus der Summe der während der Nutzungsdauer angefallenen Betriebs- und Instandhaltungskosten. Die optimale Nutzungsdauer ergibt sich dann, wenn dieser Wert ein Minimum annimmt. Zur Bestimmung dieses Minimums

wird der Summenausdruck durch ein Integral ersetzt und werden die Kosten für Betrieb und Instandhaltung in Form einer Funktion angegeben. Michalik verwendet für die Schadensfunktion eine quadratische Potenzfunktion mit einem zusätzlichen konstanten Parameter. Die Kosten pro Rohrschaden werden als konstanter Wert angegeben. Darüber hinausgehende Betriebs- und Instandhaltungskosten werden nicht berücksichtigt.

$$k_m = \frac{1}{N} \cdot \left( I + k_R \cdot \int_{t=0}^N (a_1 \cdot t^\alpha + a_0) dt \right) \quad 2.17$$

$a_0, a_1$ : Parameter der Potenzfunktion

$\alpha$ : Potenz (von Michalik  $\alpha = 2$  gesetzt)

$k_R$ : spezifische Kosten pro Rohrschaden

$t$ : Zeit (Variable, die von der Erstellung  $t = 0$  bis zur Außerbetriebnahme  $t = N$  läuft)

Setzt man in Formel 2.17  $\alpha = 2$  und führt die entsprechende Integration aus, so ergibt sich das in Formel 2.18 dargestellte Ergebnis.

$$\begin{aligned} k_m &= \frac{1}{N} \cdot \left( I + k_R \cdot \left( \frac{a_1}{3} \cdot N^3 + a_0 \cdot N \right) \right) \\ &= \frac{1}{3} \cdot a_1 \cdot k_R \cdot N^2 + k_R \cdot a_0 + \frac{I}{N} \end{aligned} \quad 2.18$$

Um das Minimum zu bestimmen, wird Formel 2.18 abgeleitet und gleich 0 gesetzt.

$$\begin{aligned} \frac{d(k_m)}{dN} &= \frac{2}{3} \cdot a_1 \cdot k_R \cdot N - I \cdot N^{-2} = 0 \\ \rightarrow N^3 &= \frac{3 \cdot I}{2 \cdot a_1 \cdot k_R} \end{aligned} \quad 2.19$$

In Formel 2.19 kann man durch Ziehen der 3. Wurzel die optimale Nutzungsdauer bestimmen.

Darüber hinaus erweitert Michalik die theoretischen Grundlagen noch hinsichtlich der Berücksichtigung der Kapitalverzinsung. Alle über den Lebenszyklus auftretenden Kosten werden zu einem entsprechenden Barwert abgezinst und dann in eine Annuität, also mittlere jährliche Kosten umgerechnet. Dies wird für die alte, außer Betrieb zu nehmende Leitung und für die neue, die alte Leitung ersetzende Leitung durchgeführt. Es wird also unterstellt, dass noch ein begrenzter zeitlicher Freiheitsgrad besteht, bis die alte Leitung außer Betrieb genommen werden muss (bis zum Zeitpunkt  $x$ ).

$$k_{m,a} = \frac{q^x \cdot (q - 1)}{q^x - 1} \cdot \left( \sum_{t=1}^x k_R \cdot (a_0 + a_1 \cdot (A + t)^2) \cdot q^{-t} \right)$$

$$q = (1 + i)$$

$$k_{m,a} = \frac{i \cdot (1 + i)^x}{(1 + i)^x - 1} \cdot \left( \sum_{t=1}^x k_R \cdot (a_0 + a_1 \cdot (A + t)^2) \cdot (1 + i)^{-t} \right) \quad 2.20$$

$$k_{m,a} = ANF_{x,i} \cdot \left( \sum_{t=1}^x k_R \cdot (a_0 + a_1 \cdot (A + t)^2) \cdot (1 + i)^{-t} \right)$$

$k_{m,a}$ : mittlere jährliche Kosten der alten (außer Betrieb zu nehmenden) Leitung

$i$ : Zinssatz

$x$ : Zeitpunkt, an dem die alte Leitung außer Betrieb genommen wird

ANF: Annuitätenfaktor

A: Alter der alten Leitung zum Zeitpunkt  $t = 1$

$t$ : Variable der Zeit

Bei der alten, noch in Betrieb befindlichen Leitung spielen die Kapitalkosten in Formel 2.20 in der Regel keine Rolle mehr. Es wird unterstellt, dass die Leitung bereits vollständig abgeschrieben ist. Lediglich die schadensbedingten Kosten gehen in den Barwert und damit in die Annuität ein. Die gleiche Systematik wird auf die neue Leitung angewendet.

$$k_{m,n} = ANF_{N,i} \cdot \left( I \cdot (1 + i)^{-x} + \sum_{t=1}^N k_R \cdot (b_0 + b_1 \cdot t^2) \cdot (1 + i)^{-t} \right) \quad 2.21$$

In Formel 2.21 ist nun die Investition entsprechend zu berücksichtigen. Sie wird vom Erneuerungszeitpunkt  $x$  auf den Zeitpunkt  $t = 1$  abgezinst. Ferner ist die Schadensfunktion des Materialtyps der neuen Leitung mit den Parametern  $b_0$  und  $b_1$  zu berücksichtigen.

Die optimale Nutzungsdauer der neuen Leitung wird zum Beispiel mit Formel 2.19 bestimmt.

Diese Formeln erweitert Michalik noch um Kostensteigerungseffekte. Dabei wird eine lineare Preissteigerung unterstellt. Auf die Darstellung dieser Formelerweiterung wird verzichtet und auf die Arbeit von Michalik (vgl. [84], S.31) verwiesen. Dies gilt auch für die angegebene Formel zur Berechnung der optimalen Ersatzvariante. Hier vergleicht Michalik die Projektkostenbarwerte verschiedener Erneuerungsverfahren (insbesondere Sanierung vs. Erneuerung).

Die Berechnung des optimalen Ersatzzeitpunktes ergibt sich dann aus folgender Bedingung:

$$k_{m,a} \geq k_{m,n} \quad 2.22$$

Insgesamt hat der Ansatz von Michalik eine große Übereinstimmung mit einem Ansatz, den Karaa in seiner Dissertation 1984 ebenfalls fast zeitgleich vorstellte [74]. Karaa verwendete allerdings im Gegensatz zu Michalik eine exponentielle Schadensfunktion, die bereits 1979 durch Shamir und Howard [99] vorgestellt wurde. Ferner führte Karaa auch die ‚sozialen‘ Kosten, die mit einem Rohrschaden verbunden sind, in die Formel ein.

In der in Abbildung 16 dargestellten Formel, die auf der Formel 2.19 (aus dem Ansatz von Michalik) aufbaut und im aktuell durch Fichtner IT Consulting AG vertriebenen Produkt OPTNET verwendet wird, werden zusätzlich noch drei weitere Faktoren ergänzt [7]. Der Grenznutzenfaktor  $F_{GrenzN}$  ermöglicht erhöhte Ansprüche an die Sicherheit bestimmter Netzinfrastrukturen zu berücksichtigen. Aufgrund der – im Vergleich zu Wassernetzen – erhöhten Sicherheitsanforderungen, wird dieser Faktor in Gasnetzen in der Regel auf 0,5 gesetzt, was einer Reduzierung der optimalen Nutzungsdauer von etwa 20 % entspricht. Der Faktor  $F_{Ink}$  ermöglicht die Berücksichtigung von Inkrustationen in Wassernetzen und führt ebenfalls zu einer Verkleinerung der optimalen Nutzungsdauer. Der Faktor  $F_{Risiko}$  wird dann verwendet, wenn sich gebietsweise abweichende Risikobewertungen ergeben. Darüber hinaus wird in den aktuellen Optnet-Versionen der vorgestellte Ansatz mit Mehrzustandsmodellen (vgl. Abschnitt 2.3.6) kombiniert.

Der Ansatz von Michalik bietet ein umfassendes Formelwerk – basierend auf Lebenszykluskosten – zur Bestimmung der optimalen Nutzungsdauer von Rohrleitungen. Der Ansatz bedingt, dass die technische Nutzungsdauer und die kaufmännische Nutzungsdauer (in der ehemaligen DDR als ‚normative Nutzungsdauer‘ bezeichnet) gleichgesetzt werden. Michalik macht für die Materialarten Stahl, Guss und Asbestzement entsprechende Vorschläge für die normative Nutzungsdauer. Auswirkungen der gewählten Rehabilitationsstrategie auf die Erlöse werden nicht berücksichtigt.

### **2.3.5 Modell des Rechenzentrums für Versorgungsnetze (RZVN) und der Universität Essen / Duisburg**

Dieses Modell wurde gemeinsam vom Rechenzentrum für Versorgungsnetze (RZVN) und der Universität Essen / Duisburg sowie verschiedenen Versorgungsunternehmen entwickelt (siehe [110] und [78]). Das Modell ist der risikoorientierten Instandhaltung zuzuordnen.

Jedem Leitungsstrang im hydraulischen Rechenetzmodell wird ein Wert für das Risiko (bei Wassernetzen: Dringlichkeit) zugeordnet. Dieser Risikowert berechnet sich für Gasleitungen gemäß Formel 2.23.

$$\text{Risiko}_i = \lambda(t_i)_{\text{Betriebsmittelgruppe von } i} \cdot (1 + S_{1,i} + S_{2,i} + S_{3,i}) \cdot L_i \cdot Q_i \quad 2.23$$

$\lambda(t_i)$ : Ausfallwahrscheinlichkeit der Betriebsmittelgruppe zu der  $i$  gehört

$t_i$ : Alter des Strangs  $i$

$L_i$ : Leitungslänge von  $i$

$Q_i$ : gewichtete unkontrolliert austretende Gasmenge im Fehlerfall von  $i$

$S_{1,i}$ : Bodenaggressivität von  $i$

$S_{2,i}$ : Bergsenkungsgebiet von  $i$

$S_{3,i}$ : Sonderzustand von  $i$

( $S_{4,i}$ : Verkehrsbelastung von  $i$ )

Grundsätzlich erkennt man darin das in Abschnitt 2.2.4 vorgestellte Grundprinzip der Risikoorientierung: Risiko gleich Eintrittswahrscheinlichkeit multipliziert mit dem Ausmaß (z.B. Folgekosten) bei Eintritt. Die Ausfallwahrscheinlichkeit  $\lambda$  ist hier die Ausfallwahrscheinlichkeit der Betriebsmittelgruppe zu der der betrachtete Strang  $i$  gehört. Liegt dieser in einer besonders ungünstigen Umgebung, so wird die Ausfallwahrscheinlichkeit über die Zustandsfaktoren  $S_{1,i}$ ,  $S_{2,i}$ ,  $S_{3,i}$  und  $S_{4,i}$  ggf. erhöht.

Mit zunehmender Länge des Leitungsabschnittes steigt die Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts. Die gewichtete unkontrolliert austretende Gasmenge beschreibt das Ausmaß bei Schadenseintritt. In diese gewichtete unkontrolliert austretende Gasmenge gehen auch verschiedene Umgebungskriterien ein (z.B. Gebäude im Gasaustrittsradius, Austrittsrate pro Leckage, Inspektionshäufigkeit, Sensibilität der Gebäude).

Die Prognose der Ausfallwahrscheinlichkeit der Elemente einer Betriebsmittelgruppe bedarf einer entsprechenden Schadensstatistik. Die Werte der Schadensstatistik werden bei diesem Modell mittels Kaplan-Meier-Verfahren aufbereitet und dann durch eine Weibull-Funktion beschrieben. Das Kaplan-Meier-Verfahren liefert eine nichtparametrische Schätzung der im Abschnitt 2.3 vorgestellten Funktionen (z.B. Überlebensfunktion, Ausfallratenfunktion). Nichtparametrische Funktionen stehen im Gegensatz zu den parametrischen Funktionen (z.B. Exponential- oder Weibullfunktion). Gemäß [58], S. 29, ergibt sich die diskrete Ausfallrate für das Intervall  $k$  zu:

$$\lambda_k = P(T \in [t_{(k-1)}, t_{(k)}] | T \geq t_{(k-1)}) \quad 2.24$$

$T$ : Zeitpunkt des Schadenseintritts

Diese Ausfallrate gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass das betrachtete Betriebsmittel während des  $k$ -ten Intervalls einen Ausfall erleidet – dass also der Ausfallzeitpunkt  $T$  zwischen  $t_{k-1}$  und  $t_k$  liegt – unter der Bedingung, dass es zunächst so lange überlebt hat, um das  $k$ -te Intervall zu erreichen ( $T \geq t_{(k-1)}$ ). Dies entspricht der Ausfallrate in Formel 2.5.

Die bedingte Wahrscheinlichkeit, das  $k$ -te Intervall zu überleben (vorausgesetzt, man erreicht dieses Intervall) ergibt sich zu:

$$p_k = P(T \geq t_{(k)} | T \geq t_{(k-1)}) = 1 - \lambda_k \quad 2.25$$

Die Wahrscheinlichkeit, das Intervall  $k$  zu überleben, wird wie folgt angegeben:

$$P_k = P(T \geq t_{(k)}) \quad 2.26$$

Diese Wahrscheinlichkeit erhält man durch sukzessives Anwenden der Formel 2.25 vom 1. Intervall bzw. im Rahmen der Alterungssimulation des Gasverteilungsnetzes vom Jahr 1 bis zum aktuellen Simulationsjahr  $t$ . Es ergibt sich der folgende Produktschätzer:

$$P_k = p_k \cdot p_{k-1} \cdot \dots \cdot p_1 = (1 - \lambda_k) \cdot (1 - \lambda_{k-1}) \cdot \dots \cdot (1 - \lambda_1) \quad 2.27$$

Im Rahmen dieses Ansatzes werden nun alle Rohrleitungsabschnitte in Meterstücke eingeteilt (im Folgenden: Leitungsmeter). Bezeichnet man die Leitungsmeter, die das Intervall  $k$  zunächst überhaupt erreichen, mit  $n_k$  und die Leitungsmeter davon, die im Intervall  $k$  einen Schaden erleiden mit  $d_k$ , so ergeben sich nachfolgende Zusammenhänge. Die diskrete Überlebensfunktion ergibt sich zu:

$$\hat{S}(t) = \begin{cases} 1, & \text{für } t < t_{(1)} \\ \prod_{t_{(k)} \leq t} \left( \frac{n_k - d_k}{n_k} \right), & \text{für } t \geq t_{(1)} \end{cases} \quad 2.28$$

Für die diskrete, kumulierte Verteilungsfunktion ergibt sich dann:

$$\hat{F}(t) = 1 - \hat{S}(t) = \begin{cases} 0, & \text{für } t < t_{(1)} \\ 1 - \prod_{t_{(k)} \leq t} \left( \frac{n_k - d_k}{n_k} \right), & \text{für } t \geq t_{(1)} \end{cases} \quad 2.29$$

Eine Besonderheit des Kaplan-Meier-Verfahrens besteht darin, dass verschiedene Elemente ‚zensiert‘ werden können, so dass sie z.B. ohne Eintritt eines Schadens aus der Grundgesamtheit ausscheiden. Die Wahrscheinlichkeit ändert sich dann nicht, da der Term in dem Produkt gleich 1 wird. Dies kann im Falle eines Gasverteilungsnetzes beispielsweise der Ausbau von bislang schadensunauffälligen Leitungsmetern sein.

Dies lässt sich an folgendem Beispiel erläutern: Gegeben ist ein Netz mit 10 Leitungsmetern. Im 3. Jahr werden 2 Leitungsmeter ausgebaut. Im 5. Jahr wird ein Leitungsmeter infolge eines Schadens ausgebaut. Im 7. Jahr haben zwei Leitungsmeter einen Schaden. Damit ergeben sich folgende Funktionswerte der Überlebensfunktion:

- $\hat{S}(3) = \frac{10-0}{10} = 1$ ; die 2 ausgebauten Leitungsmeter werden zensiert und führen dazu, dass nur noch 8 Leitungsmeter betrachtet werden.
- $\hat{S}(5) = \frac{8-1}{8} = 0,875$
- $\hat{S}(7) = \frac{8-1}{8} \cdot \frac{7-2}{7} = 0,875 \cdot 0,714 = 0,625$

Dadurch können auch Schäden von bereits außer Betrieb genommenen Leitungen statistisch berücksichtigt werden. Der Wegfall von Leitungsmetern mündet aber in einer Spreizung des Konfidenzintervalls. Die berechneten Wahrscheinlichkeiten erhalten eine höhere Prognosegüte, je mehr Leitungsmeter der Aussage zugrunde liegen (vgl. Abbildung 17).

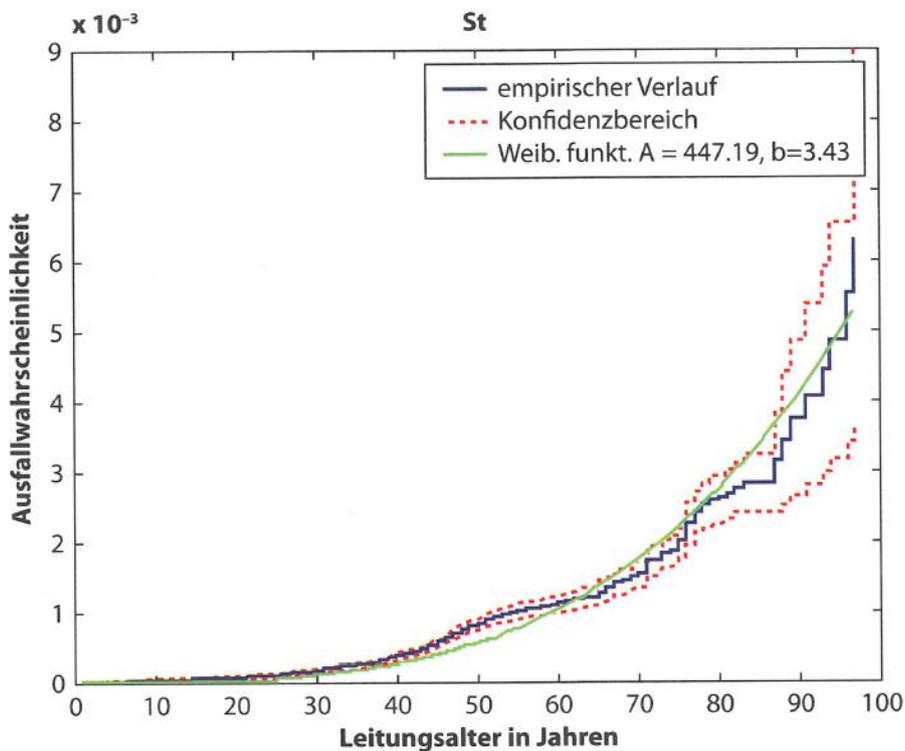


Abbildung 17: Empirische Ausfallfunktion mit analytischer Näherung durch eine Weibullfunktion für die Betriebsmittelgruppe Stahlleitungen (aus: [110])

Die diskrete kumulierte Verteilungsfunktion (siehe Formel 2.29) wird dann durch eine stetige Verteilungsfunktion angenähert. Wehr und König [110] wählen dazu eine Weibull-Funktion. Mit den in Abschnitt 2.3 erläuterten Zusammenhängen lassen sich für die Weibullfunktion somit die Dichtefunktion (siehe Formel 2.30), die kumulierte Verteilungsfunktion, die Überlebensfunktion und die Ausfallrate sowie die Funktionsparameter bestimmen.

$$f(t) = \frac{b}{a} \cdot \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{a}\right)^b} \quad 2.30$$

Damit ergibt sich als Ausfallrate:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{S(t)} = \frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{f(t)}{-\int f(t)dt} = \frac{b}{a^b} \cdot t^{b-1} \quad 2.31$$

Liegt nun diese Ausfallrate für eine Betriebsmittelgruppe samt Parametern vor, so lässt sich für jeden Rohrleitungsabschnitt  $i$  gemäß Formel 2.23 die Kennzahl ‚Risiko‘ bestimmen.

Das für jeden Strang (Rohrleitungsabschnitt) berechnete Risiko dient einerseits zur Priorisierung von Erneuerungsmaßnahmen (siehe Abbildung 18).

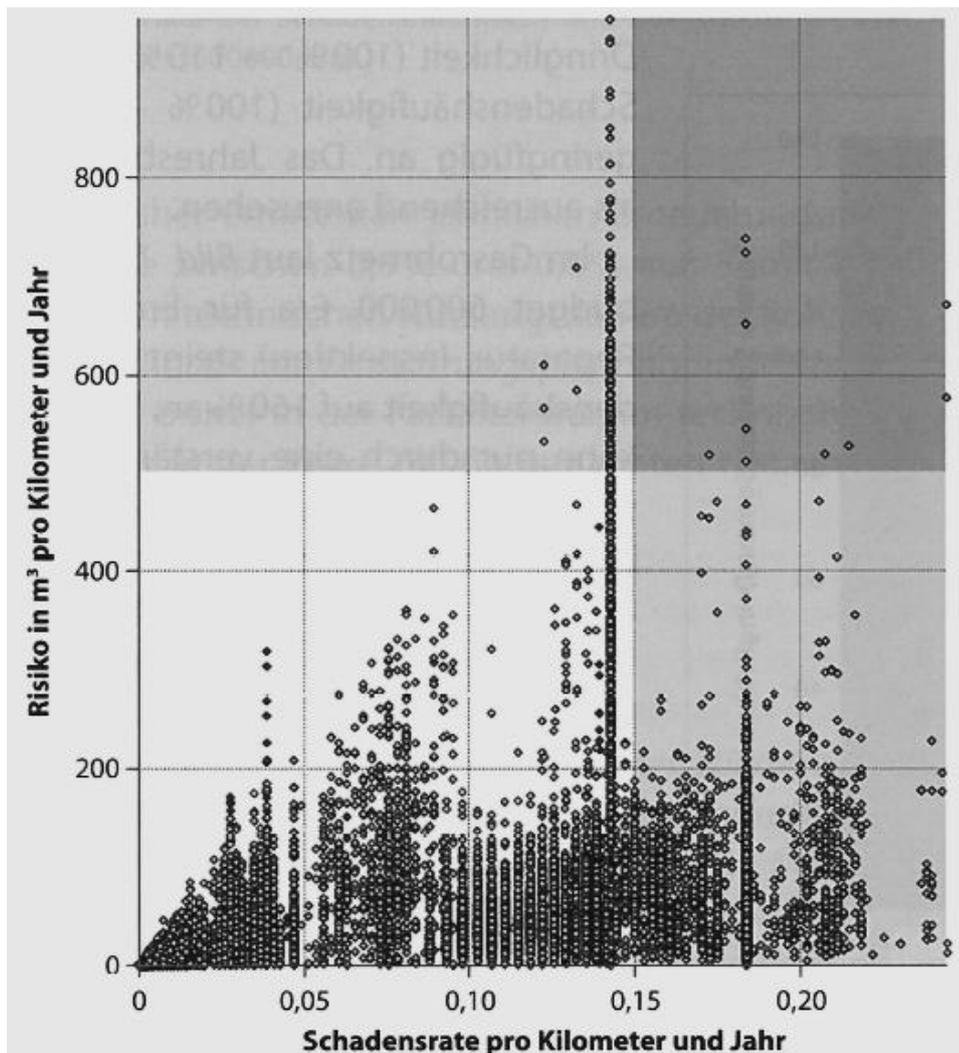


Abbildung 18: Risiko-Schadensraten-Diagramm aller Leitungsabschnitte, Beispielnetz, 2006 (aus: [110])

Des Weiteren wird das Risiko über alle Rohrstränge summiert. Im Startjahr der Simulation wird das Risiko auf 100 % normiert. Veränderungen im Zeitverlauf lassen sich somit im Rahmen der Simulation zeigen. Gleiches gilt für die Entwicklung der Schadensrate (vgl. Abbildung 19). Aus den zu tätigen Erneuerungen und den erforderlichen

Schadensbeseitigungskosten lassen sich auch entsprechende Budgets ableiten. Diese sind ebenfalls in Abbildung 19 dargestellt.

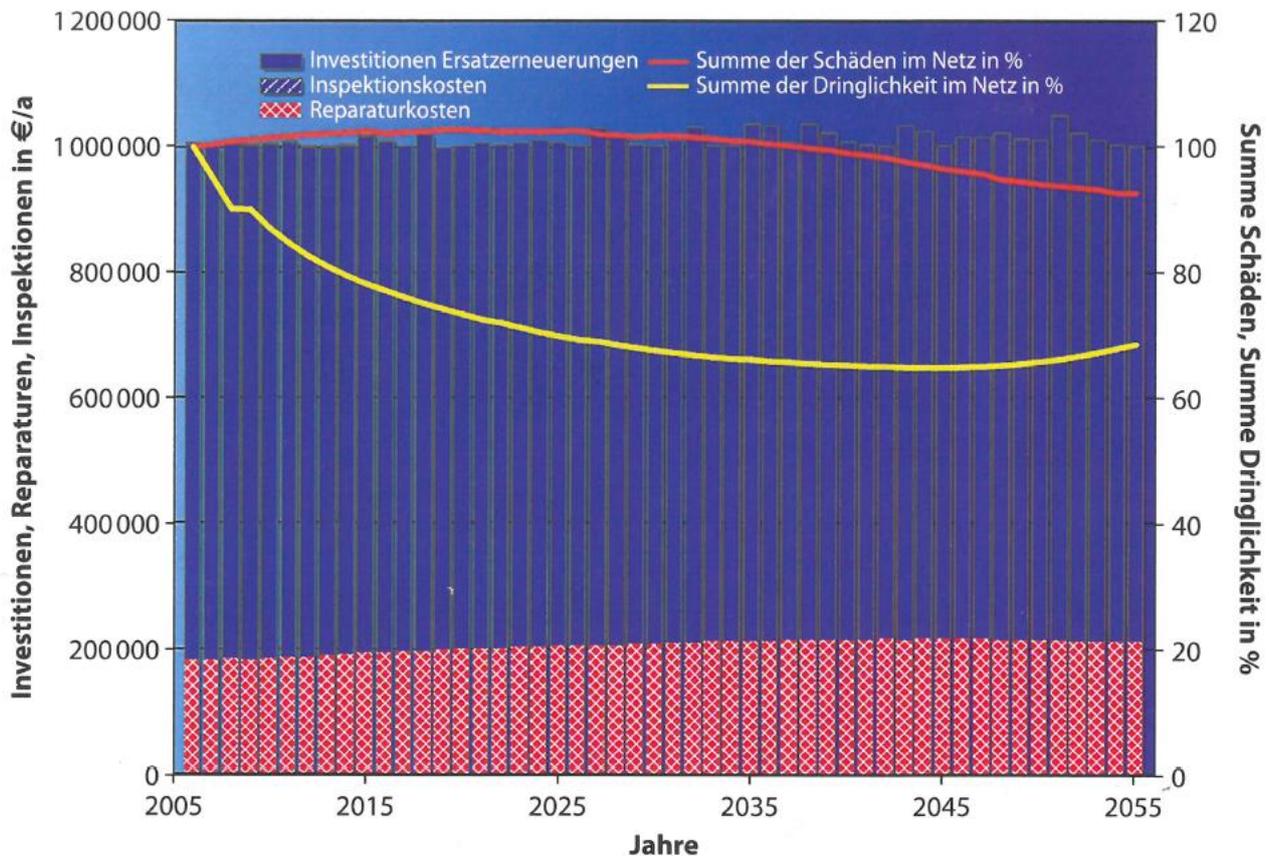


Abbildung 19: Beispielhafter Verlauf von Schadenshäufigkeit und Dringlichkeit (Risiko) sowie Reparatur- und Investitionskosten (aus: [110])

Durch Vorgabe unternehmensindividueller Grenzwerte (z.B. für Schadensrate oder Risiko) kann so iterativ eine mögliche Erneuerungsstrategie bestimmt werden.

Der Ansatz ermöglicht eine systematische Herleitung einer Funktion zur Schadensprognose auf Basis des Kaplan-Meier-Verfahrens, unter Einbezug auch von historischen Schadens- und Bestandsdaten.

Über die Berechnung einer Kennzahl zum Risiko für jeden einzelnen Leitungsstrang, aber auch für das Gesamtnetz, lassen sich Aussagen zur Risikoentwicklung im Gasverteilungsnetz machen.

Der Ansatz ist durch die strangteilbezogene Zuordnung verschiedener Zustandsfaktoren hinsichtlich des Datenaufwandes als aufwändig zu bewerten. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung umfasst die Entwicklung von Reparatur- und Investitionskosten. Rückwirkungen auf die Erlössituation werden nicht betrachtet.

### 2.3.6 Mehrzustandsmodelle zur Instandhaltung

Dort, wo der Zustand eines Betriebsmittels in verschiedene Zustandskategorien eingeteilt werden kann, bieten sich Mehrzustandsmodelle an. Zum Beispiel lassen sich durch

regelmäßige Befahrungen von Abwasserkanälen die Zustände der Abwasserhaltungen in derartige Zustandskategorien einteilen. Ein Betriebsmittel, im Falle der Abwasserentsorgung beispielsweise eine Haltung, kann dann nicht nur die beiden Zustände ‚funktionsfähig‘ oder ‚nicht funktionsfähig‘, sondern auch noch bestimmte Zwischenzustände annehmen.

Die mathematische Abbildung eines derartigen Prozesses ermöglicht die Stochastik, z.B. durch Modellierung mit sogenannten Semi-Markov-Ketten (siehe beispielsweise [71], S.478 ff., [75] oder [108]).

Dabei werden die jeweiligen Zustandsübergänge von einem Zustand  $i$  in einen Zustand  $j$  mit den funktionalen Zusammenhängen aus Abschnitt 2.3 beschrieben. Zum Beispiel ergibt sich für die Weibull-Funktion (ohne Resistenzzeit):

$$f_{i \rightarrow j}(t) := f_i(t) = \lambda_i \cdot \beta_i \cdot (\lambda_i \cdot t)^{\beta_i - 1} \cdot e^{-(\lambda_i \cdot t)^{\beta_i}} \quad 2.32$$

$$F_{i \rightarrow j}(t) := F_i(t) = 1 - e^{-(\lambda_i \cdot t)^{\beta_i}} \quad 2.33$$

$$S_{i \rightarrow j}(t) := S_i(t) = e^{-(\lambda_i \cdot t)^{\beta_i}} \quad 2.34$$

Für jeden Zustandsübergang sind individuelle Weibull-Parameter  $\lambda_i$  und  $\beta_i$  zu definieren. Beispielsweise ergibt sich für ein Modell mit 5 Zuständen und somit 4 möglichen Zustandsübergängen die in Abbildung 20 dargestellte Kurvenschar.

Der Übergang von Zustand 1 nach 2 dauert im Beispiel in Abbildung 20 im Mittel am längsten (ca. 30 Jahre). Der Übergang von Zustand 4 nach 5 verläuft in diesem Beispiel deutlich schneller (im Mittel ca. 10 Jahre).

Eine grundlegende Eigenschaft von Markov-Modellen ist die, dass ein zukünftiges Ereignis unabhängig von vorangegangenen Ereignissen und vom aktuellen Zustand ist (siehe [71], Seite 479). Somit kann ein Betriebsmittel beispielsweise recht frühzeitig von Zustand 1 in Zustand 2 übergehen, dann allerdings überdurchschnittlich lange in diesem verharren, usw.. Infolge dieser zufällig ablaufenden Zustandsübergänge kann die (kumulierte) Zustandsüberlebensfunktion nicht analytisch bestimmt werden, sondern muss beispielsweise mittels Monte-Carlo-Methode ermittelt werden.

Für das folgende Beispiel wurden 100.000 Berechnungen (Zufallsexperimente) durchgeführt. Das Ergebnis ist in Abbildung 21 dargestellt.

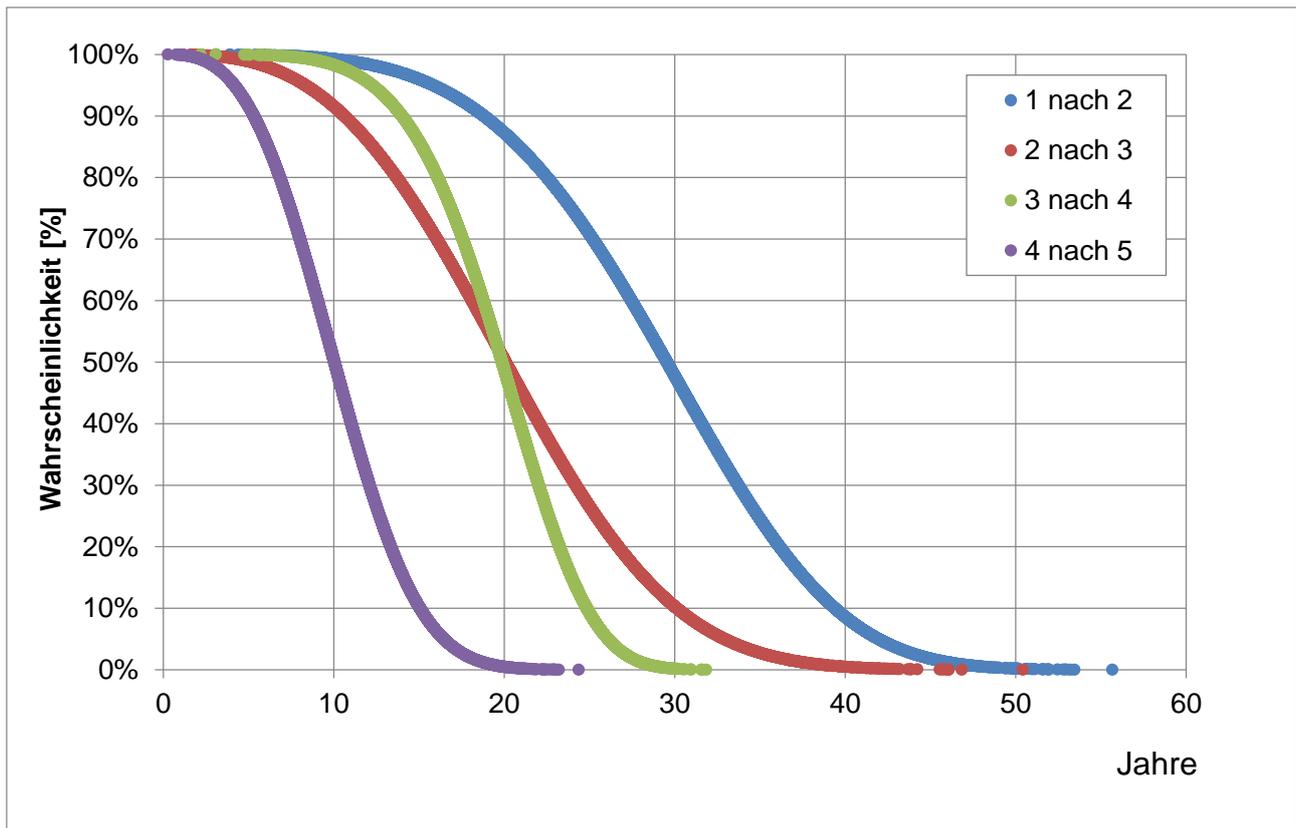


Abbildung 20: Zustandsüberlebensfunktionen der einzelnen Zustandsübergänge (beispielhaft)

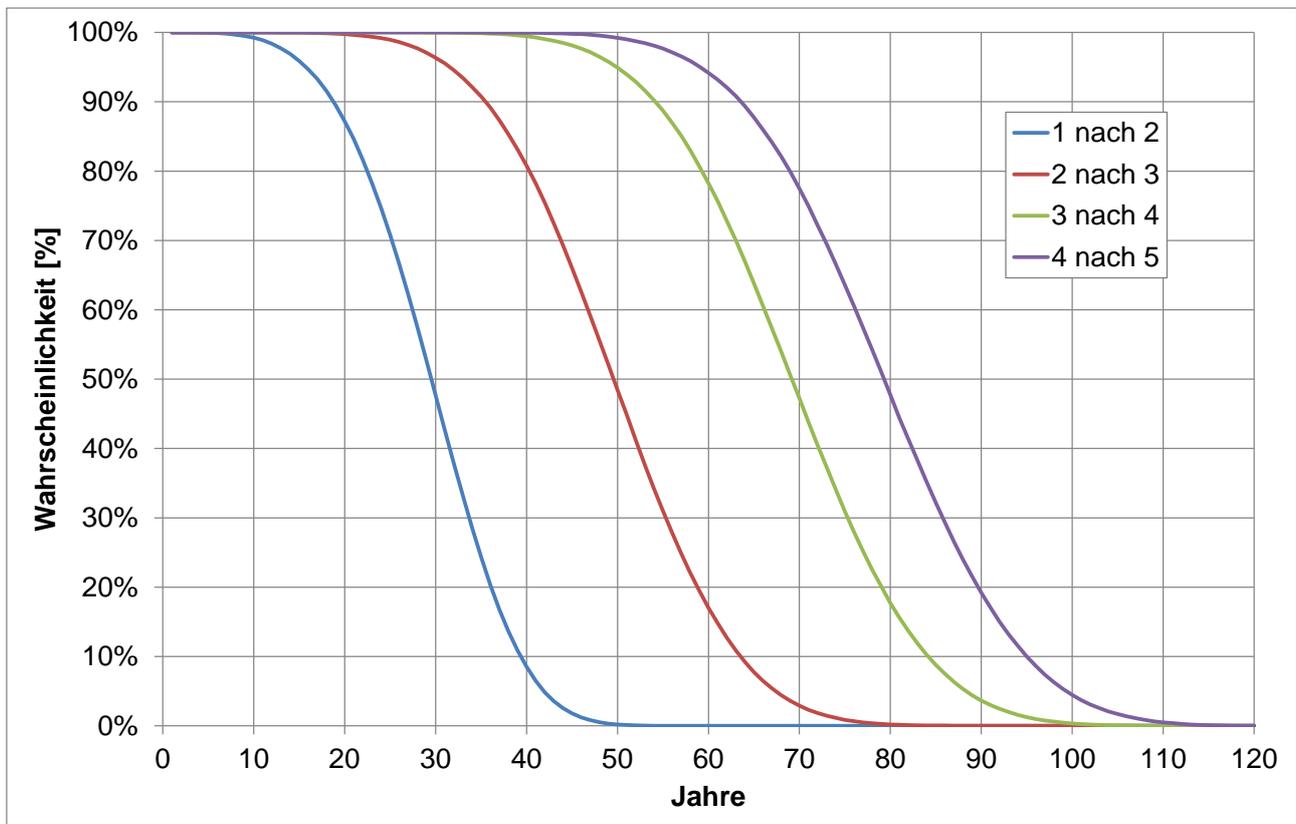


Abbildung 21: (Kumulierte) Zustandsüberlebensfunktionen (beispielhaft)

Zur Herleitung der Zustandsüberlebensfunktionen in Abbildung 21 werden für jedes Zufallsexperiment im Rahmen der Monte-Carlo-Methode zunächst vier voneinander unabhängige Zufallszahlen (gleichverteilt zwischen 0 und 1) bestimmt, die die Wahrscheinlichkeiten der vier möglichen Zustandsübergänge  $S_i(t)$  (z.B. eines Betriebsmittels im Lebenszyklus) darstellen. Durch Auflösen von Formel 2.34 nach  $t$  erhält man:

$$t_{i \rightarrow j} = \frac{1}{\lambda_i} \cdot \left( -\ln(S_i(t)) \right)^{1/\beta_i} \quad 2.35$$

Somit können pro Zufallsexperiment die Zeiten  $t_{i \rightarrow j}$  der Zustandsübergänge bestimmt werden. Grundlage ist die vorherige Bestimmung bzw. Abschätzung der Weibullparameter. In dem hier vorliegenden Beispiel wurden folgende Werte verwendet:

Zustand i	$\lambda_i$	$\beta_i$
1 (nach 2)	0,031	4,173
2 (nach 3)	0,044	2,961
3 (nach 4)	0,047	5,380
4 (nach 5)	0,088	2,961

Tabelle 1: Verwendete Weibullparameter im Beispiel (gemäß [75])

Pro Zufallsexperiment werden die Übergangzeiten gemäß Formel 2.36 aufsummiert.

$$t_{i \rightarrow j} = \sum_{n=i}^{j-1} t_{n \rightarrow n+1} \quad 2.36$$

Durch die Ergebnisse für alle Zufallsexperimente lassen sich die Häufigkeitsverteilungen bzw. die Dichtefunktionen (siehe Abbildung 22), die kumulierten Verteilungsfunktionen (siehe Abbildung 23) sowie daraus die Zustandsüberlebensfunktionen (siehe Abbildung 21) bestimmen.

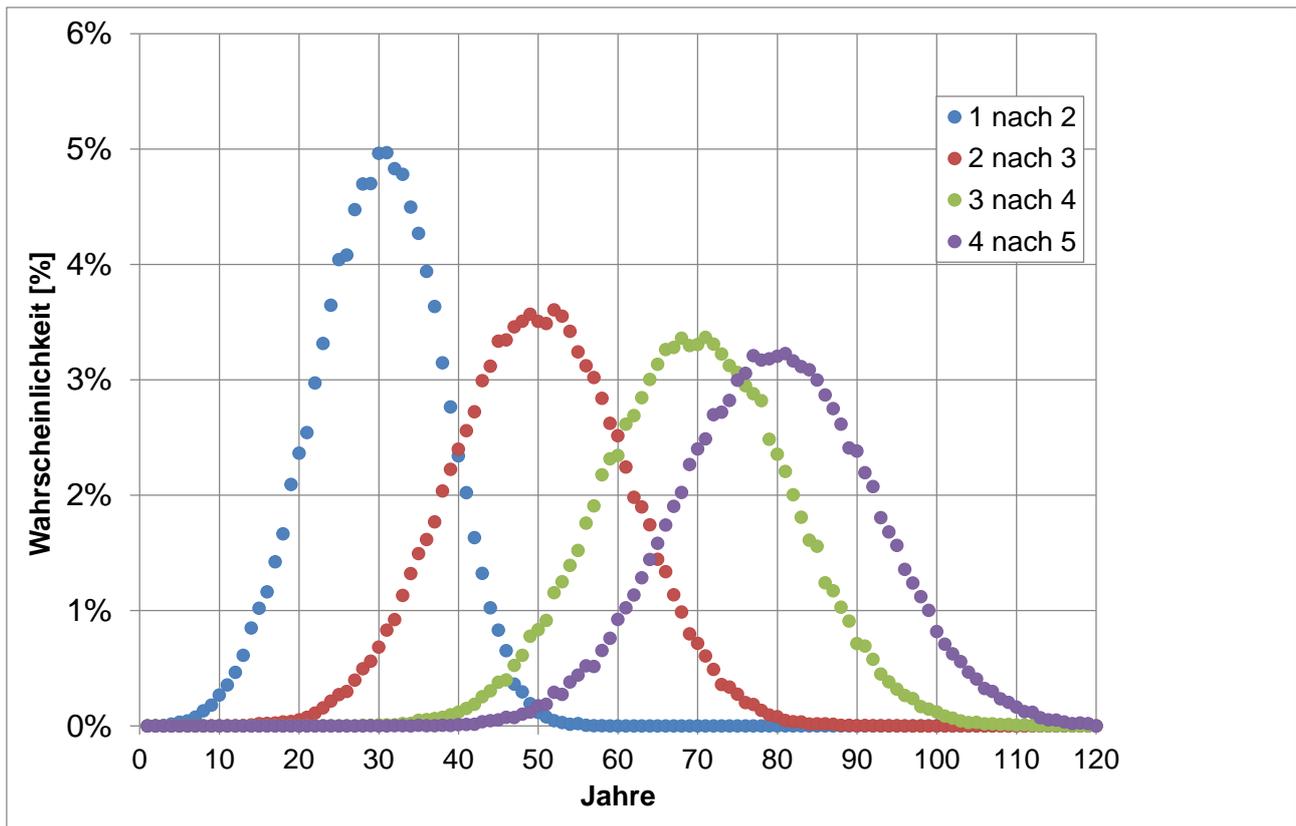


Abbildung 22: Dichtefunktionen

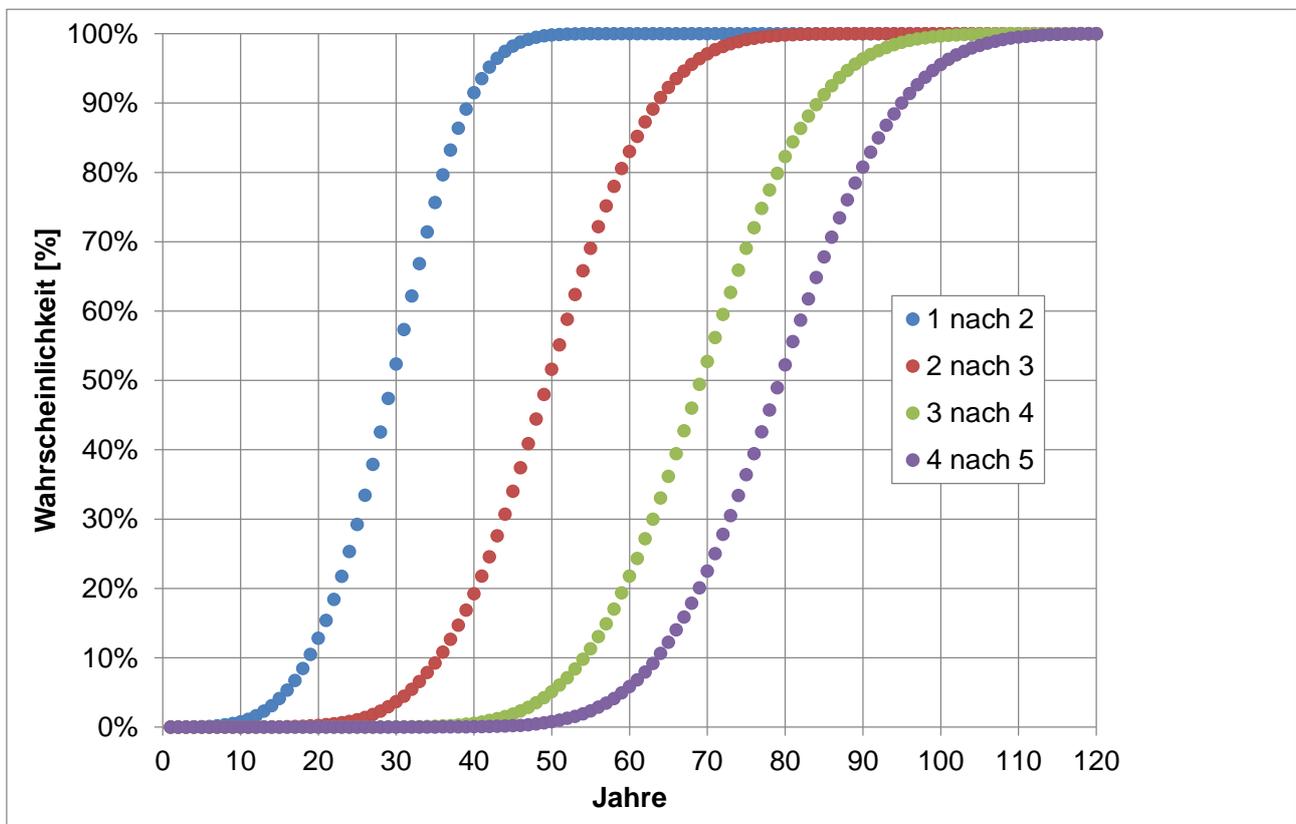


Abbildung 23: (Kumulierte) Verteilungsfunktionen

Mit den aus der Monte-Carlo-Simulation erhaltenen Ergebnissen lassen sich Übergang-Wahrscheinlichkeitsmatrizen bestimmen, durch die wiederum die Zustandsübergänge von

Jahr zu Jahr berechnet werden können. Die Übergang-Wahrscheinlichkeitsmatrizen haben folgende Form, die beispielhaft an einem 30 Jahre alten Leitungsabschnitt erläutert wird.

Zustand im Alter 31 Jahre (Intervallende)		1	2	3	4	5
1	$P^{30,31} =$	0,904	0,096	0	0	0
2		0	0,988	0,012	0	0
3		0	0	1	0	0
4		0	0	0	0,997	0,003
5		0	0	0	0	1
Zustand im Alter 30 Jahre (Intervallbeginn)						

Abbildung 24: Übergang-Wahrscheinlichkeitsmatrix, beispielhaft für 30 Jahre alten Leitungsabschnitt (gemäß [75])

Die in Abbildung 24 dargestellte Matrix beinhaltet folgende Aussage: hatte der betreffende Leitungsabschnitt im Alter von 30 Jahren den Zustand 1, so behält er diesen Zustand mit einer Wahrscheinlichkeit von 90,4 % auch während des nächsten Jahres. Zu 9,6 % wechselt dieses Betriebsmittel in Zustand 2 und erfährt eine entsprechende Zustandsverschlechterung.

Die einzelnen Bestandteile der Matrix werden nach Formel 2.37 bestimmt.

$$p_{i,i+1}(t) = \frac{f_{i \rightarrow i+1}(t)}{S_{i \rightarrow i+1}(t) - S_{i-1 \rightarrow i}(t)}; i = \{1, 2, \dots, n-1\} \quad 2.37$$

Die Elemente der Hauptdiagonale  $p_{i,i}$  in Abbildung 24 ergeben sich durch die Bedingung, dass die Zeilensumme gleich 1 sein muss.

Exemplarisch wird dies für  $p_{2,3}(t = 30)$  unter Verwendung der Abbildung 21 und der Abbildung 22 erläutert. Dieser Prozess wird im Rahmen der Simulation rechentechnisch umgesetzt und hier zur besseren Anschaulichkeit anhand der grafischen Abbildungen beschrieben.

Der Differenzbetrag im Nenner entspricht in dem Fall der Menge an Betriebsmitteln, die im Zustand 2 sind. Es müssen folglich aus der Abbildung 21 für  $t = 30$  die blaue Kurve (wie viele Prozent sind noch nicht von Zustand 1 nach Zustand 2 übergegangen; befinden sich also noch in Zustand 1) und die rote Kurve (wie viele Prozent sind noch nicht von Zustand

2 nach Zustand 3 übergegangen; befinden sich also noch in Zustand 1 oder 2) abgelesen werden.

Aus Abbildung 22 wird für  $t = 30$  die Übergangswahrscheinlichkeit für den Übergang von Zustand 2 nach Zustand 3 abgelesen. Dieser Wert entspricht dem Zähler in Formel 2.37. Somit ergibt sich  $p_{2,3}(t = 30) = 0,6 \% / (96 \% - 48 \%) = 0,0125$ . Dieser Wert findet sich in der Matrix in Abbildung 24 in Zeile 2 und Spalte 3 entsprechend wieder.

Die Wahrscheinlichkeitsfunktion beschreibt, wie viel Prozent der Betriebsmittelgruppengesamtheit sich in welchem Zustand befindet. Sie ist in Formel 2.38 angegeben.

$$\mathbf{A}(t) = \{a_1^t, a_2^t, \dots, a_n^t\}; \sum_{i=1}^n a_i^t = 1 \quad 2.38$$

$a_i^t$ : Wahrscheinlichkeit, dass sich der Prozess zum Zeitpunkt  $t$  im Zustand  $i$  befindet

Für das oben gezeigte Beispiel (siehe Abbildung 21) ergibt sich dieser Vektor beispielsweise zu:  $\mathbf{A}(t = 30) = \{0,48; 0,48; 0,04; 0; 0\}$ . Das Betriebsmittel befindet sich also mit einer Wahrscheinlichkeit von 48 % im Zustand 1, mit ebenfalls 48 % im Zustand 2 und mit 4 % im Zustand 3. Zustand 4 und 5 sind im Alter von 30 Jahren theoretisch noch nicht möglich.

Mit der Übergang-Wahrscheinlichkeitsmatrix können die Vektoren der Wahrscheinlichkeitsfunktion für das folgende Intervall berechnet werden. Für statische Markov-Ketten gilt [75]:

$$\mathbf{A}(t + 1) = \mathbf{A}(t)\mathbf{P}^{t,t+1} \quad 2.39$$

$$\text{beispielsweise: } \mathbf{A}(31) = \mathbf{A}(30)\mathbf{P}^{30,31}$$

Mehrzustandsmodelle bieten den Vorteil, dass auch Aussagen über den Zustand der Betriebsmittel und – durch aggregierte Betrachtung – des Netzes gemacht werden können. Die Qualität des Netzes lässt sich somit steuern, indem definiert wird, wie hoch der Anteil an Betriebsmitteln in schlechteren Zustandsklassen sein darf. Im Rahmen der Simulation lassen sich die Anteile in den jeweiligen Zustandsklassen ausweisen und ergeben so ein zusammenfassendes Bild der Netzqualität.

Allerdings bedingt dieses Verfahren, dass turnusmäßige Zustandserhebungen zu den Betriebsmitteln bzw. zu den Betriebsmittelgruppen vorliegen. Für oberirdisch zugängliche oder unterirdische, befahrbare Betriebsmittel ist dieser Ansatz somit besonders geeignet. Allerdings ist die Anwendung bei erdverlegten, nicht befahrbaren Leitungen, wie bei Gasverteilungsnetzen, nur mit Abstrichen anwendbar.

Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass eine während des Lebenszyklus erfolgte Einflussnahme (zum Beispiel eine nachträgliche Korrosionsschutz- oder Sanierungsmaßnahme) durch eine Veränderung der Übergangswahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden kann. Die Modellierungskomplexität, insbesondere die zur Definition der Zustandsüberlebensfunktionen der einzelnen Betriebsmittelgruppen erforderlichen Daten, ist umfangreicher als in den bisher vorgestellten Ansätzen.

### 2.3.7 Modell zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung nach Rötsch

Rötsch hat mit unterschiedlichen Co-Autoren ein Modell zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit von Wasser- und Fernwärmenetzen vorgestellt (siehe [94], [93], [95]). Es baut auf den allgemeinen Erkenntnissen zur Systemzuverlässigkeit auf, wie sie beispielsweise in [71] beschrieben sind.

Grundsätzlich ergibt sich eine Systemzuverlässigkeit aus der Zuverlässigkeit der einzelnen Systembestandteile (Komponenten) und ihrem Zusammenspiel. Dieses Zusammenspiel wird mithilfe der kombinatorischen Wahrscheinlichkeitstheorie gefasst. Geht man davon aus, dass eine Systemkomponente  $i$  nur intakt ( $X_i=1$ ) bzw. defekt ( $X_i=0$ ) sein kann, ergibt sich:

$$X_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{Komponente } i \text{ intakt im Intervall } [0, t] \\ 0 & \text{Komponente } i \text{ defekt im Intervall } [0, t] \end{cases} \quad 2.40$$

Die sogenannte ‚Strukturfunktion‘ der Systemzuverlässigkeit ergibt sich dann zu [71]:

$$\Phi(X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t)) = \begin{cases} 1 & \text{System intakt im Intervall } [0, t] \\ 0 & \text{System defekt im Intervall } [0, t] \end{cases} \quad 2.41$$

Die Formulierung einer solchen Strukturfunktion, die ein gesamtes komplexes System – beispielsweise ein Versorgungssystem – umfassend beschreibt, ist mit vertretbarem Rechenaufwand nicht möglich. Daher werden verschiedene standardisierte, abstrahierende Strukturfunktionen gelöst und daraus wird das Gesamtsystem formuliert. Hier gibt es Reihenfolge- oder Serien-, Parallel- und k-von-n-Systeme.

Beim Reihenfolge- oder Serien-System funktioniert das System nur dann, wenn alle seine Komponenten funktionieren, beim Parallelsystem reicht die Funktion einer Komponente aus. Damit sind Reihenfolge- oder Serien-Systeme bzw. Parallelsysteme spezielle k-von-n-Systeme, in denen die Anzahl der notwendigerweise funktionierenden Komponenten für eine Systemfunktion frei definierbar sind. Komponenten im o.g. Sinne müssen nicht zwangsläufig einzelne Betriebsmittel des Versorgungssystems, sondern können auch Gruppen von Betriebsmitteln sein.

Grundsätzlich existieren zahlreiche Modelle zur Lösung von Zuverlässigkeitsaufgaben. Es könnten aber „keine Modellansätze anderer technischer Systeme auf Fernwärme- oder Wasserversorgungssysteme übertragen werden.“ (siehe [95], S.373).

Zu den klassischen Modellen zur Berechnung der Zuverlässigkeit zählen unter anderem Markov- bzw. Semi-Markov-Ketten (siehe dazu [95], Seite 386 ff. bzw. [71], S.683 ff.). Auf deren Basis entwickelte Röttsch zunächst zwei Modellvarianten: Modellvariante 1 für konstante Ausfallraten und Modell 2 für nichtkonstante Ausfallraten der einzelnen Komponenten. Diese Ansätze hat Röttsch in einer späteren Veröffentlichung im Jahr 2006 [93] aber nicht mehr verwendet.

Ein weiterer Aspekt im zuverlässigkeitsorientierten Ansatz ist die Bestimmung der Zuverlässigkeit einer einzelnen Komponente. Es ist zu klären, welche Ausfallwahrscheinlichkeit ein Rohrleitungsabschnitt zwischen zwei Knoten im Rechnetzmodell aufweist. Hierzu verwendete Röttsch in [95] verschiedene funktionale Ansätze (Exponentialfunktion, Hyper-Exponentialfunktion, Erlang-Funktion, Hyper-Erlang-Funktion). Mithilfe dieser Funktionen lässt sich eine Modellaussage dazu treffen, ob eine Komponente  $i$  zum Zeitpunkt  $t$  intakt bzw. defekt ist.

Eine praxisbezogene Veröffentlichung zu diesem Ansatz, unterlegt mit einer praktischen Anwendung, findet sich in [94] und [93]. Hier wird die Zuverlässigkeit eines Rohrleitungsabschnittes zwischen zwei Knoten durch vier Wichtungsfunktionen beschrieben (Schadensrate als Funktion von Material, Nennweite und Alter; Vergleich Ist- / Nennvolumenstrom; Vergleich Ist- / Solldruck; Vergleich Ist- / Vergleichsdruck, z.B. Prüfdruck). Die zuverlässigkeitslogische Betrachtung findet stark abstrahiert statt. Es wird ein hydraulischer Lastfall in einem Rohrnetzrechnungsprogramm berechnet. Bezogen auf diesen einen Lastfall entspricht das zuverlässigkeitslogische System einem Reihenfolge- bzw. Seriensystem. Ausgehend von einer Quelle (z.B. Einspeisung am Wasserwerk) werden die Volumenströme bis zu einem Abnahmepunkt durchlaufen. Von Knoten zu Knoten im Rechnetzmodell werden die Ausfallwahrscheinlichkeiten des dazwischenliegenden Rohrleitungsabschnittes betrachtet und aggregiert. Maschen- bzw. Parallelstrukturen werden zuverlässigkeitslogisch berücksichtigt. Insofern hat in diesem Modell ein Knoten, der weiter von der Quelle entfernt liegt in der Regel auch eine schlechtere Zuverlässigkeit. Somit lässt sich für jeden Knoten im hydraulischen Rechnetzmodell eine Zuverlässigkeit und damit auch die Systemzuverlässigkeit bestimmen (siehe Formel 2.42).

$$VZV_{Netz} = \frac{1}{m} \cdot \sum_k VZV_{Knoten\ k} \quad 2.42$$

$m$  = Anzahl Knoten ( $k$ : Laufvariable über alle  $m$  Knoten)

VZV = Versorgungszuverlässigkeit

Die ‚Netzzuverlässigkeit‘ (Systemzuverlässigkeit) entspricht somit der durchschnittlichen Knotenzuverlässigkeit. Mit diesem Ansatz lässt sich dann auch die Wichtigkeit (Importanz) einzelner Rohrleitungsstränge berechnen (siehe Formel 2.43).

$$Imp_{Strang\ i} = VZV_{Netz}(n - 0) - VZV_{Netz}(n - s)|_{s=Strang\ i} \quad 2.43$$

$Imp_{Strang\ i}$  : Importanz Strang i

$VZV_{Netz}(n-0)$  : Versorgungszuverlässigkeit des Systems ohne Ausfall eines Stranges

$VZV_{Netz}(n-s)$  mit  $s = \text{Strang i}$ : Versorgungszuverlässigkeit des Systems bei Ausfall des Stranges s

Eine Stichleitung zu einem nachgelagerten ‚Inselnetz‘, die nicht redundant ausgeführt ist, hat demnach eine höhere Importanz als eine technisch vergleichbare Leitung in einem vermaschten Netzbereich.

Ein vereinfachtes Verfahren zur Berechnung der Importanz einer Leitung findet sich bei Sanft [98]. Darin ist ein einfacher Algorithmus zur Berechnung der Bedeutung eines Rohrleitungsabschnittes enthalten: es werden n hydraulische Berechnungen durchgeführt (n: Anzahl aller Leitungsabschnitte). In jedem Berechnungsgang wird ein Rohrleitungsabschnitt i außer Betrieb genommen und die Gasmenge bestimmt, die durch Ausfall des Strangs i nicht mehr bzw. nicht mit dem erforderlichen Druck geliefert werden kann. Diese einfache Vorgehensweise ermöglicht ebenfalls die Bestimmung der Importanz eines Leitungsabschnittes.

Wesentliches Merkmal des Ansatzes von Rötsch ist die Fokussierung auf die Zuverlässigkeit des Gesamtnetzes. Eine Erneuerung eines Rohrleitungsabschnittes erfolgt insbesondere, wenn diese Erneuerung einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems leistet. Das Modell ist für Gasnetze nicht unmittelbar anwendbar, da eine Leckage in einer Gasleitung in der Regel nicht zu einem Ausfall der Gasversorgung von Kunden führt. Insofern müsste das Modell hier noch für Gasnetze modifiziert werden.

### 2.3.8 Modell im DVGW-Arbeitsblatt G 402 (A) und Hinweis G 403 (H)

Das DVGW-Arbeitsblatt G 402 (A) [40] und der DVGW-Hinweis G 403 (H) [45] stellen die allgemein anerkannte Regel der Technik für die Instandhaltung von Gasverteilungsnetzen dar und lösten 2011 (bzw. ergänzend 2013) das bisherige DVGW-Arbeitsblatt G 401 (A) [39] ab.

G 402 erläutert die Grundlagen zur Instandhaltung von Gasverteilungsnetzen und definiert insbesondere erforderliche Daten zur Formulierung von Instandhaltungsstrategien. G 403 baut darauf auf und geht vertiefend auf die kurz-, mittel- und langfristige Instandhaltung ein. Es werden auch Möglichkeiten zur zustandsorientierten Instandhaltung von kathodisch geschützten Gasverteilungsnetzen erörtert.

Neben Informationen zu kurzfristigen Instandhaltungsmaßnahmen und zur Aufstellung von mittelfristigen Instandhaltungsplanungen (z.B. Mittelfristplanung anhand einer Prioritätenliste) enthält G 403 auch Hinweise zur Ermittlung von langfristigen

Instandhaltungsstrategien. Die Berechnung des Instandhaltungsbedarfs, also der Menge an Leitungen die innerhalb eines bestimmten Zeitraumes (z.B. pro Jahr) rehabilitiert werden muss, wird durch Multiplikation der Ausfallratenfunktion (vgl. beispielsweise Abbildung 11) mit dem Betriebsmittelbestand im korrespondierenden Jahr ermittelt. Leider enthält G 403 hier einen schwerwiegenden Fehler, da anstatt der Multiplikation mit der Ausfallratenfunktion eine Multiplikation mit der (kumulierten) Verteilungsfunktion (vgl. beispielsweise Abbildung 9) erfolgt. Die kumulierte Verteilungsfunktion wird als ‚Wahrscheinlichkeitsfunktion‘ bezeichnet. Durch die Verwendung dieser ‚Wahrscheinlichkeitsfunktion‘ anstelle der Ausfallratenfunktion ergeben sich zu große erforderliche Rehabilitationsraten.

Wenn man richtigerweise die Ausfallratenfunktion verwendet, bietet G 403 einen systematischen Überblick bezüglich der Erarbeitung einer Instandhaltungsstrategie. Wie oben erwähnt, ermittelt sich der Instandhaltungsbedarf anhand der Multiplikation der Bestandsdaten und der Ausfallratenfunktion. Die Bestandsdaten können beispielsweise aus einem geographischen Informationssystem (GIS) entnommen werden. Aufwändiger stellt sich die Bestimmung der Ausfallratenfunktion dar. Hierfür bietet G 403 zwei Möglichkeiten, die im Folgenden kurz angesprochen werden.

Ein Verfahren basiert auf dem Vorgehen nach Herz (siehe 2.3.1, allerdings unter Verwendung einer Weibull-Funktion) und wird empfohlen für Betriebsmittelgruppen, für die keine oder keine ausreichende Anzahl an Schäden zur Ermittlung einer Schadensprognose vorliegen.

Das andere Verfahren ermittelt eine Funktion für das sogenannte ‚Nutzungsverhalten‘. In der Regel wird dazu ein ‚schadenorientiertes‘ Nutzungsverhalten auf Basis einer Schadensprognose bestimmt. Dazu können auch Schäden von bereits außer Betrieb genommenen Rohrleitungsabschnitten verwendet werden. Die Schäden müssen nicht für den gesamten Zeitraum der Nutzung des Gasverteilungsnetzes dokumentiert sein. Im Beispiel in G 403 wird ein Nutzungsverhalten beispielsweise für ein Gasverteilungsnetz abgeleitet, in dem die Schadensdokumentation lediglich 5 Jahre zurückreicht.

Beide Verfahren sind in G 403 detailliert beschrieben und ermöglichen die Bestimmung von Ausfallratenfunktionen für jede Betriebsmittelgruppe. Sind diese Ausfallratenfunktionen ermittelt, kann der Instandhaltungsbedarf bestimmt werden. Wenn Schadensfunktionen vorliegen, kann auch die Prognose der zukünftigen Schadensraten im Rahmen der Simulation mit erfolgen. Eine funktionale Form für die Schadensfunktion wird nicht vorgegeben.

Der Ansatz nach DVGW G 402 (A) und G 403 (H) ermöglicht das Aufstellen von Instandhaltungsstrategien sowohl für schadensanfällige als auch für schadensunauffällige, aber ggf. anderweitig problembehaftete Werkstoffe (z.B. versprödete Polyvinylchlorid-Rohre). Der Ansatz eignet sich auch für eine lückenbehaftete Dokumentation von Schadensereignissen und bietet die Möglichkeit der Berücksichtigung von ‚historischen‘

Schadensereignissen an mittlerweile außer Betrieb genommenen Rohrleitungsabschnitten. Die (langfristige) Instandhaltungsstrategie wird auf Betriebsmittelgruppen-Ebene erarbeitet. Es handelt sich um einen ausschließlich technikbasierten Ansatz, der die technische Sicherheit eines Gasverteilungsnetzes gewährleisten soll.

## 2.4 Instandhaltung in anderen Infrastrukturnetzen am Beispiel von Entwässerungssystemen

In DIN EN 752 [51] wird ein ‚Integrales Kanalmanagement‘ vorgestellt. Es gliedert sich in die Prozessschritte Untersuchung, Beurteilung, Planentwicklung und Umsetzung (vgl. Abbildung 25).

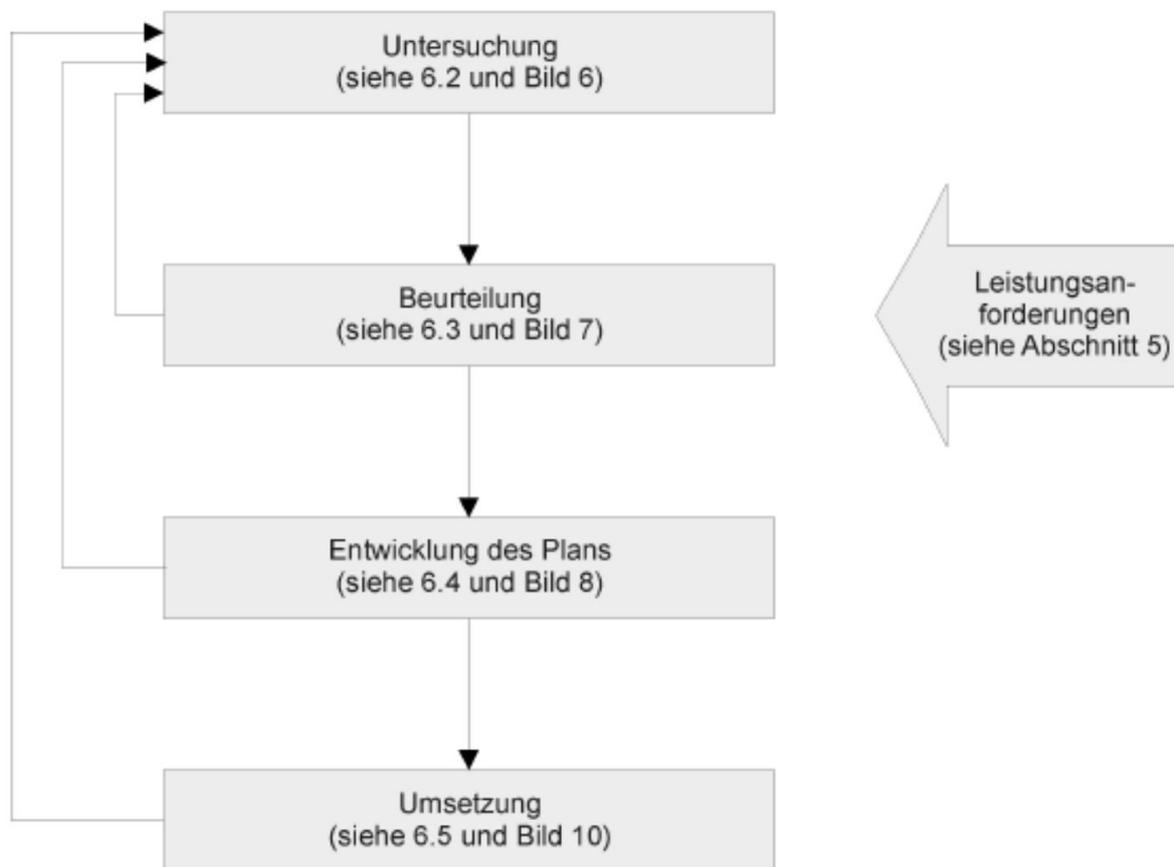


Abbildung 25: Integrales Kanalmanagement (aus: [51])

Innerhalb der deutschen Normung werden die Prozessschritte durch unterschiedliche Regelwerke weiter konkretisiert, insbesondere durch die Merkblattreihen DWA-M 143 (Zustandserfassung und -bewertung) und DWA-M 149 (Sanierung). Für Instandhaltungsstrategien ist insbesondere das DWA-Merkblatt DWA-M 143, Teil 14 relevant [37].

In [37] werden folgende Strategien genannt: Substanzwertstrategie, Gebietsbezogene Strategie, Zustandsstrategie, Mehrspartenstrategie, Feuerwehrstrategie und

Funktionsbezogene Strategie. Von besonderem Interesse im Rahmen einer vergleichenden Darstellung mit der Instandhaltung von Gasverteilnetzen sind die Ausführungen zur Substanzwert- und zur Zustandsstrategie.

### 2.4.1 Substanzwertstrategie

Im Rahmen der Substanzwertstrategie wird die Entwicklung des Substanzwertes über den Zeitverlauf beobachtet. Der Substanzwert wird in [37] definiert:

*„Der Substanzwert stellt den materiellen Wert eines Wirtschaftsgutes, eines Kanalnetzes oder einer Haltung unter Berücksichtigung seines Alters sowie ggf. vorhandener Mängel dar. [...] Zum Zeitpunkt der ordnungsgemäßen Erstellung sind der Substanzwert einer Haltung und der Wiederbeschaffungswert gleich.“*

Das Alter bzw. der Zustand des Betriebsmittels ist durch geeignete Abschläge bezogen auf den Wiederbeschaffungswert zu berücksichtigen (siehe z.B. [37], S.21 oder [72], S.34). Dabei kann der kalkulatorische Restwert nur dann herangezogen werden, sofern die kalkulatorische nahezu gleich der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer ist.

Unterstellt man zunächst einen linear fortschreitenden Alterungsprozess, so kann die Berechnung des Substanzwertes näherungsweise nach folgender Formel [37] erfolgen:

$$SW_{Netz} = \sum_{i=1}^n \left( WBW_i \cdot \left( 1 - \frac{Alter_i}{Nutzungsdauer_i} \right) \right) \quad 2.44$$

$SW_{Netz}$ : Substanzwert des betrachteten Kanalnetzes

$WBW_i$ : Wiederbeschaffungswert der i-ten Haltung

n: Anzahl der Haltungen

Individuelle Mängel einzelner Haltungen bzw. Betriebsmittel werden in dieser Formel vernachlässigt, könnten aber bei entsprechender Kenntnis über eine Reduzierung der Restnutzungsdauer im Modell berücksichtigt werden.

Mit dem ermittelten Substanzwert des Netzes lässt sich durch Bezug auf den Wiederbeschaffungswert des Netzes ein relativer Substanzwert bestimmen, der eine dimensionslose Größe zwischen 0 und 1 darstellt:

$$SW_{rel} = SW_{Netz} / WBW_{Netz} \quad 2.45$$

Liegt der relative Substanzwert eines Leitungsnetzes zwischen 0,2 und 0,5, sollten die Rehabilitationsaufwendungen erhöht werden. Ein relativer Substanzwert unter 0,2 bedeutet, dass vermutlich ein erheblicher Teil des Kanalnetzes nicht mehr in einem akzeptablen Zustand sein dürfte. Es wird empfohlen, auf langfristige Sicht einen um 0,5 schwankenden relativen Substanzwert zu haben.

## 2.4.2 Zustandsstrategie

Bei der Zustandsstrategie wird der Zustand des Kanalnetzes im Rahmen von Inspektionen (z.B. jährlich) festgestellt und langfristig in einen definierten Sollzustand überführt. Die allgemeine Beschreibung der Zustandsstrategie enthält [37]. Eine Beschreibung und Bewertung anwendbarer Modelle ist z.B. in [36] enthalten. Zur Bewertung des baulichen Zustands des Kanalnetzes werden dort Alterungsmodelle beschrieben. Es werden folgende drei Modelltypen differenziert: Alterungsmodelle für Betriebsmittelgruppen (z.B. Kohortenüberlebensmodell), Alterungsmodelle mit Bewertung des individuellen Haltunugszustandes (z.B. (Semi-)Markov-Modelle) und Nutzungsdaueroptimierungsmodelle. Diese Modelle wurden in Abschnitt 2.3 bereits in ihren theoretischen Grundzügen beschrieben: Kohortenüberlebensmodell → siehe z.B. Ansatz nach Herz (siehe Abschnitt 2.3.1), Markov-Modelle (siehe Abschnitt 2.3.6) und Nutzungsdaueroptimierungsmodelle → siehe z.B. Ansatz nach Michalik (siehe Abschnitt 2.3.4).

## 2.5 Konsequenzen und resultierende Voraussetzungen für das eigene Modell

Neben individuellen Stärken und Schwächen der in Abschnitt 2.3 vorgestellten Modelle, liegt ein grundsätzliches Defizit aller Ansätze darin, dass die Systematik des regulierten Gasmarktes nicht abgebildet wird.

Das zu erstellende eigene Modell muss – wenn es auf einem der oben genannten Ansätze aufbauen soll – entsprechende Modifizierungen und Ergänzungen erhalten. Insbesondere muss das eigene Modell in der Lage sein, die Wirtschaftlichkeit von Erneuerungsstrategien bestimmen zu können und gleichzeitig den Nachweis ermöglichen, dass sich der Zustand des Netzes – und damit ein wesentlicher Qualitätseinfluss – im Rahmen gesetzter Grenzen bewegt.

Hierzu wird im Folgenden das Thema der Versorgungsqualität kurz aufgegriffen. Dieser Themenaspekt wird im weiteren Verlauf der Arbeit aber noch weiter konkretisiert und vertiefend behandelt (siehe z.B. Abschnitt 3.4.6, Abschnitt 3.6 und das gesamte Kapitel 6).

### 2.5.1 Modellerfordernisse durch Gasmarktregulierung

In den vorgestellten Modellen wurde in der Regel lediglich die Kostenseite, nicht aber die Erlösseite betrachtet, beziehungsweise es wurde eine rein technisch orientierte Erneuerungsentscheidung getroffen. In einigen Modellen werden betriebswirtschaftliche Aspekte über den Ansatz der Lebenszykluskosten in das Modell integriert. Demnach ist eine Erneuerung einer wiederholten, mehrfachen Reparatur dann vorzuziehen, wenn die sogenannte ‚optimale Nutzungsdauer‘ erreicht ist. In anderen Ansätzen, in denen gänzlich auf wirtschaftliche Aspekte verzichtet wird, ergibt sich die Erneuerungsentscheidung aus der Einhaltung unternehmensindividueller Grenzwerte qualitätsspezifischer Kennzahlen

(z.B. Einhaltung einer bestimmten Zuverlässigkeit der Versorgung, eines definierten Risikos oder einer strangteilspezifischen Schadensrate).

Derartige Modelle haben im regulierten Gasmarkt hinsichtlich ihrer Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer Erneuerungsstrategie keine uneingeschränkte Gültigkeit mehr. Im regulierten Gasmarkt muss auch beachtet werden, wie eine Erneuerung die Erlösseite beeinflusst und ob die Maßnahme durch den Erlös der Netznutzungsentgelte refinanziert werden kann. Es gilt zu prüfen, ob die Gefahr besteht, dass für die Gasverteilnetzbetreiber ein Anreiz besteht, nicht mehr ausreichend in die Rehabilitation der Netze zu investieren.

Diese Gefahr sieht im Grundsatz auch die Bundesnetzagentur, die in Deutschland für die Regulierung zuständige Behörde. Infolge der in Abbildung 26 dargestellten Systematik der Anreizregulierung, also der Fokussierung auf den Abbau vermeintlich ineffizienter Kosten, sieht Herrmann z.B. „die Gefahr, dass Kostensenkungen zu Lasten der Versorgungsqualität gehen“ [66]. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, [15]) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV, [19]) sehen daher die Einführung einer Qualitätsregulierung vor. Diese ist für Gasverteilungsnetze aber bis heute nicht eingeführt, da sich die Findung qualitätsrelevanter Kennzahlen schwierig gestaltet [66].

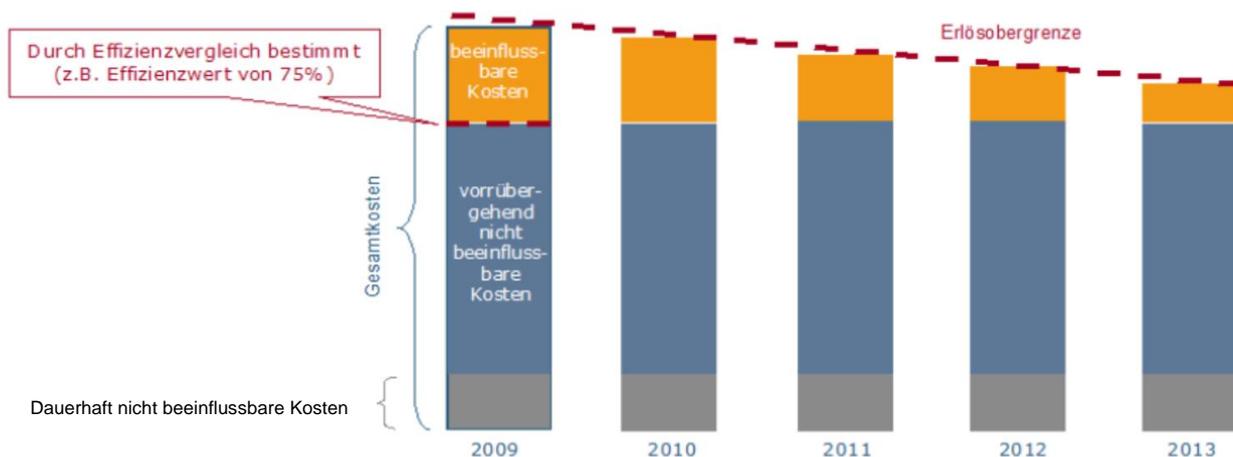


Abbildung 26: Abbau der 'ineffizienten' Kostenanteile im Rahmen der Anreizregulierung (aus: [66])

Das eigene – im Abschnitt 4 zu entwickelnde – Modell soll unter anderem in der Lage sein, Aussagen zur langfristigen Entwicklung der Qualität eines Gasverteilungsnetzes bei Anwendung unterschiedlicher Instandhaltungsstrategien machen zu können. Durch die Beantwortung dieser Fragestellung kann eine Empfehlung zur Gestaltung des Qualitätselementes gemacht werden, um einen Anreiz zur Erneuerung schadensanfälliger und risikorelevanter Leitungen zu ermöglichen.

Die Versorgungsqualität wird von der Bundesnetzagentur selbst als eine auf fünf Säulen stehende Größe (siehe Abbildung 27) definiert.



Abbildung 27: Dimensionen der Versorgungsqualität (aus: [67])

Dabei werden in [63] die einzelnen Säulen näher definiert:

- Netzzuverlässigkeit: Die Fähigkeit eines Gasverteilungsnetzes, das Gas unter Einhaltung der Produktqualität möglichst unterbrechungsfrei von einem Punkt des Netzes zu einem anderen zu transportieren.
- Produktqualität: Einhaltung einer vorgegebenen chemischen Gaszusammensetzung und Bereitstellung eines ausreichenden Versorgungsdruckes.
- Versorgungssicherheit: Technische Sicherheit im Sinne der Vermeidung von Schäden für Menschen und Anlagen. Diese ist im EnWG § 49 (1) und (2) geregelt, nach dem Energieanlagen nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu errichten und zu betreiben sind. Die Einhaltung dieser Regeln wird bei Anwendung des DVGW-Regelwerkes vermutet.
- Servicequalität: Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher (z.B. Definition von Servicestandards, Termineinhaltung, usw.).
- Fähigkeit des Gasverteilungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen (zum Beispiel auch aus Einspeisung von Biogas).

Nicht alle genannten Qualitätsdimensionen beinhalten Instandhaltungsaspekte. Insbesondere die Netzzuverlässigkeit und die Versorgungssicherheit, sichergestellt durch die Anwendung des DVGW-Regelwerkes, werden aber durch die Instandhaltung beeinflusst.

In ihrem Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung [23], S. 285 spricht die BNetzA hingegen nur noch von drei Säulen (Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit und Servicequalität). Die Produktqualität wird unter der Netzzuverlässigkeit subsummiert. Die Dimension der (technischen) Versorgungssicherheit sei gesetzlich geregelt und – wie auch die Servicequalität – in der Anreizregulierungsverordnung bisher nicht vorgesehen. Weitergehende Informationen zur Qualitätsregulierung werden in Abschnitt 3.6 gegeben.

## 2.5.2 Resultierende Anforderungen an das eigene Modell

Das eigene Modell muss daher folgende Voraussetzungen erfüllen:

- Simulation der Schadensentwicklung und ggf. weiterer qualitätsrelevanter und kostenverursachender Größen.

- Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Rehabilitationsstrategien (inkl. Abschätzung der Erlös- und ggf. der Effizienzveränderungen).
- Aufzeigen von Modellierungsmöglichkeiten zur Entwicklung eines Qualitätselementes / einer Qualitätsregulierung.

Dazu muss das Modell keine leitungsabschnittsbezogenen Ergebnisse liefern. Vielmehr soll eine Gesamtstrategie eines Netzbetreibers bewertet werden können, die sich auf das gesamte Netzgebiet und dessen Qualitätsentwicklung bezieht.

Aus den angestellten Analysen und Überlegungen, ergeben sich folgende weitere Anforderungen:

- Möglichst große Prognosesicherheit durch Bildung von Betriebsmittelgruppen
- Identifikation der schadensanfälligsten und besonders risikobehafteten Leitungsabschnitte durch Priorisierung im Rahmen der Maßnahmenplanung.

Die Details zur Entwicklung des eigenen Modells werden in Abschnitt 4 beschrieben.

## **3 Regulierung von Gasverteilnetzen**

### **3.1 Allgemeines**

Im Rahmen dieser Arbeit wird lediglich der Aspekt des Gasnetzbetriebs, also die Verteilung des Produktes Naturgas (Erdgas / Biogas), behandelt. Die Liberalisierung des Gasmarktes als Ganzes verfolgt einen umfassenderen Ansatz. Um einen bislang eher monopolistisch geprägten Markt wie die Gaswirtschaft in einen Konkurrenzmarkt zu überführen, werden die Wertschöpfungsstufen, die sich nicht sinnvollerweise in einen Konkurrenzmarkt überführen lassen (z.B. Gasnetzbetrieb), von den anderen Wertschöpfungsstufen entflochten und müssen in einem zweiten Schritt entsprechend reguliert werden. Gleichzeitig müssen die Gasnetze diskriminierungsfrei allen konkurrierenden Gasvertrieben zur Verfügung stehen.

Um ein besseres Verständnis für die in den folgenden Abschnitten behandelten Schwerpunkte (Regulierung, Benchmarking, Netzkosten und Netzentgelte) zu ermöglichen, werden zunächst die grundsätzliche Entwicklung der Gasversorgung in Deutschland, der Gesamtkontext der Liberalisierung und die Grundlagen von Energienetzregulierung kurz umrissen.

#### **3.1.1 Entwicklung der Gasversorgung in Deutschland**

Historisch wird Erdgas in Europa schwerpunktmäßig seit den 1960er-Jahren genutzt. Davor wurden aber bereits Netze betrieben, in denen Gas z.B. aus Kokereiprozessen verteilt wurde. Daher gab es bereits seit Ende des 19. Jahrhunderts erste Netzstrukturen. Der Beginn des Aufbaues einer flächendeckenden Gasversorgung in Deutschland datiert insbesondere aufgrund der Entdeckung des Groningerfeldes in den Niederlanden in das Jahr 1959. Damit startete der grenzübergreifende Transport von Erdgas. In den 1970er-Jahren wurde erstmals Gas aus der damaligen Sowjetunion nach Westeuropa transportiert. Im Laufe der 1980er-Jahre kam es dann zu weiteren signifikanten Steigerungen der Liefermengen und auch die Anzahl der Gasexport-Länder nahm weiter zu. Mitte der 1990er-Jahre waren alle damaligen EU-Staaten an das europäische Gasnetz angeschlossen [103], [53]. Den Anteil des Energieträgers Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland zeigt Abbildung 28.

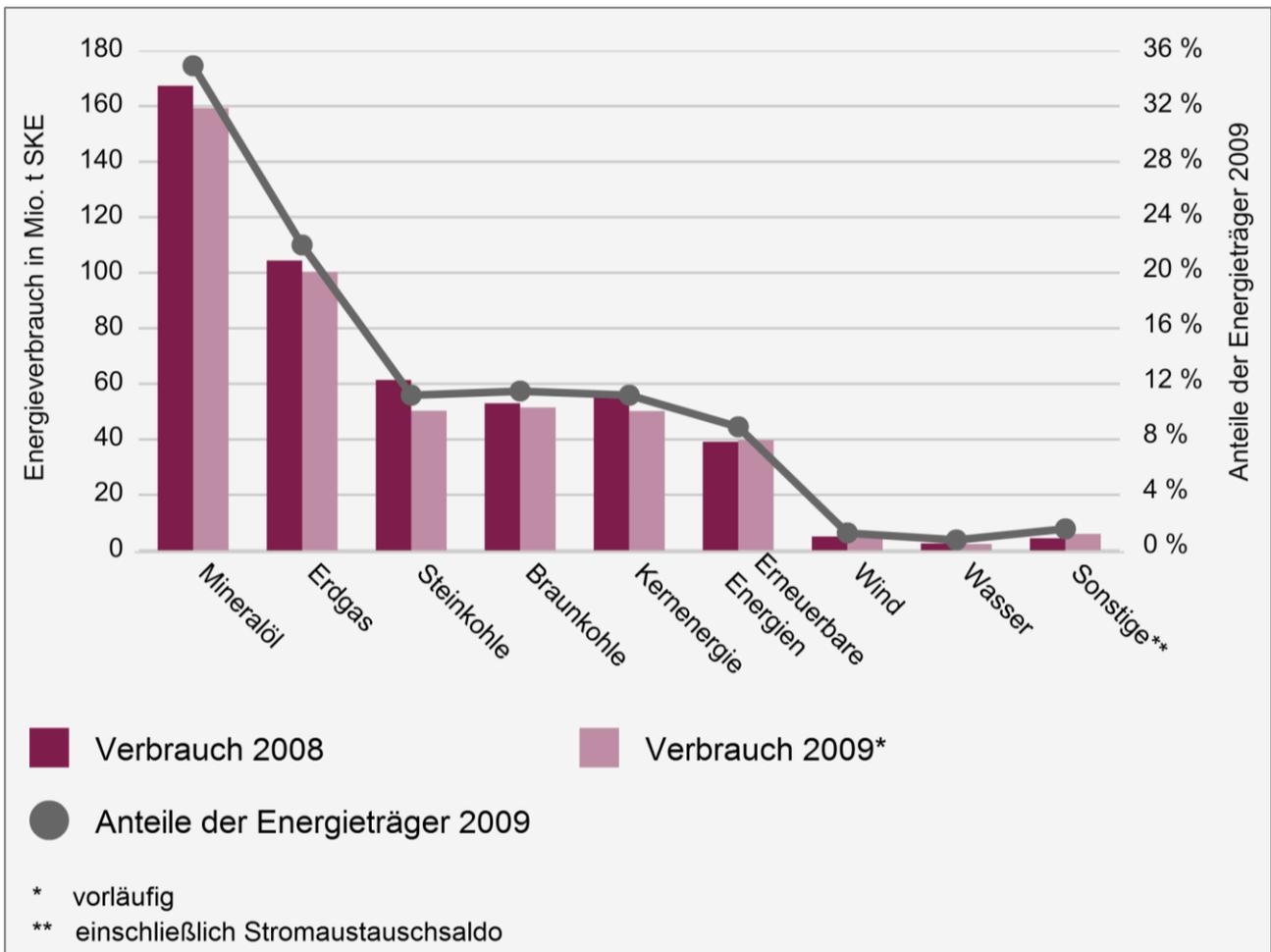


Abbildung 28: Primärenergieverbrauch in Deutschland in Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE) und Anteile der Energieträger in Prozent (2009); Quelle: BDEW

Die Entwicklung der Länge des deutschen Gasnetzes ist in Abbildung 29 dargestellt.

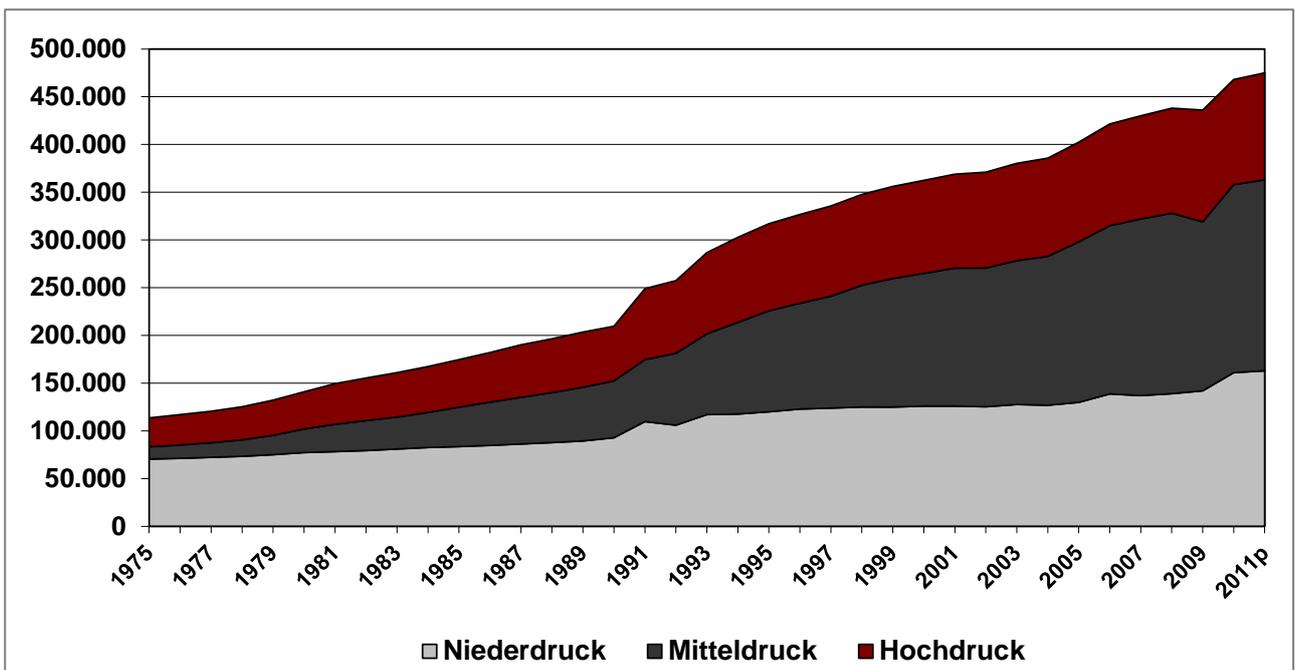


Abbildung 29: Gasnetzentwicklung in Deutschland - 1975 bis 2011 in [km]; Quelle: BDEW

### 3.1.2 Liberalisierung der Gasversorgung in Deutschland

1998 kam es in Europa und in Deutschland zu umfassenden Änderungen der Rechtslage im Energiesektor. Bis dahin war ein Wechsel des Gasanbieters für Kunden nicht möglich. Es bestand lediglich eine Konkurrenz zu anderen Energieträgern wie beispielsweise Kohle oder Öl. Die Gasversorgungsunternehmen waren integrierte Unternehmen, die sowohl für den Gasvertrieb als auch für die Verteilung des Erdgases zuständig waren.

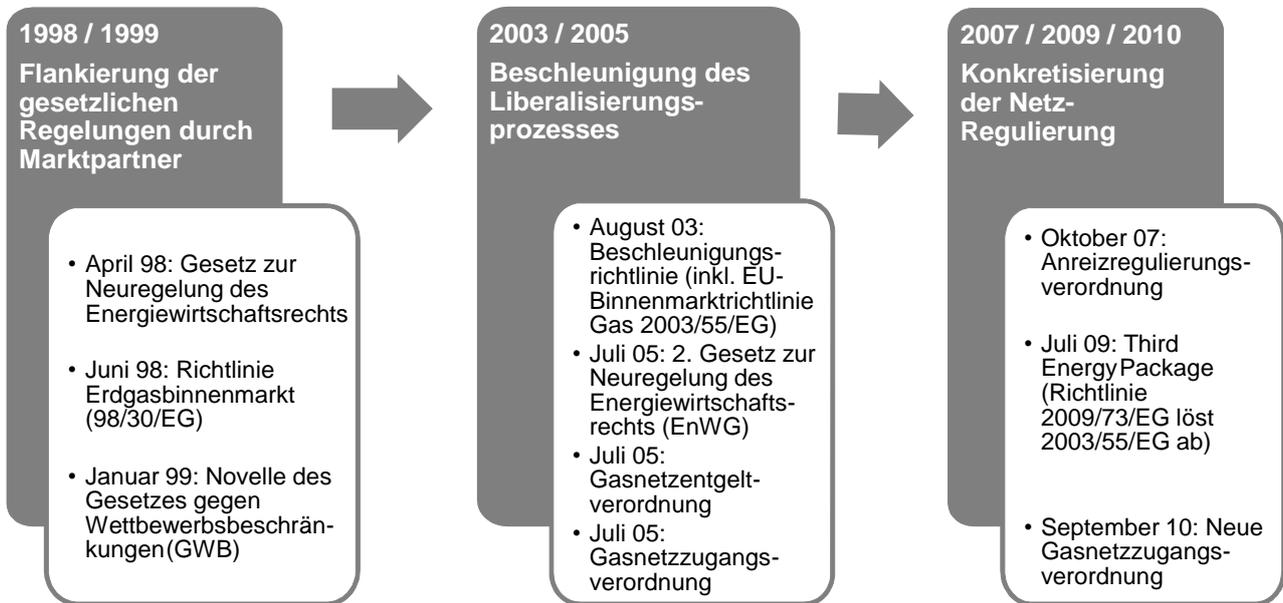


Abbildung 30: Wesentliche Meilensteine im Liberalisierungsprozess der deutschen und der europäischen Gaswirtschaft

Durch die Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt [57], sollte ein wettbewerbsorientierter Erdgasmarkt verwirklicht werden. Die Forderungen dieser Richtlinie wurden im Juli 2005 mit dem Inkrafttreten des 2. Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, dem ‚Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)‘ [15] in deutsches Recht überführt. Es regelt den Netzzugang, die Netzentgelte, die Einrichtung der zuständigen Regulierungsbehörde und die Entflechtung von Vertrieb und Netzbetrieb. Im EnWG wurde die zuständige Regulierungsbehörde beauftragt, einen Bericht zur Einführung einer Anreizregulierung sowie direkt im Anschluss daran, einen entsprechenden Entwurf einer Rechtsverordnung vorzulegen. Diese Rechtsverordnung, die Anreizregulierungsverordnung [19], wurde am 06.11.2007 in Kraft gesetzt. Auch die entsprechenden Novellierungen auf europäischer Ebene (3. Energy Package 2009, Gasrichtlinie 2009/73/EG) wurden im EnWG durch eine Novellierung in 2011 bereits in nationales Recht überführt [14]. Dabei blieben für Gasverteilnetzbetreiber die Regelungen im Großen und Ganzen erhalten. Lediglich die Unabhängigkeitsanforderungen und die Rechte auf Informationszugang des Gleichbehandlungsbeauftragten wurden gestärkt und das Erfordernis zum getrennten Marktauftritt des Verteilnetzbetreibers wurde eingeführt.

Den zeitlichen Ablauf der wesentlichen Änderungen im Rahmen des europäischen und deutschen Liberalisierungsprozesses im Gasmarkt zeigt Abbildung 30.

Die Liberalisierung umfasst drei wesentliche Aspekte. Zunächst muss der Netzzugang auch Dritten ermöglicht werden, also Gaslieferanten, die ebenfalls den Kunden („Letztverbraucher“) versorgen können. Allerdings könnten dabei die bislang vertikal integrierten Unternehmen<sup>2</sup> den Netzzugang für Dritte erschweren, indem sie beispielsweise größere Transportkapazitäten für sich selbst blockieren. Daher kommt als zweiter wesentlicher Aspekt das sogenannte „Unbundling“ hinzu, also die Entflechtung des Vertriebes und des Netzbetriebes. Im Extremfall stellen Vertrieb und Netzbetreiber eigenständige Unternehmen dar. Die Entflechtungsvorschriften sind im EnWG §6 ff. geregelt [15]. Es sind grundsätzlich zu unterscheiden:

- Buchhalterisches Unbundling (Getrennte Rechnungslegung und Buchführung von Gasnetzbetreiber und Vertriebsbereich)
- Informationelles Unbundling (Vertraulichkeit bzw. diskriminierungsfreier Zugang von Informationen aus dem Netzbetrieb)
- Operatives Unbundling (Organisatorische Trennung des Netzbetreibers und des Vertriebsbereichs)
- Rechtliches Unbundling (Gesellschaftsrechtliche Trennung von Netzbetreiber und des Vertriebsbereich)

Nach erfolgter Entflechtung ist als dritter Aspekt die Regulierung des Netzbetriebes zu nennen, der ein natürliches Monopol darstellt.

Durch die Trennung von Vertrieb und Netzbetrieb ist inzwischen ein wirksamer Wettbewerb zwischen den Gasvertrieben entstanden. Kunden können den Gasanbieter frei wählen. Der BDEW gibt für den Zeitpunkt März 2012 eine Quote von 17,6 % an (Kunden, die einen neuen Gaslieferanten gewählt haben; Quelle: BDEW, [26], S.8).

Hingegen bleibt der Betrieb der Infrastruktur zur Gasverteilung ein natürliches Monopol, da es in der Regel nicht sinnvoll ist, parallele Netze aufzubauen und zu betreiben. Gemäß [105] ist Voraussetzung für die Existenz eines natürlichen Monopols eine subadditive Kostenstruktur. Demnach könnte ein Unternehmen in einem Marktsektor die gesamte Produktion kostengünstiger herstellen, als mehrere Unternehmen. Daher soll durch die Anwendung einer Anreizregulierung einerseits ein marktähnlicher Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern simuliert werden, der zu entsprechenden Kostensenkungen und effizientem Verhalten führt, andererseits aber sollen auch Investitionsanreize zum Erhalt und zum Ausbau der Infrastruktur geschaffen werden. Die Qualität der vorhandenen Gasverteilnetze soll durch eine entsprechende Qualitätsregulierung sichergestellt werden, die Teil der Anreizregulierungsverordnung ist.

---

<sup>2</sup> Vertikal integrierte Gasversorgungsunternehmen: vertikale Integration bedeutet in diesem Zusammenhang, dass diese Unternehmen mehrere Wertschöpfungsstufen in einem Unternehmen abbilden (z.B. Gaseinkauf, Gasverteilung, Gasvertrieb)

### Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis 2007 bis 2012 (mengengewichtete Mittelwerte)

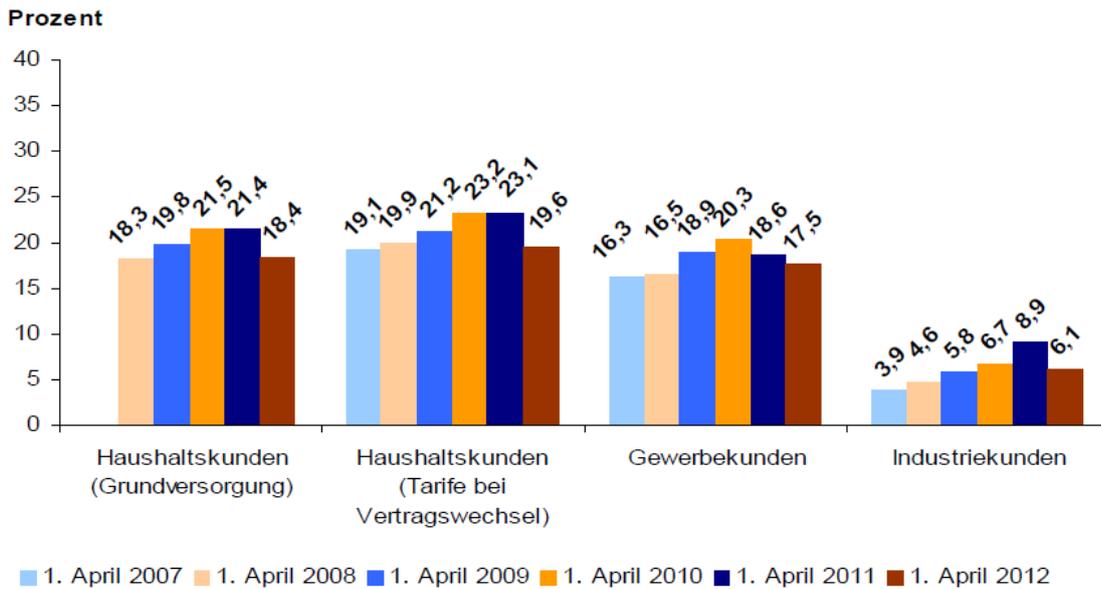


Abbildung 31: Anteile Netzentgelte am Gaspreis 2007 bis 2012 (aus: [24], S.190)

Abbildung 31 zeigt die Entwicklung des Anteils der Netzentgelte (inkl. vorgelagerte Netzkosten, Entgelte für Abrechnung und Messstellenbetrieb) am Gesamt-Endkundenpreis. Die anderen Bestandteile (am Beispiel der Kundengruppe Haushaltskunden) sind in Abbildung 32 dargestellt.

### Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2012

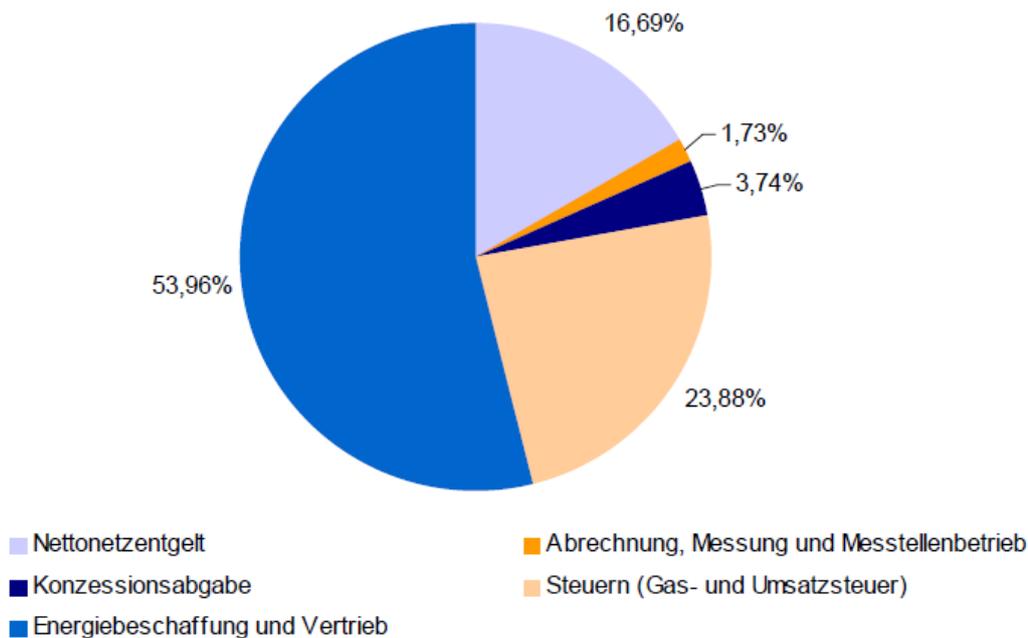


Abbildung 32: Zusammensetzung Gaspreis für Haushaltskunden (aus: [24], S.238)

Der Regulierungseinfluss beschränkt sich auf die Netzentgelte und damit auf einen Anteil von weniger als 20 % des Gasgesamtpreises. Von besonderem Interesse ist die Entwicklung der Qualität der Gasverteilungsnetze infolge der durch die Anreizregulierung hervorgerufenen Kostenreduzierungen im Bereich der Netzentgelte.

### 3.1.3 Grundlagen der Energienetzregulierung

Die Ineffizienzen in einem natürlichen Monopol werden vorwiegend auf drei Bestandteile zurückgeführt [85]:

- Allokative Ineffizienz
- Produktive Ineffizienz
- Dynamische / innovative Ineffizienz

In der makroökonomischen Theorie ist ein Zustand (pareto-)optimal, wenn Grenzkosten gleich Grenznutzen ist. Im Falle eines Monopols wird der Monopolist aber einen Preis setzen, der über seinen Durchschnittskosten liegt und damit zu einer geringeren Nachfrage führt. Der Gewinn des Unternehmens ist zwar maximiert, aber die sogenannte allokativen Effizienz ist nicht gegeben.

Die produktive Ineffizienz bezieht sich auf die Effizienz des betrachteten Unternehmens. Die Leistungserbringung erfolgt nicht optimal und Ressourcen werden nicht optimal eingesetzt, da sich das Unternehmen nicht im Wettbewerb behaupten muss und Ineffizienz durch eine erhöhte Preissetzung kompensieren kann.

Die dynamische/innovative Effizienz ist nicht zeitpunktbezogen, sondern beschreibt den Umstand, dass Monopolisten – langfristig betrachtet – nicht mit der gleichen Dynamik Innovationen vorantreiben und einen technologischen Fortschritt initiieren, wie Unternehmen, die im Wettbewerb zu Konkurrenten stehen.

Zur Verhinderung der genannten Ineffizienzen gibt es verschiedene Regulierungsmöglichkeiten. Die beiden grundsätzlich zu unterscheidenden Ansätze sind die kostenorientierte Regulierung und die anreizorientierte Regulierung. Dabei kann der Regulierer die Rahmenbedingungen im Vorfeld setzen („ex-ante“) oder nachträgliche Kontrollen durchführen („ex-post“). Letzteres stellt eine klassische Missbrauchsaufsicht dar (z.B. gemäß „Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen – GWB“ – durch das Kartellamt).

Im Rahmen der kostenorientierten Regulierung („cost based“) sind folgende Ansätze zu unterscheiden [85]:

- Rate-of-return-Regulierung / Rentabilitätsregulierung

In diesem Ansatz darf der Monopolist die Betriebskosten (OPEX) und die Kapitalkosten (CAPEX) zuzüglich einer Rendite auf das eingesetzte Kapital in Ansatz bringen. Als Nebenbedingung wird die Kapitalrentabilität – also das Verhältnis zwischen Nettoerlös (=Umsatzerlöse-OPEX) und eingesetztem Kapital –

begrenzt. Dieser Ansatz führt dazu, dass das Unternehmen versuchen wird, das eingesetzte Kapital im Rahmen der zugelassenen Grenzen der Kapitalrentabilität zu maximieren (Averch-Johnson-Effekt). Ferner besteht kein Anreiz zur effizienten Gestaltung der OPEX.

- Cost-Plus-Regulierung / Kosten-Plus-Regulierung

Bei der Cost-Plus-Regulierung erhält das Unternehmen auf seine nachgewiesenen Kosten einen entsprechenden Aufschlag. Die Fehlanreize liegen bei diesem Modell auf der Hand. Sowohl bei den OPEX als auch bei den CAPEX besteht kein Grund zur Kostenreduzierung.

Für die kostenbasierten Ansätze lässt sich somit zusammenfassend sagen, dass sie keine Anreize zur Erreichung der oben beschriebenen produktiven Effizienz beinhalten. Hierzu heißt es in [85], Seite 11:

*„Aus einem investitionstheoretischen Blickwinkel fokussieren kostenbasierte Regulierungsregime in der konventionellen Form lediglich auf allokativen Effizienz, während keine Anreize zur produktiven oder dynamischen Effizienz generiert werden. [...] Ein weiter entwickelter, kostenorientierter Regulierungsansatz ist die Anwendung von Kostenmodellen zur Unterstützung der Regulierungsinstanz. Diese zielen zumeist auf die Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung für ein Beispielnetz ab. [...] In der regulatorischen Praxis werden zumeist zukunftsorientierte, d.h. auf die Abbildung der effizienten Kosten eines neu zu errichtenden Netzes abzielende Ansätze verwendet.“*

Kostenbasierte Ansätze kommen heute im Rahmen der Regulierung von Gasverteilnetzen beispielsweise in Belgien zur Anwendung [90].

Insbesondere um die aufgeführten Nachteile der kostenbasierten Regulierungsmethoden zu umgehen, werden in zahlreichen Ländern anreizorientierte Methoden oder zumindest Mischformen aus beiden Systemen eingesetzt. Zentraler Gesichtspunkt der anreizorientierten Regulierung ist die Entkopplung der Erlöse von den Kosten. Weitere Aspekte sind die Fokussierung auf die Effizienz der Netzbetreiber sowie die transparente ex-ante Genehmigung der Netzentgelte.

Anreizorientierte Regulierungsmethoden (‘incentive based’) sind ebenfalls in [85] aufgeführt:

- Price-Cap-Regulierung / Preisobergrenzen-Regulierung

Im Rahmen der Price-Cap-Regulierung wird für einen bestimmten Zeitraum (z.B. 3 bis 5 Jahre) eine Preisobergrenze vorab festgelegt. Diese wird zum Beispiel in Form einer linearen Funktion im Zeitverlauf reduziert (Formel 3.1, aus: [85]).

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 + \text{Inflation} - X(t)) + /-Z \quad 3.1$$

Darin stellt  $X(t)$  den Abbaupfad der Ineffizienz des Unternehmens dar. Erfolgt die Leistungserbringung mit optimaler Effizienz, so ist  $X(t) = 0$  für  $t = 1, \dots, n$ .  $n$  ist die Dauer der Regulierungsperiode.  $Z$  ist ein Auf- oder Abschlag, der den allgemeinen Produktivitätsfortschritt der Branche angibt.

Um den Preis zu Beginn der Regulierungsperiode festlegen zu können, erfolgt zunächst eine eingehende Kostenprüfung. Zudem wird der unternehmensindividuelle Effizienzabbaupfad durch einen Vergleich zu anderen Unternehmen in Form eines Benchmarks durchgeführt.

Der Anreiz für das Unternehmen liegt darin, die realen Kosten während der Regulierungsperiode schneller zu senken, als der ermittelte Abbaupfad, da es die dadurch entstehenden Gewinne während der Regulierungsperiode vereinnahmen darf (kurzfristige Steigerung der produktiven Effizienz). Da die CAPEX nur langfristig beeinflusst werden können, fokussieren sich die Kostenreduzierungen damit insbesondere auf den Bereich der OPEX. Der Ansatz bietet allerdings keine unmittelbaren Anreize, die Kosten langfristig zu reduzieren und somit zur Steigerung der dynamischen/innovativen Effizienz [85]. Zum Beginn einer neuen Regulierungsperiode werden die neuen, niedrigeren Kosten als Ausgangsmaßstab angesetzt, und das Unternehmen muss infolge der Effizienzsteigerung die Preise reduzieren. Das Unternehmen hat daher einen entgegengesetzten Anreiz, die Kosten zum Ende der Regulierungsperiode, im Jahr, das der Kostenprüfung zu Grunde gelegt wird (Fotojahr), wieder zu erhöhen („ratchet effect“).

- Revenue-Cap-Regulierung / Erlösbergrenzen-Regulierung

Die Revenue-Cap-Regulierung ist eine spezielle Variante der Price-Cap-Regulierung (Formel 3.2, aus: [85]).

$$R_t = (R_{t-1} + k \cdot \Delta K) \cdot (1 + \text{Inflation} - X) + /-Z \quad 3.2$$

Hierin sind  $k$  der Kostenfaktor für neue angeschlossene Kunden und  $\Delta K$  die Veränderung der Kundenzahl.  $R$  entspricht der Erlösbergrenze. Dem Unternehmen wird hier keine Preisobergrenze vorgegeben, sondern es werden stattdessen die Gesamterlöse begrenzt. Dies hat direkte Auswirkungen auf die Preisgestaltung. Die grundlegenden Vor- und Nachteile ergeben sich analog zur Price-Cap-Regulierung.

#### - Yardstick-Competition / Vergleichsmarkt-Regulierung

Bei der Yardstick-Competition wird die Kostenstruktur des einzelnen Unternehmens nicht zum Ausgangspunkt der Effizienzsteigerungen herangezogen. Stattdessen wird als Ergebnis aus einem Benchmarkingprozess die Durchschnittsleistung vergleichbarer Unternehmen verwendet um ein virtuelles Vergleichsunternehmen zu ermitteln (,Yardstick‘). Diese Kostenstruktur muss das betrachtete Unternehmen nun erreichen. Übererfüllt es die Vorgabe, so erhält es einen Bonus, erreicht es das Ziel nicht, so wird es in Form eines Malus pönalisiert. Für die Einführung der Yardstick-Regulierung ist es essentiell, dass zuvor eine Phase einer Price-Cap-Regulierung durchlaufen wurde, um auf ein relativ gleichmäßig effizientes Ausgangsniveau aufbauen zu können.

Die besondere Herausforderung besteht in der Bestimmung eines fairen Yardstick-Unternehmens. Es gibt zahlreiche strukturelle Unterschiede zwischen den Unternehmen (geographisch, geologisch, umgebender Wirtschaftsraum und Kostenstrukturen, Investitionszyklusphase, usw.). Es kann somit für bestimmte, besonders benachteiligte Unternehmen zu unrealistischen Anforderungen durch die Regulierung kommen.

### **3.2 Internationale Ansätze**

Die europäischen Regulierungsbehörden haben sich im ‚Council of European Energy Regulators‘ (CEER) zusammengeschlossen. Diese non-profit-Organisation hat die Aufgabe, einen einheitlichen Blick auf die europäischen Energiemärkte zu entwickeln und den Informationsaustausch zwischen den Regulierungsbehörden zu ermöglichen.

Die Mitglieder sind Tabelle 2 zu entnehmen.

Land	Name	Internet-Adresse	Anzahl DSOs [35]
Österreich	E-Control	<a href="http://www.e-control.at">http://www.e-control.at</a>	20
<b>Belgien</b>	CREG	<a href="http://www.creg.be">http://www.creg.be</a>	19
Bulgarien	SEWRC	<a href="http://www.dker.bg">http://www.dker.bg</a>	NA
Kroatien	HERA	<a href="http://www.hera.hr">http://www.hera.hr</a>	NA
Zypern	CERA	<a href="http://www.cera.org.cy">http://www.cera.org.cy</a>	Kein Erdgas
<b>Tschechien</b>	ERU	<a href="http://www.eru.cz">http://www.eru.cz</a>	86
Dänemark	DERA	<a href="http://www.dera.dk">http://www.dera.dk</a>	4
Estland	ECA	<a href="http://www.konurentsiamet.ee">http://www.konurentsiamet.ee</a>	26
<b>Finnland</b>	EMV	<a href="http://www.energiamarkkinavirasto.fi">http://www.energiamarkkinavirasto.fi</a>	24
Frankreich	CRE	<a href="http://www.cre.fr">http://www.cre.fr</a>	25
<b>Deutschland</b>	BNetzA	<a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a>	720
Griechenland	PAE / RAE	<a href="http://www.rae.gr">http://www.rae.gr</a>	3
Ungarn	MEKH	<a href="http://www.mekh.hu">http://www.mekh.hu</a>	11
Island	Orkustofnun	<a href="http://www.os.is">http://www.os.is</a>	NA
Irland	CER	<a href="http://www.cer.ie">http://www.cer.ie</a>	NA
Italien	AEEG	<a href="http://www.autorita.energia.it">http://www.autorita.energia.it</a>	229
Lettland	PUC	<a href="http://www.sprk.gov.lv">http://www.sprk.gov.lv</a>	NA
Litauen	NCC	<a href="http://www.regula.lt">http://www.regula.lt</a>	6
Luxemburg	ILR	<a href="http://www.ilr.lu">http://www.ilr.lu</a>	3
Malta	MRA	<a href="http://www.mra.org.mt">http://www.mra.org.mt</a>	Kein Erdgas
Niederlande	ACM	<a href="http://www.acm.nl">http://www.acm.nl</a>	8
Norwegen	NVE	<a href="http://www.nve.no">http://www.nve.no</a>	NA
Polen	URE / ERO	<a href="http://www.ure.gov.pl">http://www.ure.gov.pl</a>	36
Portugal	ERSE	<a href="http://www.erse.pt">http://www.erse.pt</a>	11
Rumänien	ANRE	<a href="http://www.anre.ro">http://www.anre.ro</a>	41
Slowakei	URSO / RONI	<a href="http://www.urso.gov.sk">http://www.urso.gov.sk</a>	NA
Slowenien	Energy Agency of the Republic of Slovenia	<a href="http://www.agen-rs.si">http://www.agen-rs.si</a>	16
Spanien	CNE	<a href="http://www.cne.es">http://www.cne.es</a>	26
Schweden	EI	<a href="http://www.ei.se">http://www.ei.se</a>	5
<b>Großbritannien</b>	OFGEM	<a href="http://www.ofgem.gov.uk">http://www.ofgem.gov.uk</a>	31

Tabelle 2: Mitglieder CEER 2013 (Quelle: <http://www.energy-regulators.eu>) und Anzahl der Verteilnetzbetreiber (DSOs); NA = non available

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass die jeweilige Marktstruktur sehr unterschiedlich ist. Einige Staaten haben eine sehr überschaubare Anzahl an Verteilnetzbetreibern (Distribution System Operators – DSOs), andere – insbesondere Deutschland – haben eine Vielzahl an Netzbetreibern. In Deutschland verfügen von den 720 angegebenen DSOs 640 über weniger als 100.000 Kunden (89 %). In Großbritannien haben nur 3 DSOs von 31 weniger als 100.000 Kunden (10 %). Diese inhomogenen Marktstrukturen haben folglich auch Auswirkungen auf die Art der Liberalisierungsansätze. Eine Übertragung von Liberalisierungsansätzen, die in einem Land besonders erfolgreich sind, auf ein anderes Land mit abweichenden Marktstrukturen, kann daher nicht pauschal erfolgen.

Als ausgewählte Staaten werden im folgenden Großbritannien, Finnland, Belgien und Tschechien genauer betrachtet.

### 3.2.1 Großbritannien

Im Jahr 1986 wurde die Liberalisierung des Gasmarktes in Großbritannien initiiert [103], welches somit in Europa als Vorreiter betrachtet werden kann. Das Inkrafttreten des sogenannten Gas Acts (Gas-Gesetz) [89], die damit verbundene Privatisierung von British Gas und die Gründung von OFGAS, der britischen Regulierungsbehörde (heute OFGEM), waren der Ausgangspunkt. Seit Einführung der Regulierung gab es inzwischen vier Transmission Price Control Reviews (TPCR). Die gesamte zeitliche Entwicklung dieser Liberalisierungshistorie ist in Abbildung 33 dargestellt.

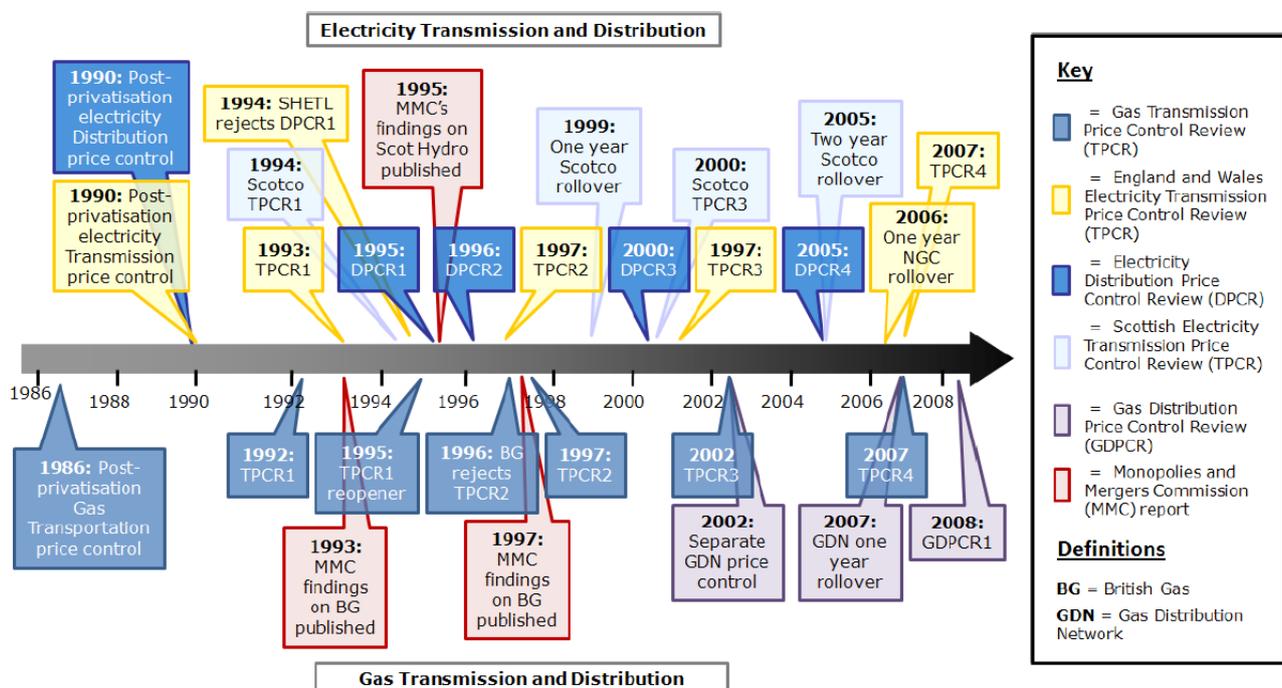


Abbildung 33: Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in Großbritannien (aus: [88], S.6)

Von Beginn an wurde eine Anreizregulierung angewendet. Zunächst wurden zwei Einflussfaktoren betrachtet: der sogenannte Retail Price Index, der die allgemeine Entwicklung der Konsumentenpreise berücksichtigt und ein X-Wert, der die

sektorspezifische Produktivitätsentwicklung abbildet. In den Fortentwicklungen des Regulierungssystems wurden auch unternehmensindividuelle X-Werte eingeführt, die auf Basis von Benchmarks bestimmt wurden. Durch die zunehmenden Detaillierungen nahmen auch die Regulierungskomplexität und die abgefragten Datenmengen zu. Gleichzeitig stellte sich Investitionszurückhaltung ein [5].

Aufgrund des erkannten, problematischen Verhaltens der Netzbetreiber, die geforderten Effizienzsteigerungen durch einen entsprechenden Substanzverzehr zu erreichen, gibt es inzwischen einen kontinuierlich zunehmenden Investitionsbedarf. Um diesem Umstand zu begegnen, überprüfte die OFGEM in den vergangenen Jahren den bestehenden Regulierungsansatz und erarbeitete das neue Regulierungsmodell RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Output). Wesentliches Ziel ist die „*Umstellung auf eine nachhaltige und klimafreundliche Energieversorgung*“ [5]. Beibehalten werden Berichtspflichten und die Bestimmung der Erlösbergrenzen mittels Benchmarking-Verfahren. Durch die Anwendung dieser Verfahren sollen die Erlöse an einem effizienten Vergleichsunternehmen orientiert werden. Derartige Benchmarking-Verfahren arbeiten daher in der Regel mit Effizienzvergleichsmethoden. Diese werden im Detail in Abschnitt 3.3 vorgestellt. Grundsätzlich setzen die zur Anwendung kommenden Verfahren die getätigten Aufwendungen (Input) in Bezug zur Leistungserbringung (Output). Innerhalb des RIIO-Modells werden auch Output-Parameter definiert, die eine nachhaltige Entwicklung von Netzstrukturen sicherstellen sollen. Die aktuelle Regulierungsperiode läuft von 2013 bis 2021 mit einer Zwischenevaluierung.

### 3.2.2 Finnland

Die Struktur des finnischen Gasmarktes weicht vom sonstigen europäischen Gasmarkt insofern ab, da das Gas vornehmlich an Großabnehmer (Industrie, Kraftwerke, usw.) geliefert wird und nur etwa 5 % der gesamten Gasmenge im Rahmen der Ortsgasversorgung verwendet werden [55]. Somit dient ein großer Teil des Erdgases der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme in den jeweiligen Kommunen.

Finnische Gasversorgungsunternehmen müssen das rechtliche und operative Unbundling nicht umsetzen. Da alle finnischen Netzbetreiber unter 100.000 Kunden fallen, ist die Ausnahmeregelung auf den gesamten Gasmarkt in Finnland anwendbar. Daher ist der finnische Gasmarkt durch vertikal integrierte Unternehmen geprägt (vgl. [54]). 80 % der DSOs gehören ganz oder teilweise kommunalen Anteilseignern. Die übrigen 20 % halten industrielle Gasanwender. Das buchhalterische Unbundling ist durch alle Gasversorger durchzuführen.

Finnland hat die Richtlinie 98/30/EG aus dem Jahre 1998 im August 2000 durch das Erdgasmarkt-Gesetz in nationales finnisches Recht überführt. Novellierungen wurden in den Jahren 2003 und 2004 vorgenommen. Die Liberalisierung in Finnland entspricht in

weiten Teilen bereits den Anforderungen der EU-Gasrichtlinie 2009/73/EG, obwohl die Anforderungen noch nicht in nationales Recht übertragen wurden [35].

Die Netzentgelte werden in Finnland nicht ex-ante durch die Regulierungsbehörde vorgegeben. Sie bestätigt lediglich ex-ante die Methode zur Netzentgeltermittlung. Dazu veröffentlicht der Regulierer vorab einen entsprechenden Leitfaden. Die DSOs setzen ihre Preise dann eigenständig fest. Nach Ablauf der Regulierungsperiode überprüft die Regulierungsbehörde die während der abgelaufenen Periode erzielten Einnahmen auf Angemessenheit. Sogenannte ‚Windfall-Profits‘ (z.B. durch witterungsbedingte Mehrabgaben) müssen im Laufe der folgenden Regulierungsperiode wieder an die Kunden durch entsprechende Preisreduzierungen zurückfließen. Infolge der ex-ante Methoden-Vorgabe und den Erlösbezug handelt es sich somit um einen ex-ante Revenue-Cap-Regulierungsansatz.

Der Leitfaden zur Ermittlung der Netzentgelte enthält gemäß dem Erdgasmarktgesetz die Methodenbeschreibungen zur Festlegung des regulierten Anlagenbuchwertes, der Kapitalrendite, des Gewinns durch den Netzbetrieb sowie von Effizienzzielen bezüglich des Netzbetriebs. Die Kapitalrendite wird jährlich mittels der WACC-Methode (‚Weighted Average Cost of Capital‘) bestimmt. Die Methode bietet einen Anreiz zu Netzinvestitionen, da diese sofort in das regulierte Anlagevermögen eingehen. Zusätzlich werden jährlich Daten zu verschiedenen Bereichen des Netzbetriebes, insbesondere auch zur Qualität, gesammelt [54].

### 3.2.3 Belgien

Belgien verfügt über keine eigenen Erdgasfelder, ist aber ein ausgewiesenes Transitland für Erdgas. Dies wird insbesondere durch den Interconnector in Zeebrügge deutlich, an den das kontinentaleuropäische Erdgas-Leitungssystem mit dem Großbritanniens gekoppelt ist. Neben Fluxys – gleichzeitig TSO (Transmission System Operator) – gibt es 18 weitere DSOs, die die Netze bis zum Haushaltskunden betreiben. Gas hat einen Anteil von 29 % am Belgischen Energiemix [56].

Vor 2009 kam in Belgien eine Cost-plus-Regulierung zur Anwendung. Die CREG (Belgische Regulierungsbehörde) überprüfte dabei die Kostenstrukturen und erhöhte die zugestandenen Kosten um eine entsprechende Gewinnspanne. Die Netzentgelte wurden entweder von der CREG für den gesamten Zeitraum einer Regulierungsperiode genehmigt (ein Jahr) oder für drei Monate von ihr festgelegt.

Ab 1. Januar 2009 wurden 4-jährige Regulierungsperioden eingeführt und das Regulierungsmodell wurde um Anreize zur Kosteneffizienz ergänzt. Dennoch sah die Regierung Belgiens mit Verweis auf das 3. Energie-Paket der EU weiteren Handlungsbedarf zur Überarbeitung der Regulierungspraxis.

Ziel der Überarbeitung, die 2011 begann, war die klare Vorgabe der Regulierungsmethoden an die DSOs vor Beginn der folgenden Regulierungsperiode (2013

bis 2016). Ergänzend wurde gemeinsam mit einem auf die Energienetzregulierung spezialisierten Beratungsunternehmen (SUMICSID, <http://www.sumicsid.com>) ein Vorschlag zum Benchmark der Verteilnetzbetreiber in Belgien gemacht [31] und zusammen mit den Methoden zur Netzentgeltermittlung im Rahmen eines Konsultationsprozesses Ende 2011 vorgestellt. Durch die Verabschiedung des Gasgesetzes am 8. Januar 2012 und die damit verbundenen weiteren Veränderungen entschied die CREG, dass die derzeitigen Netzentgelte zunächst noch bis Ende 2014 fortgelten sollen.

Der Vorschlag zum Benchmark, den SUMICSID erarbeitet hat, sieht ein Benchmark mittels Data-Envelopment-Analyse vor. Als Inputparameter werden die Gesamtkosten (TOTEX) und als Outputparameter die Anzahl der Ausspeisepunkte, die Netzlänge, die transportierte Energie und die Anzahl der Druckerhöhungsstationen empfohlen [31].

### 3.2.4 Tschechien

In Tschechien hat Erdgas einen Anteil von 17 % am gesamten Primärenergieverbrauch [56]. Es gibt in Tschechien 86 Verteilnetzbetreiber und somit, unter Einbezug der Größe beider Länder, eine ähnliche Struktur wie in Deutschland. Die Regulierung der Gasverteilnetze erfolgt mittels Revenue-Cap ohne Benchmark und somit ohne unternehmensindividuelle Effizienzbestimmung (vgl. Formel 3.3)<sup>3</sup>.

Aus der Regulierungsformel ist abzuleiten, dass es sich hinsichtlich der OPEX um ein anreizbasiertes System handelt. Die Kosten im Basisjahr  $PV_{dp0}$  werden mit einem allgemeinen Produktivitätsfortschritt  $X_{dp}$  multipliziert und ergeben so die zulässigen Erlöse im jeweiligen Jahr der Regulierung. Wenn die Kosten des Unternehmens im betreffenden Jahr der Regulierungsperiode niedriger sind, ergibt sich ein entsprechender Vorteil.

Hingegen handelt es sich bei den Kapitalkosten um einen ‚cost-plus‘-Ansatz. Neben den Abschreibungen wird eine Kapitalrendite gewährt, deren Höhe abhängig vom regulierten Anlagenbuchwert (RAB – ‚Regulated Asset Base‘) ist. Durch die Kopplung mit  $RAB_{dpi}$  haben die Unternehmen einen Anreiz in die Erneuerung der Netzinfrastruktur zu investieren. Die Kapitalrendite ist mit 8,288 % festgelegt. Die aktuelle Regulierungsperiode läuft von 2010 bis 2014 (5 Jahre).

---

<sup>3</sup> siehe dazu z.B.: „Final Report of the Energy Regulatory Office on the regulatory methodology for the third regulatory period, including the key parameters of the regulatory formula and pricing in the electricity and gas industries“, S.48f., Energy Regulatory Office (ERO – Tschechische Regulierungsbehörde), Dezember 2009.

$$PV_{dpi} = PV_{dp0} \cdot (1 - X_{dp})^i \cdot \prod_{t=l}^{l+i-1} \frac{I_t}{100} + O_{dpi} + \frac{MV_{dpi}}{100} \cdot RAB_{dpi} \quad 3.3$$

$PV_{dpi}$ : genehmigte Erlösbergrenze im Jahr  $i$  der Regulierungsperiode

$PV_{dp0}$ : Ausgangskosten

$X_{dp}$ : allgemeiner Produktivitätsfortschritt in der Erdgasbranche

$I_t$ : Erhöhungsfaktor (zusammengesetzt aus consumer price index und business price index)

$O_{dpi}$ : geplante Abschreibung

$MV_{dpi}$ : Kapitalrendite auf die RAB (regulated asset base) ermittelt nach dem WACC-Prinzip (weighted average cost on capital before tax)

$RAB_{dpi}$ : regulated asset base (regulierter und fortgeschriebener Anlagenbuchwert)

$i$ : lfd. Nr. des aktuellen Jahrs in der Regulierungsperiode

$l$ : Jahr vor dem ersten regulierten Jahr der aktuellen Regulierungsperiode

### 3.2.5 Zusammenfassung der internationalen Ansätze

Der europäische Gasmarkt hat eine inhomogene Struktur. Die Anzahl der Verteilnetzbetreiber, die Kundenstruktur sowie die verwendeten Regulierungsansätze zeigen von Land zu Land erhebliche Abweichungen.

Einen wesentlichen Faktor für die Möglichkeiten des Regulierers, stellt die Anzahl der Netzbetreiber dar. Die große Anzahl an Netzbetreibern in Deutschland ermöglicht die Verwendung von Methoden, die eine breite statistische Basis erfordern. In Märkten mit wenigen Unternehmen kann, deutlich individueller, jedes einzelne Unternehmen betrachtet werden. Dies führt zu Unterschieden in der Anwendung der Regulierungsmethoden.

In Finnland werden hauptsächlich Großkunden mit Erdgas versorgt. Eine Ortsgasversorgung, vergleichbar mit der in Deutschland, gibt es nur in recht geringem Ausmaß. Diese unterschiedlichen Kundenstrukturen führen selbstverständlich ebenfalls zu differenzierten Anforderungen an die Regulierung der Verteilnetze.

Bei den Regulierungsansätzen lässt sich kein europaweiter, gemeinsamer Standard erkennen. Die Ansätze sind zum Teil kostenbasiert, zum Teil anreizorientiert. Es lässt sich aber – unter Beachtung der eben genannten erforderlichen und begründeten Unterschiede – zumindest eine grundlegende Tendenz erkennen. Die meisten Länder wenden bereits eine anreizorientierte Form der Regulierung an oder beabsichtigen, derartige Ansätze zukünftig anzuwenden. Zu konstatieren ist auch, dass die meisten Länder sich noch in einer Entwicklungs- bzw. Lernphase befinden. Auch in Großbritannien, das auf eine lange Regulierungserfahrung zurückblicken kann, kommt es noch regelmäßig zu Veränderungen

bei der Regulierung. Ein europäischer ‚state-of-the-art‘ scheint derzeit nicht ableitbar zu sein.

### 3.3 Benchmarking-Methoden

Im Rahmen der Regulierung von Gasverteilnetzen in Deutschland kommen zwei Methoden zum Einsatz. Zum einen die Data-Envelopment-Analyse (DEA) und zum anderen die Stochastic-Frontier-Analyse (SFA). Diese Methoden werden in den beiden folgenden Abschnitten kurz vorgestellt. Detaillierte Informationen sind beispielsweise in [34], [80], [29] enthalten. Weitere Inhalte zur Produktions- und Kostentheorie sowie auch zur DEA enthält beispielsweise [60].

In der Produktionstheorie werden die Zusammenhänge zwischen Produktionsfaktoren (Inputs) und den Produkten (Outputs) untersucht. Effizient ist dabei das Verfahren, das von keinem anderen Verfahren ‚dominiert‘ wird. Es gibt also kein anderes Verfahren, das bei gleichem Faktoreinsatz einen höheren Output beziehungsweise bei geringerem Faktoreinsatz den gleichen Output erzielt [59].

In der klassischen Produktionstheorie werden solche Zusammenhänge zum Beispiel für landwirtschaftliche oder industrielle Produktionsverfahren in Form von sogenannten Produktionsfunktionen beschrieben (z.B. ertragsgesetzliche, neoklassische, Leontief-, Gutenberg-Produktionsfunktionen) [59]. Hier sind insbesondere substitutionale und limitationale Typen zu unterscheiden. Dabei besitzen die jeweiligen Funktionstypen bestimmte, auf spezielle Anwendungen bezogene Eigenschaften. Sie sind stets so zu wählen, dass sie eine möglichst umfassende Abbildung der produktionstheoretischen Zusammenhänge sicherstellen. Dadurch, dass die realen Zusammenhänge in der Regel hohe Komplexität aufweisen, muss sich die funktionale Beschreibung auf die wesentlichen, den Prozess abbildenden Einflussgrößen beschränken.

So haben zum Beispiel ertragsgesetzliche Funktionen – als Beispiel für eine substitutionale Produktionsfunktion – zunächst steigende und dann fallende Grenzerträge<sup>4</sup>, wie sie zum Beispiel beim Düngemiteleinsatz in der Landwirtschaft zu beobachten sind: Zunächst steigt der Ertrag eines Feldes mit zunehmender Düngemittelmenge, lässt dann bei Überdüngung der Böden aber wieder nach [59].

Neoklassische Produktionsfunktionen – als weiteres Beispiel des substitutionalen Typs – gehen davon aus, dass die Steigerung eines Inputfaktors unabhängig von den anderen Inputfaktoren zu einer Erhöhung des Outputs führt. Es gibt, im Gegensatz zur ertragsgesetzlichen Produktionsfunktion, keinen Bereich zunehmender Grenzerträge. Der Grenzertrag nimmt bei zunehmendem Inputeinsatz direkt ab. Dabei wird nicht beachtet, dass die Inputfaktoren in der Regel voneinander abhängig sind: erwirbt eine Firma zum Beispiel eine zusätzliche Maschine, erhöht sich gleichzeitig auch der Bedarf an

---

<sup>4</sup> Grenzertrag: der Grenzertrag gibt an, um wie viele Einheiten der Output steigt, bei (ceteris paribus) Steigerung eines Inputfaktors um eine Einheit

Bedienpersonal, Betriebsmitteln, usw. Diese Lücke wird zum Beispiel mit den Leontief-Funktionen geschlossen, die einen limitationalen Zusammenhang zwischen den Inputfaktoren voraussetzen [59].

Den Produktionsfunktionen gemein ist die Annahme, dass sich die Unternehmen effizient verhalten, die Produktionsfunktion also den effizienten Rand aller möglichen Produktionstechnologien darstellt. Dieser Umstand führte zur Entwicklung der mengentheoretischen Abbildung von Produktionstechnologien [29]. Dabei gibt es eine Menge möglicher Produktionspunkte und einen effizienten Rand, auf dem sich die effizienten Produktionspunkte finden. Über Distanzfunktionen, die den Abstand einer nicht effizienten Technologie zum effizienten Rand angeben, lassen sich auch Aussagen zur Effizienz eines Produktionspunktes machen. Dies ist die Grundlage für die Einführung der Methoden in den Abschnitten 3.3.1 (Data-Envelopment-Analyse) und 3.3.2 (Stochastic-Frontier-Analyse). Bei der Vorstellung der Methoden werden die Modellspezifikationen verwendet, wie sie auch von der Bundesnetzagentur beim Effizienzvergleich der Gasverteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung zur Anwendung kommen. In Abschnitt 3.3.3 wird ergänzend kurz erörtert, welche Modellabweichungen sich zwischen dem Effizienzvergleich 2008 und dem Effizienzvergleich 2013 durch die Bundesnetzagentur ergeben haben.

### 3.3.1 Data-Envelopment-Analyse (DEA)

Grundsätzlich ergibt sich die Effizienz eines Unternehmens aus dem Quotienten der Produktivität des betreffenden Unternehmens im Vergleich zur höchsten beobachteten Produktivität.

Die kennzahlenorientierte Herangehensweise um die Produktivität zu beschreiben, führt in der Regel zu einem Quotienten (Kennzahl) der Form Output pro Input (z.B. Stückzahlen pro Arbeitsstunde). Hier spricht man von einer partiellen Produktivitätskennzahl. Um eine Aussage zur Effizienz eines gesamten Unternehmens machen zu können (Totale Produktivität), muss eine Vielzahl unterschiedlicher Kennzahlen gefunden werden, die die Unternehmenstätigkeit möglichst vollständig abbilden. Hier stellt sich die Frage, welche Kennzahlen gewählt und wie diese untereinander gewichtet werden [34], [29], 96].

Dieses Problem (Wichtung der Kennzahlen untereinander) umgeht die DEA. Es werden zunächst der ‚virtuelle Output‘ und der ‚virtuelle Input‘ definiert (siehe Formel 3.4).

$$\text{virtual output}_o = u_1 y_{1o} + u_2 y_{2o} + \dots + u_s y_{so}$$

$$\text{virtual input}_o = v_1 x_{1o} + v_2 x_{2o} + \dots + v_m x_{mo}$$

$$\max \theta_o = \frac{\text{virtual output}_o}{\text{virtual input}_o}$$

3.4

$y_{io}$  ( $i=1,\dots,s$ ):  $s$  Outputs des Unternehmens  $o$

$x_{io}$  ( $i=1,\dots,m$ ):  $m$  Inputs des Unternehmens  $o$

$u_i$  ( $i=1,\dots,s$ ): Wichtungsfaktoren der  $s$  Outputs des Unternehmens  $o$

$v_j$  ( $j=1,\dots,m$ ): Wichtungsfaktoren der  $m$  Inputs des Unternehmens  $o$

$\theta_o$  ( $o=1,\dots,n$ ): Produktivität des Unternehmens  $o$  (von insgesamt  $n$  Unternehmen)

Im Rahmen der DEA werden die Wichtungsfaktoren nicht vorgegeben, sondern sollen für jedes Unternehmen bestmöglich bestimmt werden. Dies ist vergleichbar mit einem sportlichen Wettkampf (z.B. Zehnkampf), in dem die einzelnen Sportarten nicht mit einer festgelegten Punktzahl gewichtet würden, sondern die individuell für jeden einzelnen Sportler zu einem bestmöglichen Gesamtergebnis für ihn führen. Ein spezialisierter Hochspringer könnte damit ebenso wie ein Athlet, der über ausgeglichene Stärken in allen Sportarten verfügt, auch einen 100 %-Wert (maximale Produktivität) erreichen.

Damit ergibt sich ein mathematisches Optimierungsproblem. Zur Vervollständigung dieser Optimierungsaufgabe müssen neben der Maximierungsaufgabe (siehe Formel 3.4) noch entsprechende Nebenbedingungen vorgegeben werden. Darauf wird im Folgenden näher eingegangen.

Die maximale Produktivität der  $n$  Unternehmen wird normiert und auf den Wert 1,0 festgelegt. Dies stellt den ‚Benchmark‘ dar. Damit können alle anderen Unternehmen ins Verhältnis zur Produktivität dieses Unternehmens / dieser Unternehmen gesetzt und die einzelnen Effizienzwerte bestimmt werden.

Im Zuge der Fortentwicklung des ursprünglichen DEA-Modells von Charnes, Cooper und Rhodes [27], das konstante Skalenerträge voraussetzte, kamen weitere Modelle hinzu, beispielsweise Modelle mit variablen Skalenerträgen [4] sowie Mischformen aus diesen Modellen. Diese lassen sich am besten in Form des Ein-Input- und Ein-Output-Falls grafisch erläutern (siehe Abbildung 34). Das Modell mit konstanten Skalenerträgen (CRS – constant returns to scale) setzt voraus, dass es keine Skaleneffekte gibt. Das optimale In- und Outputverhältnis ist hier konstant und unabhängig von der Unternehmensgröße. Der effiziente Rand dieses Modells ist gestrichelt dargestellt. In diesem Modell ist nur das Unternehmen B effizient. Alle anderen Unternehmen müssten sich durch eine Outputerhöhung bei Konstanthalten des Inputs (outputorientiert) bzw. durch eine Inputreduzierung bei Konstanthalten des Outputs (inputorientiert) in Richtung des effizienten Randes bewegen, um ihre Effizienz zu steigern. Den Effizienzwert in diesem Modell bezeichnet man als „Technische Effizienz (TE)“ (siehe [34], S.141). Ineffizienzen sind eine Kombination aus einer ineffizienten Leistungserbringung und einer nicht optimalen Betriebsgröße.

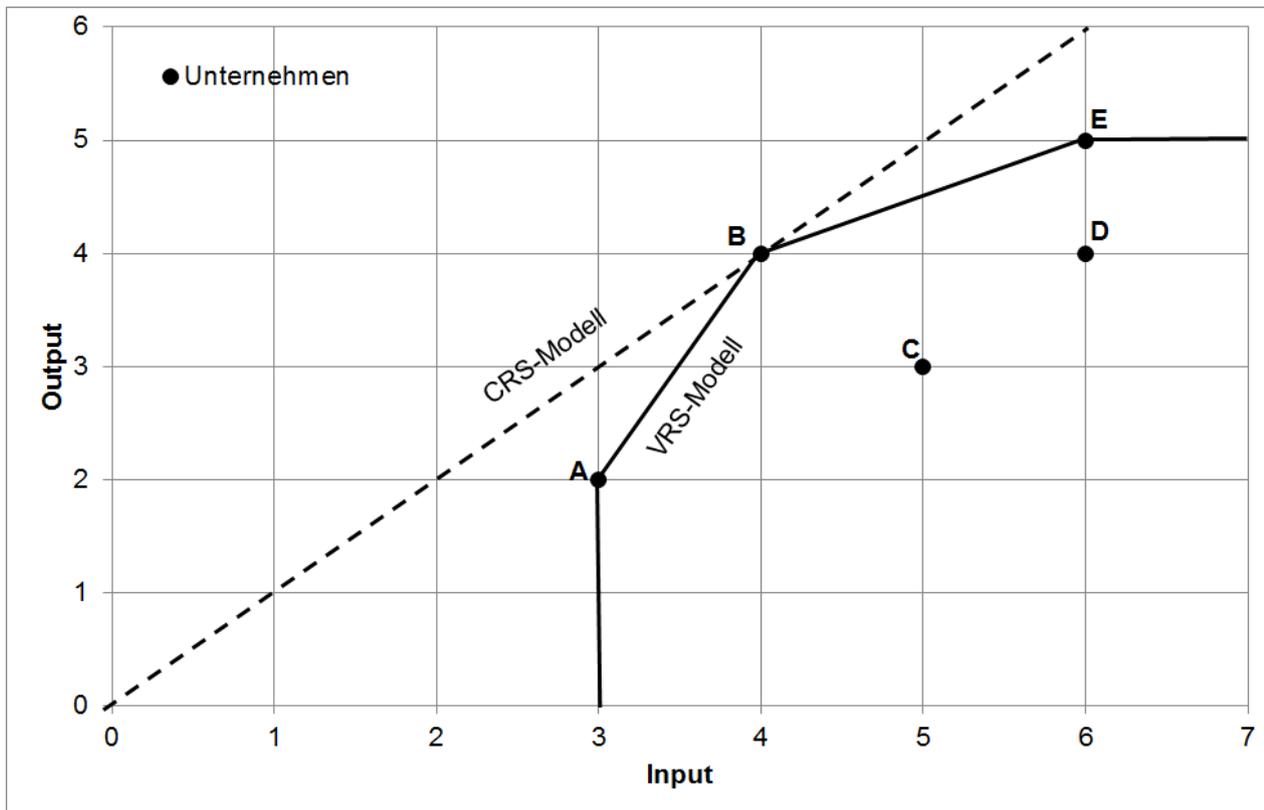


Abbildung 34: CRS- und VRS-DEA-Modell im Ein-Input- und Ein-Output-Fall

Das Modell mit variablen Skalenerträgen (VRS – variable returns to scale), das in Abbildung 34 mit der durchgezogenen Linie dargestellt ist, unterstellt, dass es keine Ineffizienzen infolge einer nicht optimalen Unternehmensgröße gibt. Der Effizienzwert in diesem Modell wird daher als ‚Pure technische Effizienz (PTE)‘ bezeichnet (siehe [34], S.141). Die Unternehmen A, B und E produzieren auf dem effizienten Rand.

Da Unternehmen A und E im VRS- Modell 100 % effizient sind, nicht aber im CRS-Modell, kann geschlossen werden, dass die Ineffizienz im CRS-Modell ausschließlich in einer nicht optimalen Betriebsgröße begründet ist. Der Abstand der Unternehmen A und E vom effizienten Rand im CRS-Modell ergibt sich daher ausschließlich durch eine Skaleneffizienz.

Betrachtet man Unternehmen C, so muss es in beiden Fällen (CRS und VRS) z.B. seinen Input reduzieren (bei Inputorientierung), um auf den effizienten Rand zu kommen.

Bei Unternehmen D erkennt man, dass es bei inputorientierter Betrachtung und einer Inputreduzierung um 2 Einheiten das identische Output-Input-Verhältnis wie Unternehmen B erreicht. Hier schneiden sich die Umhüllenden (effizienter Rand) des CRS- und des VRS-Modells. Daher ist Unternehmen D zwar skaleneffizient, verfügt aber über eine entsprechende (pure) technische Ineffizienz.

Die Skaleneffizienz (SE) erhält man bei inputorientierter Betrachtungsweise aus dem Quotienten des horizontalen Abstandes eines Unternehmens zur Umhüllenden im CRS-Modell und dem horizontalen Abstand des Unternehmens zur Umhüllenden im VRS-

Modell. Ist die Skaleneffizienz gleich 1, so arbeitet das Unternehmen größenoptimal. Im Beispiel in Abbildung 34 gilt dies für die Unternehmen B und D.

Im Modell der BNetzA wird ein inputorientiertes DEA-Modell mit nicht-fallenden Skalenerträgen (Non-Decreasing>Returns-to-Scale – NDRS-Modell) angewendet. Daher werden die nachfolgenden Ausführungen auf diesen Typ beschränkt. Dieses soll vom Grundprinzip auch zunächst im einfachen Ein-Input- und Ein-Output-Fall prinzipiell erläutert werden (siehe Abbildung 35).

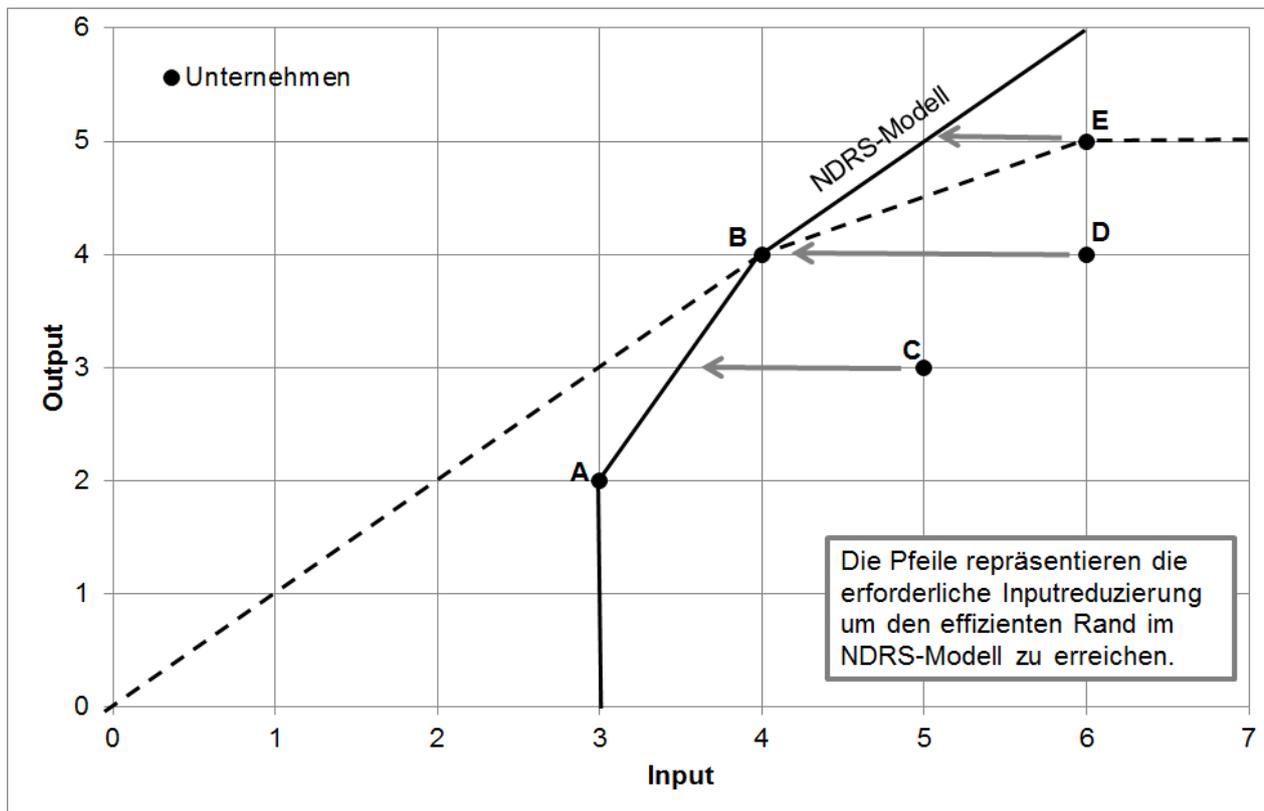


Abbildung 35: NDRS-Modell (inputorientiert) im Ein-Input- und Ein-Output-Fall

In Abbildung 35 ist das NDRS-Modell in Form der durchgezogenen Linie dargestellt. Im Bereich der kleineren Unternehmen (z.B. Unternehmen A oder C) ist das NDRS-Modell gleich dem VRS-Modell. Im Bereich größerer Unternehmen entspricht das Modell dem CRS-Modell. Das bedeutet, dass man kleineren Unternehmen zubilligt, skalenineffizient zu sein. Bei größeren Unternehmen wird die Skalenineffizienz im Effizienzwert hingegen berücksichtigt. Die Anforderungen an größere Unternehmen sind somit als strenger zu bezeichnen.

Formt man – ausgehend von Formel 3.4 – dieses Modell in ein entsprechendes Lineares Programm (LP) um und ergänzt die Nebenbedingungen, so ergibt sich (vgl. [96]):

$$\begin{aligned}
 & \max \mathbf{u}\mathbf{y}_o - u_o \\
 & \text{unter den Nebenbedingungen} \\
 & \mathbf{v}\mathbf{x}_o = 1 \\
 & -\mathbf{v}\mathbf{X} + \mathbf{u}\mathbf{Y} - u_o\mathbf{e} \leq \mathbf{0} \\
 & \mathbf{u} \geq \mathbf{0} \\
 & \mathbf{v} \geq \mathbf{0} \\
 & u_o \leq 0^*
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

\* diese Nebenbedingung fällt beim VRS-Modell weg und ist beim CRS-Modell gleich 0 zu setzen

Die Formelbezeichnungen werden unter Formel 3.6 erläutert.

Durch das Dualitätsprinzip in der linearen Programmierung lässt sich dieses LP auch umformen. Man erhält das entsprechende duale Lineare Programm (siehe Formel 3.6).

$$\begin{aligned}
 & \min \theta_o \\
 & \text{unter den Nebenbedingungen} \\
 & \theta_o\mathbf{x}_o - \mathbf{X}\boldsymbol{\lambda} \geq \mathbf{0} \\
 & \mathbf{Y}\boldsymbol{\lambda} \geq \mathbf{y}_o \\
 & \mathbf{e}\boldsymbol{\lambda} \geq 1^* \\
 & \boldsymbol{\lambda} \geq \mathbf{0}
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

\* diese Nebenbedingung fällt beim CRS-Modell weg und ist beim VRS-Modell gleich 1 zu setzen

Die in den Formeln 3.5 und 3.6 enthalten Größen haben nachfolgende Bedeutungen:

**X**: Matrix der m Inputs der n Unternehmen

**Y**: Matrix der s Outputs der n Unternehmen

**x<sub>o</sub>**: Vektor der m Inputs des o-ten Unternehmens

**y<sub>o</sub>**: Vektor der s Outputs der des o-ten Unternehmens

**v**: Vektor der m Input-Wichtungen

**u**: Vektor der s Output-Wichtungen

**θ<sub>o</sub>**: Effizienz der o-ten DMU (Skalar)

**λ**: Vektor mit den ‚Bedeutungen‘ der n Unternehmen als Benchmark für die o-te DMU

**u<sub>o</sub>**: Freie Variable im VRS- bzw. NDRS-Modell (bei  $u_o < 0$ : Bereich steigender Skalenerträge)

**e**: Einheitsvektor

**0**: Nullvektor

Die oben angegebene Optimierungsaufgabe wird n-mal, also jeweils pro Unternehmen einmal berechnet [96]. Die Wichtungen werden somit unternehmensindividuell bestimmt. Stärken eines Unternehmens finden somit verfahrensimmanent Berücksichtigung.

Auf die verwendeten In- und Outputvariablen wird bei der folgenden Vorstellung der Stochastic-Frontier-Analyse (SFA) näher eingegangen. Es werden bei beiden Verfahren (DEA und SFA) die gleichen In- und Outputvariablen verwendet.

### **3.3.2 Stochastic-Frontier-Analyse (SFA)**

Im Gegensatz zur DEA, wird bei der SFA ein funktionaler Zusammenhang in Form einer Produktionsfunktion vorgegeben. Die Funktionsparameter werden anhand von statistischen Methoden geschätzt. Die SFA wurde von verschiedenen Forscherteams im Jahr 1977, unter anderem Aigner, Lovell und Schmidt [2], vorgestellt und seitdem weiterentwickelt.

Zunächst wird die in Abbildung 36 dargestellte lineare Produktionsfunktion für den Ein-Input- und Ein-Output-Fall betrachtet. Die abgebildete Gerade stellt die Produktionsfunktion dar. Im Zusammenhang mit SFA spricht man hier von der ‚deterministischen SFA-Funktion‘.

Nun werden die Unternehmen ihre Produktionspunkte in aller Regel nicht genau auf der Produktionsfunktion haben, sondern zum einen infolge eines statistischen Rauschens davon abweichen (infolge der Nichtverwendung von nichtvernachlässigbaren Modellvariablen, von Messfehlern, der Verwendung einer fehlerhaften Form der Produktionsfunktion oder sonstiger Einflüsse, die durch das Unternehmen nicht beeinflusst werden können). Dieser Fehler kann beispielsweise normalverteilt angenommen werden.

Zum anderen erbringen in der Praxis nicht alle Unternehmen die Leistungen mit einer 100-prozentigen Effizienz. Daher berücksichtigt die SFA neben dem statistischen Rauschen ferner auch die mögliche Ineffizienz der betrachteten Unternehmen. Die Ineffizienz kann beispielsweise durch eine halb-normalverteilte Größe (Truncated Normal Distribution) beschrieben werden.

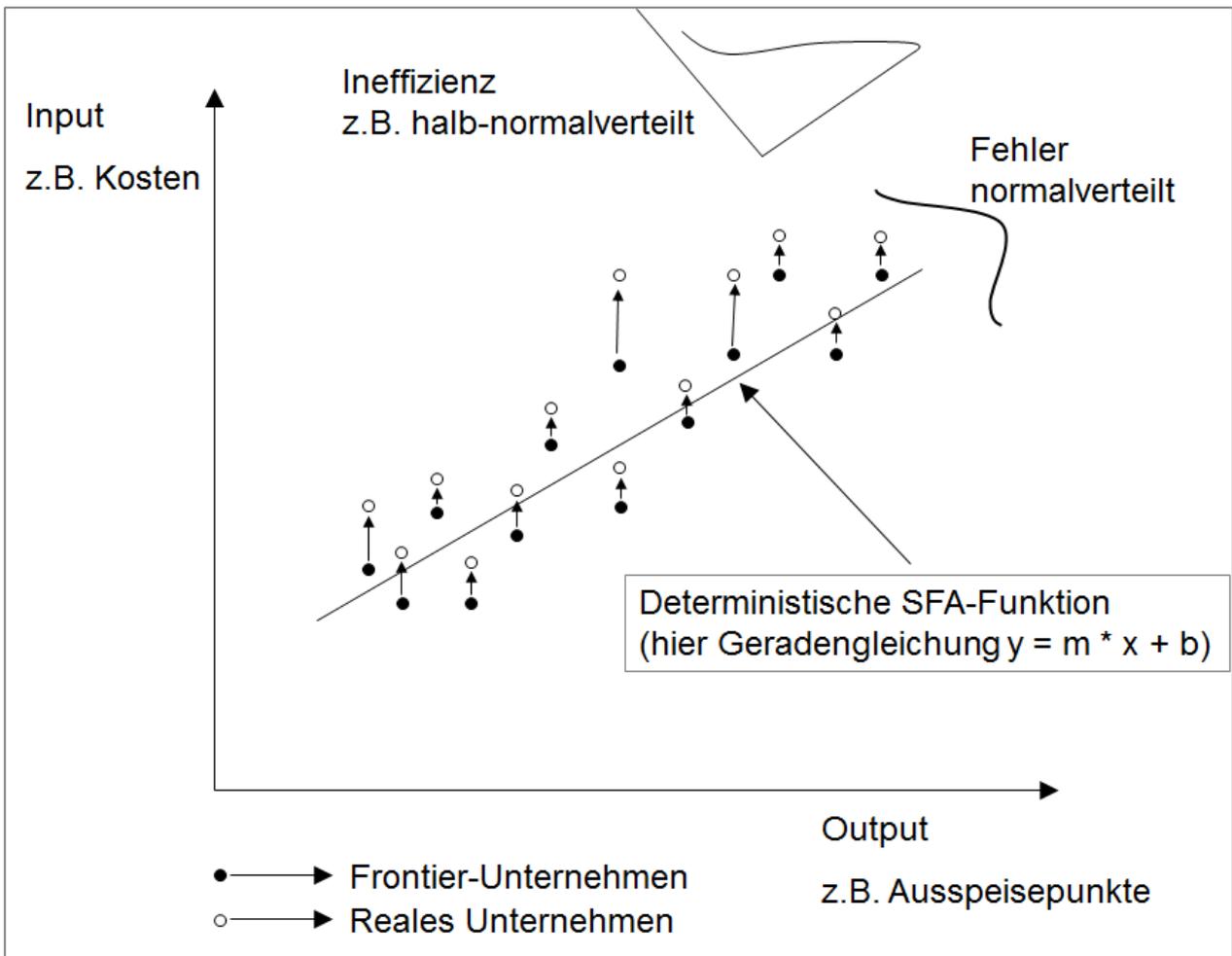


Abbildung 36: Erläuterung zur Stochastic Frontier Analysis (SFA) im Ein-Output- und Ein-Input-Fall

Diese Aspekte sind in Abbildung 36 zusammengefasst dargestellt. Im Vergleich zu den Ausführungen zur DEA sind hier die Achsen (Output und Input) getauscht dargestellt. Die weißen Punkte sind die tatsächlichen Produktionspunkte der realen Unternehmen. Beseitigt man nun die unternehmensindividuelle Ineffizienz (entgegen der Pfeilrichtung), so kommt man zu den schwarzen Punkten. Diese Unternehmen stellen die 100 % effizienten ‚Frontier‘-Unternehmen dar. Die restlichen Abweichungen zur deterministischen SFA-Funktion (durchgezogen dargestellte Gerade) sind dann im unternehmensindividuell angegebenen, statistischen Rauschen begründet.

Formalisiert kann die SFA am Beispiel einer log-linearen Cobb-Douglas-Produktionsfunktion, wie in Formel 3.7 dargestellt, angegeben werden.

$$\ln y_i = \mathbf{x}_i' \boldsymbol{\beta} + v_i - u_i$$

$$\ln y_i = \beta_0 + \sum_n \beta_n \cdot \ln(x_{ni}) + v_i - u_i \quad 3.7$$

$\ln y_i$ : natürlicher Logarithmus des Outputs des  $i$ -ten Unternehmens (Skalar)

$\mathbf{x}_i$ : Vektor mit den  $n$  Inputs (logarithmiert) des  $i$ -ten Unternehmens

$\boldsymbol{\beta}$ : Vektor mit geschätzten Parametern der Produktionsfunktion

$v_i$ : Statistisches Rauschen (zum Beispiel normalverteilt:  $N(0, \sigma_v^2)$ )

$u_i$ : Ineffizienz (zum Beispiel gestutzte Normalverteilung:  $N_+(\mu, \sigma_u^2)$ )

Zur Ermittlung der unbekanntenen Funktionsparameter gibt es verschiedene Möglichkeiten (siehe beispielsweise [80]). In der in dieser Arbeit verwendeten Software Frontier 4.1 [28] wird ein dreistufiges Verfahren verwendet. Zunächst wird mittels Ordinary Least Squares (OLS), also der Methode der kleinsten Quadrate, der Vektor  $\boldsymbol{\beta}$  geschätzt. Dabei werden alle Parameter  $\beta_n$  mit Ausnahme von  $\beta_0$  erwartungstreu bestimmt. Im zweiten Schritt werden  $\beta_0$  und  $\sigma^2 = \sigma_u^2 + \sigma_v^2$  mit COLS (Corrected Ordinary Least Squares) korrigiert und dann der Parameter  $\gamma = \sigma_u^2 / \sigma^2$  mittels des sogenannten ‚Grid-Search‘-Verfahrens näherungsweise bestimmt. Die Verteilungsparameter werden dann abschließend mit der Maximum-Likelihood-Methode ermittelt, für die es nicht immer analytische Lösungen gibt. Daher dienen die mittels Grid-Search ermittelten Werte als Startwerte des eigentlichen iterativen Berechnungsalgorithmus (z.B. Newton-Raphson-Methode).

In einem Folgeschritt wird dann die Technische Ineffizienz bestimmt. Jondrow et al. [73] liefern hierzu das entsprechende Formelwerk, in dem sie den Error-Term  $\varepsilon_i = v_i + u_i$  in seine beiden unabhängigen Komponenten differenzieren. Somit lässt sich der Anteil  $u_i$ , der auf Ineffizienz zurückzuführen ist, angeben.

Im Modell der Bundesnetzagentur wird folgender Ansatz gewählt [1]:

$$C(x_i) = C^*(y_i) + u_i + v_i, \quad i = 1, \dots, N \quad 3.8$$

$C(x_i)$ : tatsächliche Kosten des Unternehmens  $i$

$C^*(y_i)$ : effiziente, minimale Kosten zur Erbringung des Outputs  $y_i$  (deterministischer Teil der geschätzten Funktion)

$v_i$ : Statistisches Rauschen (normalverteilt:  $N(0, \sigma_v^2)$ )

$u_i$ : Ineffizienz (gestutzte Normalverteilung:  $N_+(\mu, \sigma_u^2)$ )

Die Effizienz ergibt sich aus dem Verhältnis der optimalen minimalen Kosten zu der Summe aus optimalen minimalen Kosten und den ineffizienten Kosten. Für letzteren Term wird mit dem Jondrow et al.-Schätzer gearbeitet, der den Erwartungswert des Ineffizientanteils im Störterm angibt.

$$\text{Effizienz}_i = \frac{C^*(y_i)}{C^*(y_i) + E(u_i|u_i + v_i)}$$

3.9

$$\text{mit: } \hat{E}(u|u + v) = \frac{\sigma\lambda}{1+\lambda^2} \left[ \frac{f(z)}{1-F(z)} - z \right]$$

(Verzicht auf unternehmensindividuellen Index i)

mit:

 $z = \varepsilon\lambda/\sigma$ : Hilfsvariable $\sigma^2 = \sigma_u^2 + \sigma_v^2$ : Varianz der gesamten stochastischen Komponente $\lambda = \sigma_u / \sigma_v$ : Verhältnis der Standardabweichung der Ineffizienz zur Standardabweichung des Rauschens

f(z): Dichte der Standardnormalverteilung

F(z): Verteilungsfunktion der Standardnormalverteilung

 $\varepsilon = u + v$ : ‚Error‘-Term bestehend aus Ineffizienz und statistischem Rauschen

Die Herleitung der gesamten erforderlichen Zusammenhänge und des Formelwerkes ist ausführlich in [80], Seite 82 ff. für das o.g. Modell enthalten.

Als funktionale Form wurden durch die Bundesnetzagentur ein linearer Ansatz und eine Normierung mit den Ausspeisepunkten gewählt. Bei Annahme konstanter Skalenerträge fällt die Konstante in der Schätzgleichung weg bzw. ist gleich null. Somit ergibt sich abschließend folgende SFA-Funktion (Effizienzvergleich 2008):

$$\frac{\text{Benchmarkrelevante Kosten}}{\text{AP}} = \alpha + \beta_1 \frac{\text{VF}}{\text{AP}} + \beta_2 \frac{\text{HL}}{\text{AP}} + \beta_3 \frac{\text{AP pot.}}{\text{AP}} + \beta_4 \frac{\text{HL pot.}}{\text{AP}} + \beta_5 \frac{\text{L} \leq 5 \text{ bar}}{\text{AP}} + \beta_6 \frac{\text{L} > 5 \text{ bar}}{\text{AP}} + \beta_7 \frac{\text{Vol.}}{\text{AP}} + \beta_8 \frac{\text{Bev. 1995}}{\text{AP}} + \beta_9 \frac{\text{Bev. 2006}}{\text{AP}} + v_i + u_i \quad 3.10$$

AP: Ausspeisepunkte (Stück)

VF: Versorgte Fläche (km<sup>2</sup>)

HL: maximale zeitgleiche Ausspeiseleistung (Norm-Kubikmeter pro Stunde)

AP pot.: potenzielle Ausspeisepunkte (Stück)

HL pot.: potenzielle maximale zeitgleiche Ausspeiseleistung (Norm-Kubikmeter pro Stunde)

L ≤ 5 bar: Leitungslänge mit einem maximalen Betriebsdruck ≤ 5 bar (km)

L > 5 bar: mit einem maximalen Betriebsdruck > 5 bar (km)

Vol.: Volumen des Leitungsnetzes (m<sup>3</sup>)

Bev. 1995: Bevölkerung im Versorgungsgebiet, Stichtag 31.12.1995 (Stück)

Bev. 2006: Bevölkerung im Versorgungsgebiet, Stichtag 31.12.2006 (Stück)

$u_i + v_i$ : „Error“-Term bestehend aus (unternehmensindividueller) Ineffizienz  $u_i$  und (unternehmensindividuellem) statistischem Rauschen  $v_i$

Als benchmarkrelevante Kosten wurden im ersten Fall die TOTEX<sup>5</sup> und im zweiten Fall die TOTEX mit einer entsprechenden Standardisierung der Kapitalkosten verwendet. Letzterer Ansatz berücksichtigt die besondere Kostenstruktur von Unternehmen mit älteren, bereits größtenteils abgeschriebenen Netzen.

Im Rahmen des Effizienzvergleiches 2008 wurden die Koeffizienten  $\alpha$  und  $\beta_1$  bis  $\beta_9$  entsprechend bestimmt (siehe [1], S.64), so dass sich bei Kenntnis der technischen Parameter in Formel 3.10 der deterministische Anteil der SFA-Kosten pro Netzbetreiber einfach ausrechnen lässt.

### 3.3.3 Änderungen Effizienzvergleich 2. Regulierungsperiode

Für die 2. Regulierungsperiode wurde eine Untersuchung zur Festlegung der Effizienzvergleichsmethoden seitens der Bundesnetzagentur durchgeführt [61]. Demnach ändern sich verschiedene Details im Rahmen des Effizienzvergleichs:

<sup>5</sup> TOTEX: Total Expenditures (grafische Erläuterung siehe Abbildung 37) sind die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile

Effizienzvergleich 2008	Effizienzvergleich 2013
Anzahl der Ausspeisepunkte	Anzahl der Ausspeisepunkte
Anzahl der potenziellen Ausspeisepunkte	Anzahl der potenziellen Ausspeisepunkte
Versorgte Fläche	Versorgte Fläche
Rohrvolumen	Rohrvolumen
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
Leitungslänge ≤ 5 bar	Leitungslänge gesamt
Leitungslänge > 5 bar	
Potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	
Bevölkerung 1995	
Bevölkerung 2006	
	Vorherrschende Bodenklasse 456 (gewichtet mit Leitungslänge)
	Anzahl der Messstellen
	Anzahl der Ausspeisepunkte > 16 bar

Tabelle 3: Vergleich der Effizienzvergleichsparameter 2008 und 2013

- Umfang des Effizienzvergleichs

Durch die vom ersten Effizienzvergleich abweichende Zusammensetzung der Grundgesamtheit (z.B. durch Netzbetreiber-Zusammenschlüsse oder Wechsel der Konzessionsgebiete) ergeben sich auch unterschiedliche Durchschnittswerte und Standardabweichungen für die betrachteten Vergleichsparameter.

- Vergleichsparameter

Bei den Vergleichsparametern, die im Rahmen der DEA und der SFA verwendet werden, werden im Effizienzvergleich 2013 im Vergleich zu 2008 die in Tabelle 3 dargestellten Parameter beibehalten (blau), abgewandelt (gelb), gestrichen (rot) bzw. hinzugefügt (grün).

## - SFA-Modell

Als Verteilungsfunktion der Ineffizienz wird keine gestutzte Normalverteilung, sondern eine Exponentialverteilung verwendet. Die gestutzte Normalverteilung konnte nicht mehr verwendet werden, da sich bei den gewählten Modellspezifikationen keine Konvergenz erzielen ließ.

### 3.4 Regulierung in der deutschen Gasverteilung

Wie bereits beschrieben, besteht die Liberalisierung aus den drei Hauptaspekten Netzzugang für Dritte, Entflechtung und Regulierung des natürlichen Monopols Gasnetzbetrieb. Zu den beiden erstgenannten Aspekten wird auf die einschlägige weiterführende Literatur verwiesen [15], [105], [20], [6], [91].

Die Regulierung des Gasnetzbetriebs erfolgt in Deutschland mittels einer anreizorientierten ex-ante Erlösobergrenzen-Regulierung [19], [91]. Die Regulierungsformel zur Bestimmung der Erlösobergrenze lautet (Formel 3.11):

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + S_t + (VK_t - VK_0) \quad 3.11$$

$EO_t$ : Erlösobergrenze aus Netzentgelten im Jahr t

$KA_{dnb,t}$ : Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t

$KA_{vnb,0}$ : Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr

$V_t$ : Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen im Jahr t

$KA_{b,0}$ : Beeinflussbarer (ineffizienter) Kostenanteil im Basisjahr

$VPI_t$ : Verbraucherpreisgesamtindex für das Jahr t

$VPI_0$ : Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr (veröffentlicht durch das Statistische Bundesamt)

$PF_t$ : Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor, der die Veränderung des sektoralen Produktivitätsfortschritts für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt.

$EF_t$ : Erweiterungsfaktor für das Jahr t

$Q_t$ : Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze im Jahr t (Qualitätselement)

$S_t$ : Im letzten Jahr einer Regulierungsperiode wird der Saldo des Regulierungskontos inklusive Zinsen ermittelt. Da der Ausgleich des Saldos durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge zu erfolgen hat, wird im Jahr t jeweils 1/5 des Saldos in Ansatz gebracht.

$VK_t$ : Volatiler Kostenanteil (insbesondere Kosten für Treibenergie) im Jahr  $t$

$VK_0$ : Volatiler Kostenanteil (insbesondere Kosten für Treibenergie) im Basisjahr

In den folgenden Ausführungen werden die einzelnen Formelbestandteile (vgl. Formel 3.11) auf Basis der Erläuterungen in [19], Anlage 1, näher betrachtet.

### 3.4.1 Bestimmung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{dnb,t}$

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile bestehen aus den Kosten- bzw. Erlösbestandteilen, die in § 11, Abs. 2 ARegV aufgeführt sind. Dies sind unter anderem Kosten bzw. Erlöse infolge gesetzlicher Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sowie Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen oder Baukostenzuschüssen. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden jährlich im Rahmen einer entsprechenden Berechnung vom Netzbetreiber ermittelt und der BNetzA mitgeteilt. Dieser Kostenanteil ist somit als ‚laufender Posten‘ zu sehen und geht nicht in den Effizienzvergleich ein.

### 3.4.2 Bestimmung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{vnb,0}$ und der beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{b,0}$

Der in Formel 3.11 grau hinterlegte Block stellt die Summe aus vorübergehend nicht beeinflussbaren (effizienten) und beeinflussbaren (ineffizienten) Kosten dar. Die beeinflussbaren Kosten werden durch den vorangestellten Term  $(1-V_t)$ , der zu Beginn der Regulierungsperiode 0,8 ist, bis zum Ende der 5-jährigen Regulierungsperiode vollständig abgebaut. Am Ende der Regulierungsperiode ist der Verteilungsfaktor demzufolge  $V_t = 1$  und damit der Term  $(1-V_t) = 0$ .

Die Differenzierung der für den Effizienzvergleich relevanten Kosten (TOTEX = gesamte Kosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) in einerseits vorübergehend nicht beeinflussbare (effiziente) Kosten  $KA_{vnb,0}$  und andererseits beeinflussbare (ineffiziente) Kosten  $KA_{b,0}$  erfolgt mittels Effizienzbestimmung. Auf das Thema des Effizienzvergleiches wird in Abschnitt 3.5 gesondert eingegangen.

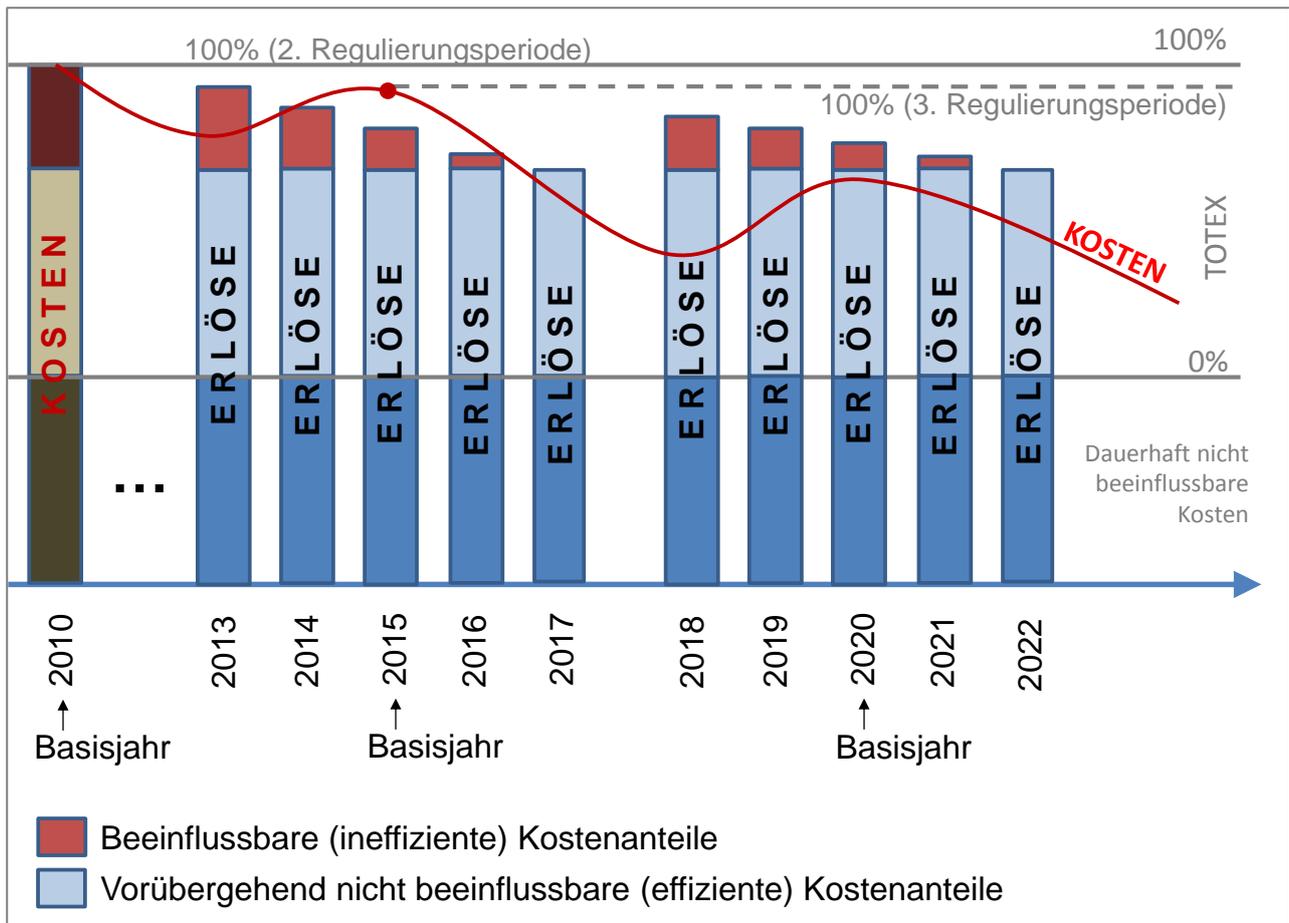


Abbildung 37: Wirkung der Anreizregulierung

Die Wirkungsweise der Anreizregulierung ist in Abbildung 37 für ein Beispielunternehmen dargestellt. Zunächst werden im Basisjahr (hier 2010) die gesamten Kosten des betrachteten Netzbetreibers ermittelt. Der Index 0 in den Kostenanteilen  $KA_{vnb,0}$  und  $KA_{b,0}$  zeigt, dass es sich um die Kosten im jeweiligen Basisjahr der Regulierungsperiode handelt. Von diesen Kosten werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten abgezogen. Die verbleibenden Kosten sind die (benchmarkrelevanten) TOTEX. Zu den TOTEX zählen insbesondere die Kapitalkosten (Capital Expenditures – CAPEX), deren Anteil stark vom durchschnittlichen Alter der Netzinfrastruktur und von den damit verbundenen Restwerten abhängt, sowie die Betriebskosten (Operating Expenditures – OPEX), z.B. Personalkosten. Um den Einfluss des Alters der Netzinfrastruktur einzugrenzen, wird der Effizienzvergleich zusätzlich noch mit standardisierten Kapitalkosten durchgeführt.

Die TOTEX bzw. die standardisierten TOTEX fließen in den Effizienzvergleich ein. Hier kann es je nach Unternehmensgröße und –strukturen unterschiedliche Zuständigkeiten geben (z.B. Landesregulierungsbehörden, Bundesnetzagentur). Ggf. kann das Unternehmen auch einen pauschalen Ineffizienzwert im sogenannten ‚vereinfachten Verfahren‘ wählen. In jedem Fall ergibt sich für jedes Unternehmen genau ein relevanter Effizienzwert.

Mit dem ermittelten Effizienzwert werden die TOTEX in vorübergehend nicht beeinflussbare (effiziente) Kosten und in beeinflussbare (ineffiziente) Kosten aufgeteilt (Formel 3.12).

$$KA_{vnb,0} = \text{Effizienz} \cdot TOTEX_0$$

3.12

$$KA_{b,0} = (1 - \text{Effizienz}) \cdot TOTEX_0$$

Diese Kosten im Basisjahr werden zur Ermittlung des Erlöspfades in der kommenden Regulierungsperiode herangezogen (z.B. Kosten 2010 für die 2. Regulierungsperiode von 2013 bis 2017).

Der tatsächliche Kostenverlauf kann vom vorgegebenen Erlöspfad abweichen (vgl. rote Linie in Abbildung 37). Liegt er unterhalb der zugestandenen Erlösobergrenze, so erzielt der Netzbetreiber zusätzliche Gewinne, liegt er oberhalb der Erlösobergrenze, so ergibt sich ein entsprechendes Defizit.

Die (kalkulatorischen) Kosten im folgenden Basisjahr (z.B. 2015) und dem einhergehenden Effizienzvergleich führen dann wiederum zum Erlöspfad der folgenden Regulierungsperiode (z.B. 3. Regulierungsperiode von 2018 bis 2022), usw.

Erneuerungsinvestitionen, die zum Beispiel in 2011 getätigt werden, fließen durch die erstmalige kostenmäßige Berücksichtigung im Basisjahr 2015, somit erst in 2018 in den Erlöspfad ein. Die Wirtschaftlichkeit von Erneuerungsinvestitionen ist daher auch abhängig vom Zeitpunkt der Investition.

Im Basisjahr hat der Netzbetreiber den Anreiz, die kalkulatorischen Kosten zu erhöhen (sogenannter ‚ratchet effect‘), um eine möglichst hohe Ausgangskostenbasis für die folgende Regulierungsperiode zu erhalten. Die Regulierungsbehörde kann diese Kosten aber leicht mit den Kosten ausgewählter Vorjahre vergleichen und somit die Plausibilität absichern.

### 3.4.3 Verbraucherpreisindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Die Preise, zu denen ein Netzbetreiber z.B. Fremdleistungen, Energie oder Personal einkauft, ändern sich während einer Regulierungsperiode. Näherungsweise lässt sich dieser Effekt mit dem Ansatz eines Inflationsausgleichs kompensieren. Dazu sieht §8 ARegV die Multiplikation der TOTEX mit dem Faktor  $VPI_t / VPI_0$  – also dem Quotienten aus aktuellem Verbraucherpreisgesamtindex und dem Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr – vor. Der Verbraucherpreisgesamtindex wird durch das statistische Bundesamt ermittelt und veröffentlicht.

Der generelle sektorale Produktivitätsfortschritt wird in § 9 ARegV erörtert. Er soll die Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschrittes von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung abbilden. In der 2. Regulierungsperiode wird er für

den Gasbereich mit 1,5 % festgelegt. Für die Folge-Regulierungsperioden wird er durch die BNetzA auf Basis wissenschaftlicher Methoden ermittelt und veröffentlicht.

#### **3.4.4 Volatile Kostenanteile**

Hier sind insbesondere Kosten für Treibenergie (Energie zur Verdichtung und Fortleitung des Gases) und Verlustenergie (Energieverlust durch physikalisch bedingte Netzverluste) anzusetzen, die zwischen den Kalenderjahren zum Teil stark schwanken können.

#### **3.4.5 Erweiterungsfaktor**

Durch den Erweiterungsfaktor werden anfallende Kosten für Erweiterungsinvestitionen während einer laufenden Regulierungsperiode berücksichtigt. Dazu wird – bei erheblichen Erweiterungen – ein Antrag des Netzbetreibers bis zum 30. Juni gestellt und bei entsprechender Genehmigung dann ein Erweiterungsfaktor  $> 1$  ab dem Folge-Kalenderjahr angesetzt.

Für die Folge-Regulierungsperiode sind dann sowohl die Kosten als auch die geänderten Outputparameter (z.B. Netzlänge, neue Netzanschlüsse) im Effizienzvergleich berücksichtigt, und der Erweiterungsfaktor wird wieder auf 1,0 gesetzt.

#### **3.4.6 Qualitätselement**

Die Qualitätsvorgaben sind in der ARegV in Abschnitt 4 geregelt. Hierin heißt es:

*„Qualitätsvorgaben dienen der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“  
(vgl. [19], § 18)*

Netzbetreiber, die hinsichtlich bestimmter, zuverlässigkeits- bzw. leistungsfähigkeitsbezogener Kennzahlen überdurchschnittlich sind, erhalten einen Bonus und die mit unterdurchschnittlichen Werten einen Malus. Dieses System soll für Gasverteilungsnetze zu Beginn oder im Laufe der 2. Regulierungsperiode starten, sofern der BNetzA entsprechend aussagekräftige Daten vorliegen.

Hierauf wird im Abschnitt 3.6 noch detailliert eingegangen.

### **3.5 Effizienzbestimmung**

Die Effizienzbestimmung erfolgt mittels DEA (vgl. Abschnitt 3.3.1) und SFA (vgl. Abschnitt 3.3.2). Dabei werden beide Verfahren jeweils zweimal angewendet. Einerseits auf Basis der genehmigten Kosten und andererseits auf Basis standardisierter Kosten.

Zunächst werden, wie bereits in Abschnitt 3.4.1 beschrieben, die gesamten Kosten des Netzbetreibers um die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile bereinigt und somit die TOTEX gemäß Abbildung 37 bestimmt. Zur Differenzierung der TOTEX in effiziente und ineffiziente Kosten werden im Rahmen der DEA und der SFA zunächst zwei Effizienzwerte ermittelt. In einem zweiten Schritt werden beide Verfahren erneut angewendet, nun jedoch mit sogenannten ‚standardisierten Kosten‘. Dabei werden die

Kapitalkosten anhand eines vorgegebenen Verfahrens standardisiert, um insbesondere Netzbetreiber mit Netzen, die eine stark abweichende Altersstruktur und damit Kapitalkostenintensität haben, besser vergleichbar zu machen (siehe hierzu beispielsweise [91], S.496 ff.).

Aus den vier ermittelten Effizienzwerten wird der höchste Wert angesetzt („best-of-four-Prinzip“). Mit diesem Wert werden die TOTEX in einen effizienten und einen ineffizienten Anteil differenziert. Die Abschmelzung um den ineffizienten Anteil erfolgt dann gemäß Abbildung 37 während der kommenden Regulierungsperiode.

Dieses Vorgehen betrifft alle Gasverteilnetzbetreiber, die dem Effizienzvergleich unterliegen. Netzbetreiber mit bestimmten Merkmalen (insbesondere geringe Größe) können sich für das sogenannte ‚vereinfachte Verfahren‘ entscheiden, bei dem ein pauschaler, mittlerer Effizienzwert – einheitlich auf alle Unternehmen im vereinfachten Verfahren – angewendet wird.

Der Effizienzvergleich erfolgt, je nach Ausprägung der relevanten, unternehmensindividuellen Merkmale, entweder durch die Landesregulierungsbehörden oder die Bundesnetzagentur.

### 3.6 Qualitätsregulierung

Die Regulierung von Gasverteilnetzen ist derzeit so ausgestaltet, dass Gewissheit über den Rückfluss von getätigten Investitionen nur für kurze Zeiträume, im Regelfall die laufende bzw. folgende Regulierungsperiode, besteht. Dieser Zeitraum ist mit etwa 5-10 Jahren deutlich kleiner als der Zeitraum der Abschreibungen bzw. der technischen Nutzungsdauer der Betriebsmittel. Diese Unsicherheit führt bei Unternehmen meist zu Investitionszurückhaltung / Unterinvestitionen (vgl. beispielsweise [85], S.21). Ein solches Verhalten kann durch die Einführung einer Qualitätsregulierung verhindert bzw. abgemindert werden.

Das Problem, dass ggf. durch die Anreizregulierung ausgelöste Kosteneinsparungen zu Lasten der Versorgungsqualität und der technischen Sicherheit erfolgen könnten, wurde in Abschnitt 2.5.1 angesprochen. Weitergehende Aussagen dazu enthält der Bericht der Bundesnetzagentur gemäß Energiewirtschaftsgesetz [22].

*„Die Sicherung der Versorgungsqualität ist ein weiteres Ziel der Anreizregulierung.“*

*Bereits das EnWG gibt die sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas vor. Eine erlösbegrenzende Regulierung kann die Gefahr bergen, dass die regulierten Unternehmen Effizienz- und Gewinnsteigerungen nicht nur durch eine Produktivitätssteigerung, sondern auch durch Maßnahmen erzielen, die sich nachteilig auf die Versorgungsqualität der Energienetze auswirken. Dieser Gefahr wird durch die Qualitätsregulierung gemäß § 18 ff. ARegV entgegengewirkt (vgl. Absatz 4.2.4). Im Rahmen einer klassischen Kostenregulierung mit regelmäßiger Anpassung der anererkennungsfähigen Erlöse an das jeweilig erreichte*

*Kostenniveau entstehen Anreize zur Gewinnsteigerung durch Vernachlässigung der Versorgungsqualität in geringerem Umfang.“ (vgl. [22], S.11)*

Die Einführung einer Anreizregulierung birgt demnach unstreitig die Gefahr, der Reduzierung der Versorgungsqualität und damit der technischen Sicherheit. Ihr soll mit der Einführung einer Qualitätsregulierung entgegengewirkt werden. Diese ist im Bereich der Gasverteilnetze allerdings noch nicht eingeführt worden. Als diesen Umstand entschärfendes Instrument sieht die ARegV im § 25 den sogenannten ‚Pauschalieren Investitionszuschlag‘ übergangsweise für die erste Regulierungsperiode vor.

*„Der pauschalierte Investitionszuschlag wird dem Netzbetreiber gemäß Begründung zur Anreizregulierungsverordnung übergangsweise für die erste Regulierungsperiode gewährt, um notwendige Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht zu behindern.“ (vgl. [22], S.76)*

Dieser gilt aber nur übergangsweise während der ersten Regulierungsperiode und für Gasverteilnetze im ersten Jahr der zweiten Regulierungsperiode. Ab 2014 wird der Pauschalierter Investitionszuschlag nicht mehr gewährt.

Im Folgenden werden die grundlegenden Aspekte der angedachten Qualitätsregulierung im Bereich der Gasverteilnetze kurz umrissen. Ferner wird die Sicherstellung der Qualität im DVGW-Regelwerk erörtert. Insbesondere wird hier die Differenzierung in eine vergangenheits- / gegenwartsorientierte Ebene und eine zukunftsorientierte Ebene der Qualitätsbewertung vorgenommen.

### **3.6.1 Qualitätsregulierung von Gasverteilnetzen in Deutschland**

Im Rahmen der Einführung der Anreizregulierung wurde das Qualitätselement bereits berücksichtigt. Allerdings wurde die konkrete Ausgestaltung für Gasverteilnetzbetreiber als optional für die 2. Regulierungsperiode zeitlich verlagert. Faktisch gibt es somit seit Beginn der Anreizregulierung für Gasverteilnetzbetreiber keine Qualitätsregulierung.

Die Qualität wird in der Anreizregulierungsverordnung [19] betrachtet. Dort heißt es, dass „der Beginn der Anwendung des Qualitätselements bei Gasversorgungsnetzen zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erfolgen“ (siehe [19], § 19) solle. Als einschränkende Bedingung wird allerdings angeführt, dass der BNetzA belastbare Daten zur Qualitätsbewertung vorliegen müssen.

Das Energiewirtschaftsgesetz [15] macht eine Vorgabe, wie die Umsetzung einer Qualitätsregulierung in der ARegV grundsätzlich zu erfolgen hat (§ 21a, Abs. 5):

*„Qualitätsvorgaben werden auf der Grundlage einer Bewertung von Zuverlässigkeitskenngrößen oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen ermittelt, bei der auch Strukturunterschiede zu berücksichtigen sind.“ (siehe [15], § 21)*

Die Details sind in der ARegV (§ 19) definiert:

*„Auf die Erlösobergrenzen können Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen (Qualitätselement). [...] Die Netzzuverlässigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Die Netzleistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen.“ (siehe [19], § 19)*

Der Focus ist auf die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit gelegt. In Abschnitt 2.5.1 (Abbildung 27) sind darüber hinaus weitere Qualitätsdimensionen genannt worden, die in der ARegV nicht unmittelbar berücksichtigt werden (Servicequalität, Versorgungssicherheit).

In Abbildung 38 sind den Dimensionen der Versorgungsqualität die jeweiligen gesetzlichen bzw. normativen Verankerungen zugeordnet.<sup>6</sup> Demzufolge kommt dem DVGW-Regelwerk eine entsprechende Bedeutung zu. Darüber hinaus wird mit dem § 21 der ARegV eine Hintertür geschaffen, mit der man die Rehabilitation der Gasverteilungsnetze aufwendig überwachen könnte.

*„Die Netzbetreiber sind verpflichtet, auf Anforderung der Regulierungsbehörde einen Bericht zu ihrem Investitionsverhalten zu erstellen und der Regulierungsbehörde zu übermitteln. [...] Aus dem Bericht muss sich ergeben, inwieweit die jährlichen Investitionen der Netzbetreiber in einem angemessenen Verhältnis zu Alter und Zustand ihrer Anlagen, ihren jährlichen Abschreibungen und ihrer Versorgungsqualität stehen.“ (siehe [19], § 21)*

Es ist zu prüfen, ob die Zuteilung der Verantwortung an das DVGW-Regelwerk für eine dauerhafte Einhaltung von Qualitätsvorgaben ausreichend ist. Dabei ist selbstverständlich auch noch zu definieren, was technische Sicherheit bzw. Versorgungssicherheit bedeutet. Hierzu wird insbesondere auf Abschnitt 6.2 verwiesen.

---

<sup>6</sup> Im Evaluierungsbericht der BNetzA wird eine veränderte Definition der Versorgungsqualität gegeben. Diesbezüglich wird auf Abschnitt 2.5.1 verwiesen.

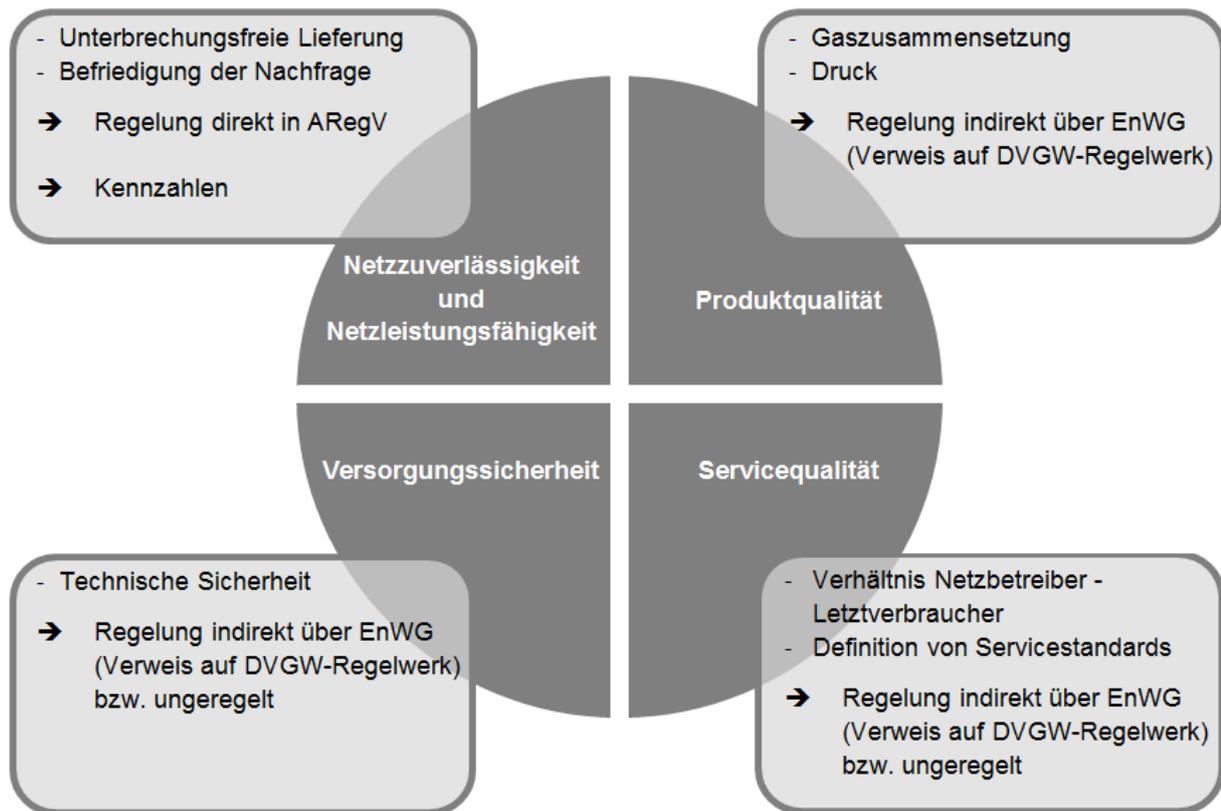


Abbildung 38: Gesetzliche bzw. normative Verankerung der Versorgungsqualität

Die aktuellen Entwicklungen deuten daraufhin, dass die Anreizregulierungsverordnung auf Grundlage der Vorschläge der BNetzA in ihrem Evaluierungsbericht überarbeitet wird.<sup>7</sup> Das Bundeswirtschaftsministerium wird bis Sommer 2015 einen Entwurf der Verordnung vorlegen. Ein Eckpunktepapier wurde im März 2015 veröffentlicht [16]. Darin wird ein Monitoring zum Investitionsverhalten in Aussicht gestellt:

*„Angesichts der bestehenden Herausforderungen beim Aus- und Umbau der Verteilnetze muss gewährleistet bleiben, dass es nicht zu einer Investitionszurückhaltung kommt. Vor diesem Hintergrund ist eine fortlaufende Beobachtung des Investitionsverhaltens und dessen Angemessenheit zur Sicherung der Versorgungsqualität notwendig. Denkbar wäre, ein Indikatorsystem zur Beobachtung des Investitionsverhaltens einzuführen, das eine frühzeitige Reaktion auf Fehlentwicklungen ermöglicht. Ein solches System sollte nicht zu erheblichem Mehraufwand bei den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden führen.“ [16]*

Das indikatorbasierte Investitionsmonitoring ist in [23], S.230 näher beschrieben. Zur Bewertung der Angemessenheit von (Ersatz-)Investitionen soll jährlich ein ‚Indikatorsatz‘ erhoben werden. Die erhobenen Kennzahlen sollen insbesondere dazu dienen Signale zu liefern, um bei Bedarf bei einzelnen Netzbetreibern detailliertere Untersuchungen durchzuführen. Es wird aber auch konstatiert, dass der Indikatorsatz „die Angemessenheit des Investitionsverhaltens [...] nicht eindeutig und abschließend bewerten“ kann. Ein

<sup>7</sup> Quelle: Pressemitteilung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 16.03.2015 „Staatssekretär Baake: Eckpunkte zur Novellierung der Anreizregulierung für moderne Verteilnetze vorgelegt“.

(finanzieller) Anreiz im Sinne der ursprünglichen Qualitätsregulierung ist nicht mehr vorgesehen.

In diesem Zusammenhang wird bereits auf den eigenen Modellvorschlag in Abschnitt 6 hingewiesen.

### 3.6.2 Qualität im DVGW-Regelwerk

Im EnWG § 49 („Anforderungen an Energieanlagen“) ist die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik verankert:

*„(1) Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.*

*(2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von [...] Gas die technischen Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. eingehalten worden sind.“ (siehe [15], § 49)*

In Abschnitt 3.6.3 werden die Einschätzungen der betroffenen Stakeholder noch näher betrachtet. Grundsätzlich gibt es aber zwei Strömungen. Die eine plädiert für eine Qualitätsregulierung auf Grundlage des in der ARegV beschriebenen Bonus-Malus-Systems, die andere befürwortet, sich auf ein Monitoring zu beschränken.

In Abbildung 38 erkennt man, welche Qualitätsdimensionen an welcher Stelle verankert sind. Unabhängig von der Diskussion zur Einführung eines Bonus-Malus-Systems einerseits und eines Monitorings andererseits wird deutlich, dass zunächst geprüft werden muss, ob überhaupt im Regelwerk des DVGW entsprechende Qualitätsdefinitionen enthalten sind.

Daher sind im Folgenden die einschlägigen Regelwerke vor diesem Hintergrund zu prüfen. Es wird darüber hinaus ein Vergleich zwischen dem nicht regulierten Wassersektor und dem regulierten Gasnetzbetrieb gemacht. Die Analyse beschränkt sich auf den Aspekt der Instandhaltung der Netze (insbesondere Rehabilitation von Versorgungsleitungen) und damit einhergehender Qualitätskennzahlen.

Im Regelwerk Wasser des DVGW sind verschiedene Qualitätskennzahlen enthalten. So findet sich in W 400-3 [48] eine Klassifizierung, die die Schadensrate für Haupt- und Versorgungsleitungen in ‚niedrig‘, ‚mittel‘ und ‚hoch‘ differenziert.

Klassifizierung	Schadensrate (ohne Armaturenschäden) in [S / (a•km)]
Niedrig	$\leq 0,1$
Mittel	$> 0,1$ $\leq 0,5$
Hoch	$> 0,5$

Tabelle 4: Richtwerte Schadensraten gemäß DVGW W 400-3 [48]

In W 392 [49] sind Richtwerte enthalten, die die vorhandenen Wasserverluste bewerten. In Abhängigkeit der Versorgungsstruktur (ländlich, städtisch, großstädtisch) werden die Bereiche niedriger, mittlerer und hoher Wasserverluste abgegrenzt (siehe Abbildung 39).

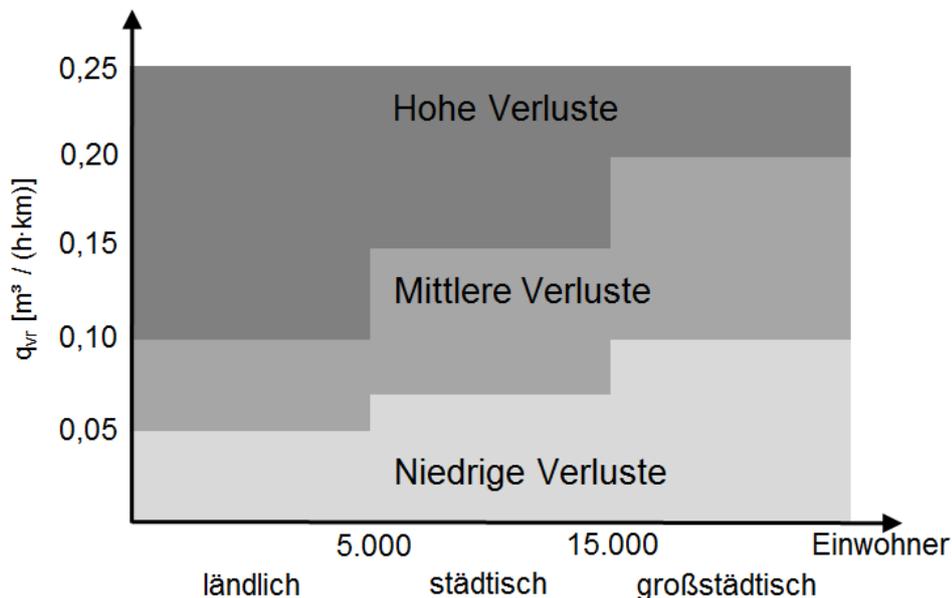


Abbildung 39: Klassifizierung der Wasserverluste (gemäß W 392 [49])

Hinsichtlich der Produktqualität gibt es im Trinkwasserbereich selbstverständlich strenge gesetzliche Anforderungen, die insbesondere in der Trinkwasserverordnung geregelt sind (siehe z.B. [64]). Vorgaben zum Versorgungsdruck macht W 400-1 [42], wonach der Druck am Hausanschluss bei eingeschossigen Bauwerken beispielsweise mindestens 2 bar betragen sollte.

Für die Wasserverteilung kann zusammenfassend festgestellt werden, dass hinsichtlich der Qualitätsdimensionen ‚Produktqualität‘ und ‚Versorgungssicherheit‘ eindeutige Kennzahlen und Grenzwerte existieren. Hinsichtlich der Dimensionen ‚Netzzuverlässigkeit‘ und ‚Netzleistungsfähigkeit‘ werden derzeit beim DVGW ebenfalls – analog der Ausfallstatistik der BNetzA im Gasbereich – (auf freiwilliger Basis) Unterbrechungsdauern ermittelt [46]. Diese werden im Rahmen freiwilliger Benchmarks verglichen und den teilnehmenden Unternehmen bekannt gemacht. Die Dimension der ‚Servicequalität‘ ist

nicht scharf im Regelwerk vorgegeben. Allerdings haben die Unternehmen der Wasserwirtschaft häufig interne Servicestandards definiert, in denen beispielsweise Beantwortungszeiten auf Kundenanfragen definiert sind.

Beschränkt man sich auf die Dimension der Versorgungssicherheit und hier insbesondere die technische Sicherheit, können die Unternehmen dahingehend klassifiziert werden, ob sie über niedrige, mittlere oder hohe Schadensraten oder Wasserverluste verfügen. Je nach Einstufung begründet sich darin ein niedriger oder erhöhter Bedarf an Rehabilitation des Wassernetzes. Der Nachhaltigkeitsaspekt wird über die mittel- und langfristige Einhaltung eines guten Netzzustandes ebenfalls sichergestellt.

Hinsichtlich des Druckes und der Gasqualität gibt es auch im Gasbereich definierte Anforderungen. Dies ist beispielsweise auch aus dem Grund obligatorisch, da die Gaszusammensetzung abrechnungsrelevant ist. Die Gasqualität wird beispielsweise in G 260 behandelt [43]. Für die ‚Servicequalität‘ gilt ähnliches wie für die Wasserversorgungsunternehmen (unternehmenseigene Standards). Die Dimensionen ‚Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit‘ werden durch die jährliche Ausfallstatistik der BNetzA abgedeckt, in der die Ausfallminuten differenziert nach Kundengruppen abgefragt werden. Hieraus ergeben sich dann verschiedene Qualitätskennzahlen, wie sie aus dem Strombereich bereits bekannt sind.

Von den vier genannten Qualitätsdimensionen in Abbildung 38 ist abschließend die Dimension der ‚Versorgungssicherheit‘ (insbesondere technische Sicherheit) zu prüfen. Diese Dimension korreliert stark mit dem Zustand der Netzinfrastruktur.

In G 403 [45] werden unter der Überschrift ‚Grundsätze und Ziele‘ folgende Instandhaltungskriterien aufgeführt:

- „- Schadens- und Zustandsentwicklung der Betriebsmittel
  - Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen
  - Aufwendungen für Instandhaltungsmaßnahmen
  - unternehmensindividuelle Festlegungen
  - externe Anforderungen oder Vorgaben“ (siehe [45], S.10)
- „Strategieziele sind als quantifizierbare Größen zu formulieren.“ (siehe [45], S.12)

Im Anhang des Hinweises G 403 [45] ist ein Beispiel dargestellt, in dem verschiedene mögliche Strategieziele genannt sind:

- gleichbleibende Überprüfungsintervalle (nach G 465-1), was einem (Quasi-) konstant Halten der vorliegenden Schadensrate innerhalb der vorgegebenen Grenzen entspricht
- möglichst gleichbleibender Verlauf der Rehabilitationsrate
- Erhalt der bestehenden Netzstruktur (Beibehalten der Netzlänge / Kapazität).

In den einschlägigen Regelwerken finden sich aber keine konkreten Angaben zu Qualitätsanforderungen in Form von Kennzahlen.

*„Die Entwicklung von Instandhaltungsstrategien setzt die Festlegung von unternehmensindividuellen Instandhaltungszielen voraus. [...] Sind Abweichungen zu den unternehmensindividuell festgelegten Instandhaltungszielen erkennbar, sind diese bei der gewählten Instandhaltungsstrategie zu berücksichtigen.“ (siehe [40], S.22)*

Hierin wird die unternehmensindividuelle Definition der Instandhaltungsziele betont. In dem im Anhang des Arbeitsblattes G 402 [40] dargestellten Beispiel wird die Schadensrate als eine mögliche Kennzahl verwendet, allerdings ohne eine entsprechende Quantifizierung eines Grenzwertes.

Es werden keine Angaben zu einer Klassifizierung in einen ‚niedrigen‘, ‚mittleren‘ oder ‚guten‘ Netzzustand gemacht, wie es im Bereich der Wasserverteilung anhand der Schadensraten und der Wasserverluste erfolgt ist. Es werden lediglich zwei alternative Rehabilitationsstrategien gegenübergestellt, von denen eine die Schadensraten im betrachteten Beispielnetz auf unter  $1 \text{ S} / (a \cdot \text{km})$  hält, die andere bei unter  $1,3 \text{ S} / (a \cdot \text{km})$ . In der ersten Strategie liegen die Rehabilitationsraten bei ca. 1,2 % und beim zweiten Ansatz bei ca. 0,8 %.

Leckstellenhäufigkeit pro km	$\leq 0,1$	$\leq 0,5$	$\leq 1$
Betriebsdruck in bar	Überprüfungszeitraum in Jahren		
$\leq 0,1$ bar	<b>6</b> (nur für PE und Stahl mit KKS)	<b>4</b>	<b>2</b>
$> 0,1$ bis $\leq 1$ bar	<b>4</b> (nur für PE und Stahl mit KKS)	<b>2</b>	<b>1</b>
$> 1$ bar	<b>2</b> (nur für PE und Stahl mit KKS)	<b>1</b>	<b>0,5</b>

Tabelle 5: Überprüfungszeitraum Gaslecksuche G 465-1 [41]

Die Forderung nach ‚gleichbleibenden Überprüfungsintervallen‘ (nach G 465-1) bedarf noch einer näheren Betrachtung (siehe [41]). Im Rahmen der Überprüfung gemäß G 465 wird das Gasrohrnetz – bestehend aus Versorgungs- und Anschlussleitungen (inkl. Hauptabsperreinrichtung) – regelmäßig überprüft. Dazu wird im Regelfall mit einer Teppichsonde das Gasrohrnetz abgegangen und auf Leckstellen<sup>8</sup> überprüft. Dabei wird abschließend die Leckstellenhäufigkeit ermittelt. Bei jährlichem Überprüfungsturnus entspricht die Leckstellenhäufigkeit der Schadensrate. Bei Überprüfungsturnus von

<sup>8</sup> Eine Leckstelle entspricht einem Schaden. Die Definition eines Schadens, ist eine lokale Beeinträchtigung der Funktionsfähigkeit des Betriebsmittels, die in der Regel mit Gasaustritt verbunden ist (vgl. [40], S.9)

ungleich einem Jahr muss die Schadensrate erst aus der Leckstellenhäufigkeit berechnet werden: Schadensrate in  $[S/(a \cdot km)]$  = Leckstellenhäufigkeit in  $[S/km]$  / Überprüfungsturnus in  $[a]$ .

In G 465-1 wird dazu der erforderliche Überprüfungsturnus angegeben (Tabelle 5). Dabei wird nach Betriebsdruck, Leckstellenhäufigkeit und Werkstoff unterschieden. Fallspezifisch kann der Turnus demnach zwischen einem halben und sechs Jahren liegen.

Zu den Überprüfungen heißt es in G 465:

*„Zur Erhaltung der Betriebssicherheit des Gasrohrnetzes ist eine regelmäßige Überprüfung notwendig. [...] Der Aussagewert der ermittelten Leckstellenhäufigkeit kann für die Beurteilung der Gasrohrnetzqualität durch Aufgliederung nach gleichen Bedingungen erhöht werden, z.B. Berücksichtigung von Rohrleitungsmaterialien, Nennweite, Alter der Gasleitung, Verbindungsart, Bodenbeschaffenheit.“ (siehe [41], S.11f.)*

Vorgefundene Leckagen sind zu überwachen und je nach Lage und Wichtigkeit zu reparieren. Bei geringem Risiko können die betreffenden Leitungen auch in das Rehabilitationsprogramm aufgenommen werden und die Leckagen planmäßig behoben werden. Somit liegen für die Gasverteilung ebenfalls grundsätzlich Richtwerte für eine Qualitätsbewertung vor. Eine Einstufung (z.B. ‚gut‘ / ‚mittel‘ / ‚schlecht‘) wird allerdings nicht durchgeführt.

Im Beispiel aus G 403 war als Instandhaltungsziel ausgegeben, dass sich der Überprüfungsturnus nicht verkleinern solle. Die Schadensraten im Beispiel liegen zwischen 0,5 und 1,0  $S / (a \cdot km)$ . Bei Zugrundelegung eines Mitteldrucknetzes mit Betriebsdruck zwischen 0,1 und 1 bar ist man daher in einem Bereich mit jährlichem Überprüfungsturnus (vgl. Tabelle 5). Es wird keine Empfehlung gemacht, z.B. zukünftig in den Bereich  $\leq 0,5 S / (a \cdot km)$  zu kommen. Ab einer Leckstellenhäufigkeit von größer 1  $S / (a \cdot km)$  müssen außerplanmäßige Überprüfungen durchgeführt werden.

Eine Verkürzung des Lecksucheturnus (z.B. von 2-jährlich auf jährlich) führt allerdings, in Relation zu den Kosten für Leitungserneuerungen, zu keinen wesentlichen Mehrkosten. Insofern besteht für die Gasnetzbetreiber durch die Verkürzung des Lecksucheturnus‘ kein finanzieller Anreiz zur Erhaltung bzw. Erreichung eines guten Netzzustandes.

Die Turnuslecksuche ermöglicht die Bewertung des aktuellen Netzzustandes. Die Anzahl der entdeckten Leckagen spiegelt den aktuellen Netzzustand wieder und stellt somit eine Bewertung der Rehabilitation in der Vergangenheit dar. Inwiefern die Rehabilitation in Zukunft ausreichend und auf einem technisch sinnvollen Niveau ist, kann nur mit dem Aufstellen eines Rehabilitationskonzeptes zum Beispiel gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 403 erfolgen. Allerdings wird in G 403 eine unternehmensindividuelle Festlegung von Grenzwerten eingefordert. Allgemein anerkannte Mindeststandards konnten nicht recherchiert werden.

### 3.6.3 Bewertungen und Einschätzungen zur Versorgungsqualität

Dass es im Rahmen einer Anreizregulierung auch eine Regulierung oder zumindest eine Kontrolle einer ausreichenden Versorgungsqualität (z.B. durch ein Monitoring) und insbesondere einer ausreichenden Versorgungssicherheit, geben muss, ist einvernehmliche Meinung der betroffenen Fachkreise. Eine Studie hierzu wurde im Jahr 2010 vom WIK (Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH) vorgelegt [86]. Dabei wurden verschiedene Stakeholder (z.B. Gasverteilnetzbetreiber, Fernleitungsbetreiber, Transportkunden, Industriekunden) befragt und im Rahmen eines Workshops die Ergebnisse vorgestellt und diskutiert. Dabei bildeten sich zwei Gruppen mit unterschiedlichen Ansätzen zur Sicherstellung der Versorgungsqualität: eine, die sich für die Einführung des Q-Elementes mittels Bonus-/Malus-System aussprach und eine, die ein Monitoring der Versorgungssicherheit als ausreichend befand.

Gemäß EnWG § 51, Abs. 1 ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) verpflichtet, einen Bericht zur Versorgungssicherheit vorzulegen. Darin sollen gemäß EnWG § 51, Abs. 2 auch die Qualität und der Umfang der Netzwartung sowie die Analyse von Netzstörungen betrachtet werden. Dieser Monitoringbericht wird im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Erdgas jährlich erstellt und der Europäischen Kommission zugestellt (EnWG § 63, Abs. 2). Es stellt sich die Frage, ob ggf. im Rahmen dieses Monitorings eine langfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit und hier insbesondere der technischen Sicherheit gewährleistet wird. Im Monitoring-Bericht aus dem Juli 2012 [17] wird ausführlich beschrieben, dass die Einhaltung der technischen Regeln des DVGW – wie im EnWG § 49, Abs. 2, Ziffer 2 verankert – sowohl die Sicherheit als auch die Vermeidung unnötiger Kosten gewährleistet.

*„Die technischen Regeln werden neben dem für die öffentliche Gasversorgung wichtigen Sicherheitsaspekt auch unter Beachtung von Kostengesichtspunkten stetig weiterentwickelt. Dabei wird insbesondere auf die richtige Balance zwischen der Erreichung der vom EnWG geforderten hohen Sicherheitsstufe und der Vermeidung unnötiger Kosten geachtet. (...) Der Regelssetzer DVGW hat vor dem Hintergrund der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) einen Diskussionsprozess innerhalb der Branche sowie mit der BNetzA und den Energieaufsichten der Länder angestoßen, um ein geeignetes Konzept für die Bemessungskriterien zur Ausgestaltung des Qualitätselementes für Gasnetze zu erarbeiten sowie Methoden und gegebenenfalls Werkzeuge zur Erfassung der für die Ermittlung dieses Elementes benötigten Daten entwickeln zu können. In der Projektdiskussion hat sich der Eindruck manifestiert, dass Qualitätsvorgaben allgemein aus einer Kombination von Mindeststandards und Anzelelementen bestehen. Die Technische Sicherheit und die Produktqualität finden sich in allgemeinen und spezialgesetzlichen Regelungen (EnWG und andere) sowie in den allgemein anerkannten Regeln der Technik wieder und haben den Charakter von verpflichtenden Mindeststandards, die unter Beachtung der Bandbreitenfestlegungen eingehalten werden müssen.“ (siehe [17], Seite 21 ff.)*

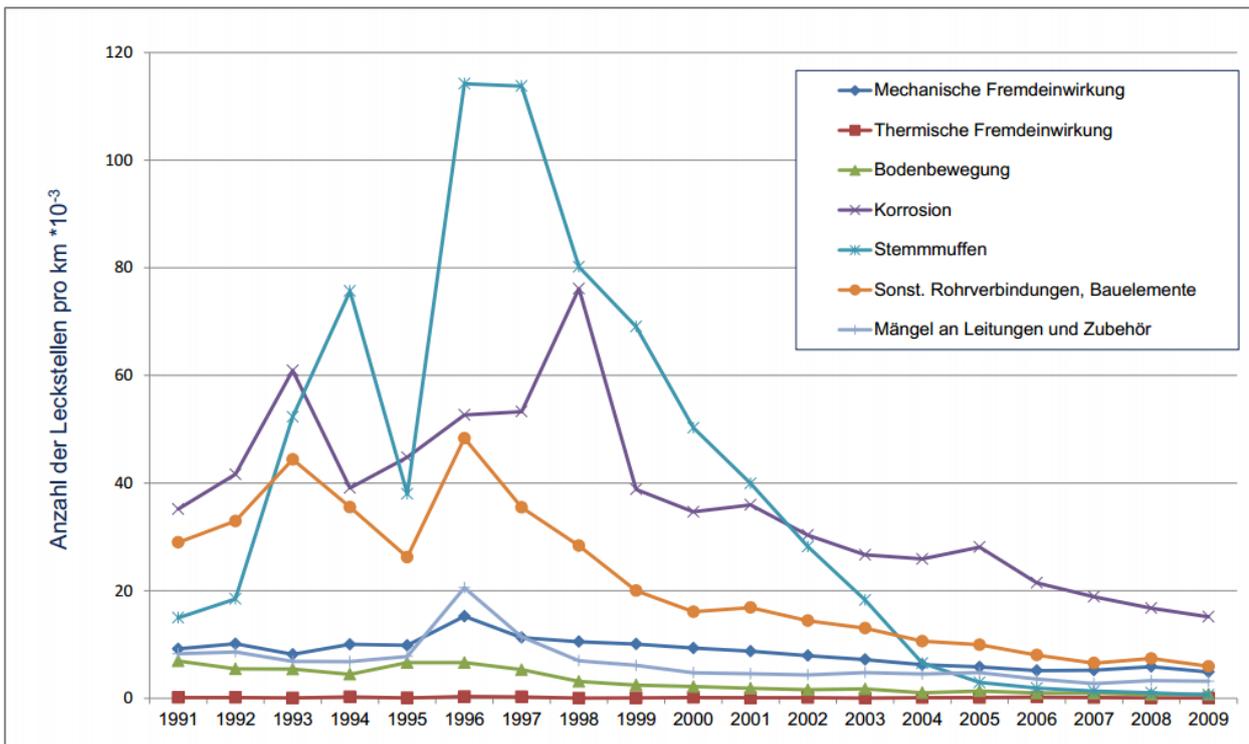


Abbildung 40: Schäden an Verteilungsleitungen (aus: [52])

Im Folgenden werden in dem angeführten Bericht des BMWi die langjährigen Statistiken zur Entwicklung der Leckstellenhäufigkeiten von 1980-2010 an Gasnetzen dargestellt. Abbildung 40 zeigt eine entsprechende Grafik aus einer neueren Veröffentlichung des DVGW [52]. Der Trend zeigt eine deutliche Abnahme der Leckstellen.

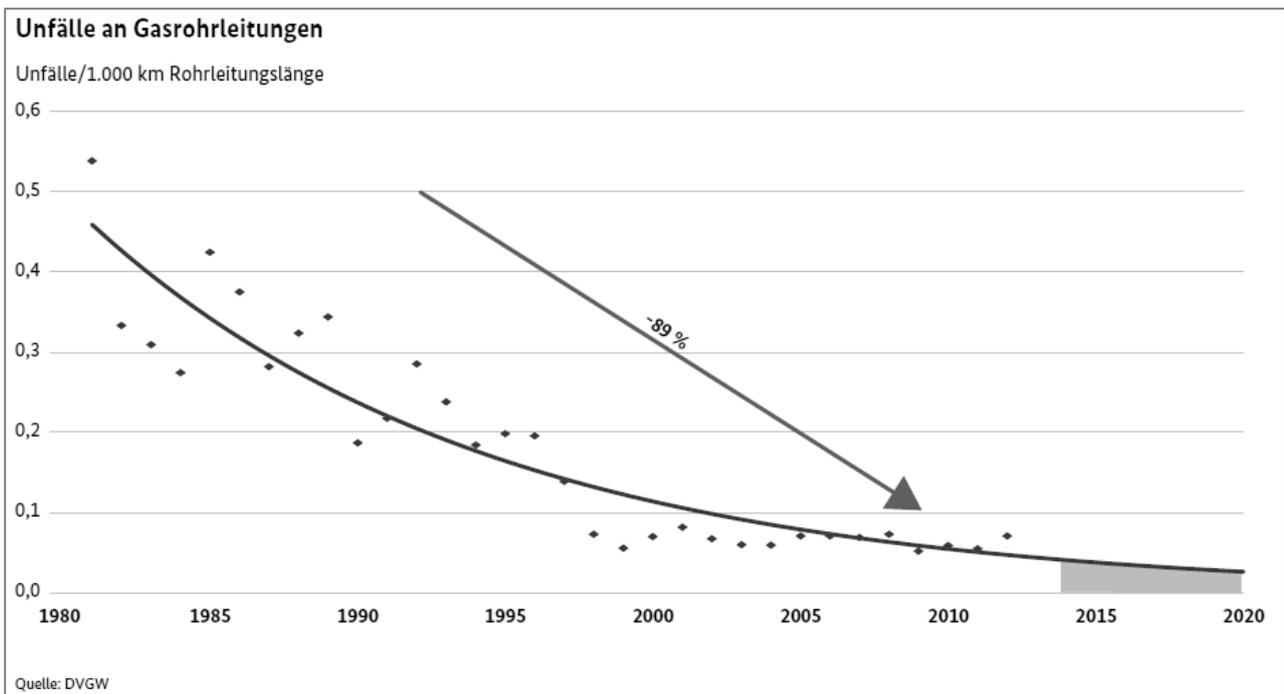


Abbildung 41: Entwicklung der Unfälle an Gasrohrleitungen (aus: [18], S.16)

Auch die Unfallentwicklung zeigt einen abnehmenden Trend (mit einem leichten Anstieg in 2012), und die Prognose bis 2020 unterstellt ebenfalls eine weitere Abnahme (siehe Abbildung 41). Als ‚Unfälle‘ werden hier Ereignisse bezeichnet, die gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 410 [44] ‚sofortmeldepflichtig‘ sind. Derartige ‚sofortmeldepflichtige‘ Ereignisse an Gasleitungen sind ungewollte Gasfreisetzungen, die mit Personenschäden, Verpuffungen, Explosionen, Brand oder Trümmerflug einhergehen. Dazu zählen auch fremdverursachte Schäden (z.B. Beschädigungen bei Tiefbauarbeiten).

Allerdings ist anzumerken, dass diese Entwicklung größtenteils in einem nicht-regulierten Marktumfeld stattfand und der Zusammenhang zwischen Leckstellenentwicklung und Instandhaltungsaufwendungen langfristiger Natur ist.

In den abnehmenden Trends spiegelt sich auch die Weiterentwicklung von Innovationen im Bereich der gastechnischen Sicherheit und der Arbeitssicherheit wieder. Auch kommt die generell hohe Sicherheitsorientierung im Regelwerk, der Aufsichtsbehörden und des DVGW zum Ausdruck. Nennenswerte Einflüsse ergeben sich beispielsweise durch

- Einführung von Gasströmungswächtern
- Erhöhung der Anforderungen an den Arbeitsschutz – beispielsweise BGR 500, Kapitel 2.31 ‚Arbeiten an Gasleitungen‘ [9]
- Rehabilitationsprogramm Grauguss
- sicherheitsorientiertes Regelwerk (z.B. G 465; GW 129)
- statistische Einflüsse (starke Baujahre in den 1980er- und 1990er-Jahren – vgl. Abbildung 29; starke Rehabilitation in den neuen Bundesländern in den 1990er Jahren).

Die oben zitierten Ausführungen aus dem BMWi-Monitoringbericht 2012 decken sich mit den Ergebnissen der Untersuchung der Firma Consentec im Auftrag des DVGW [32]. Neben der Einschätzung, dass Qualitätsvorgaben aus Mindeststandards einerseits und Anzelelementen andererseits bestehen, kommt der Consentec-Bericht unter anderem zu dem Schluss, dass die Schadens- und Unfallstatistik verbreitert und obligatorisch für die Netzbetreiber werden solle. Diese Empfehlung führte zur Einführung des Arbeitsblattes G 410.

*„Würde sich in einer künftigen Auswertung einer solchen Datenbasis durch den DVGW der Eindruck bestätigen, dass ein sehr hohes und einheitliches Niveau der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland vorliegt und auch durch die aktuelle Entwicklung nicht gefährdet wird, wäre dies eine starke Indikation, dass eine Beschränkung auf ein Qualitäts-Monitoring ohne monetär wirksame Qualitätsregulierung sinnvoll ist.“ (siehe [32], Seite 53)*

Es wird empfohlen, einige Qualitätsdimensionen eher über Mindeststandards zu regeln (z.B. Technische Sicherheit, Produktqualität) und andere über Anzelelemente (z.B. Servicequalität).

Eine Arbeit zur kurz- und langfristigen Auswirkung der Anreizregulierung auf Investitionen und Versorgungsqualität bei Stromverteilungsnetzen hat Maeding verfasst [83]. Diese beinhaltet im Wesentlichen stark konträre Aussagen im Vergleich zu den oben beschriebenen Ergebnissen von Consentec oder dem BMWi-Monitoringbericht für den Gasbereich. Im Rahmen ihrer Dissertation analysiert Maeding zum einen mithilfe spieltheoretischer Modelle die Vorteilhaftigkeit von Erneuerungsinvestitionen im regulierten Umfeld und spiegelt diese zum anderen mit den Ergebnissen einer Befragung von 90 europäischen Stromnetzbetreibern. Sie ergänzt dabei reine Kapitalwertbetrachtungen um spieltheoretische Aspekte und kommt im Kern zu folgendem Ergebnis:

*„Mit diesen Randbedingungen und auf Basis evolutionsökonomischer Literatur ist es wahrscheinlich, dass die regulierten Unternehmen mittel- bis langfristig zur risikodominanten Strategie tendieren und unzureichende Investitionen tätigen. Aufgrund des Lerneffektes ist anzunehmen, dass sich die Situation im Verlauf verschärft.“ (siehe [83], S.111)*

Darüber hinaus belegt Maeding einen erheblichen Einfluss des zeitverzögerten Mittelrückflusses von Investitionen im Rahmen der Anreizregulierung. Der Zeitpunkt einer Investition kann demnach den Barwert und damit die Wirtschaftlichkeit einer Investition um 15 – 30 % beeinflussen. Dieses Bild wird verstärkt durch das Ergebnis der Befragung ausgewählter Stromnetzbetreiber.

*„Während die Verteilnetzbetreiber in Deutschland und in Norwegen das Investitionsniveau überwiegend als unzureichend bezeichnen und insbesondere langfristig eine negative Entwicklung der Versorgungsqualität erwarten, sehen die finnischen Unternehmen sowohl das Investitionsniveau als auch die Qualitätsregulierung eher optimistisch. (...) Hinsichtlich der aktuellen Regulierungspraxis in Deutschland lassen die empirischen Analysen vor allem langfristig eine sinkende Versorgungsqualität erwarten.“ (siehe [83], S.243 f.)*

Infolge der Ergebnisse gibt Maeding abschließend Empfehlungen für ein zukünftiges Regulierungsmodell:

- Zeitkonsistentes Regulierungsmodell: keine grundlegenden Veränderungen im Zeitverlauf, um Vertrauen für Zukunftsinvestitionen nicht zu gefährden
- Verständlichkeit und Transparenz beibehalten bzw. anstreben
- Beseitigung bestehender Fehlanreize:
  - o Abhängigkeit der Rendite vom Investitionszeitpunkt
  - o Effizienzvergleich auf Gesamtkostenbasis setzt Anreiz für Unterinvestitionen
  - o Vergangenheitsorientierung
  - o Innovationen unterliegen dem gleichen Effizienzmaßstab wie übrige Kosten
  - o Kapitalkostenvergleich trotz Problemen bei der Vergleichbarkeit.

Zur Beseitigung der Fehlanreize werden kurz- und mittelfristige sowie langfristige Anpassungsempfehlungen ausgesprochen (u.a. stärker getrennte Betrachtung von Kapital- und Betriebskosten, jährliche Buchung der Investitionsabweichungen zur Plansumme auf ein Regulierungskonto inkl. entsprechender Verzinsung). Hinsichtlich des Benchmarks empfiehlt sie allerdings nach wie vor einen Gesamtkostenansatz. Investitionen in Innovation sollten getrennt betrachtet werden. Langfristig wird ggf. sogar eine Überprüfung des gesamten Regulierungssystems zur Diskussion gestellt.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sich die betroffenen Fachkreise und Behörden bezüglich der Versorgungssicherheit (insbesondere Technische Sicherheit) auf das Regelwerk des DVGW und das darin verankerte Monitoring stützen. Allerdings erscheint es fragwürdig, ob das DVGW-Regelwerk die gestellten hohen Ansprüche (langfristige Sicherstellung der Technischen Sicherheit unter Vermeidung unnötiger Kosten in einem regulierten Marktumfeld) tatsächlich erfüllen kann. Insbesondere ist zu bemängeln, dass zwar jährlich aktuelle Schadens- und Unfalldaten dokumentiert und analysiert werden, jedoch der Aspekt der Langfristigkeit bei der Wirkung von Investitionen auf Schäden unbeachtet bleibt. Die niedrigen Schadensraten heute basieren auf Investitionen und technischen Entwicklungen der vergangenen Jahre und Jahrzehnte in einem nicht regulierten Marktumfeld.

Andere wissenschaftliche Ausarbeitungen legen dar, dass langfristig Investitionshemmnisse durch die Anreizregulierung ausgelöst werden. Auch Erfahrungen in England bestätigen dies. Im Gasbereich dürfte dieser Effekt verstärkt zu erwarten sein, wenn keine Qualitätsregulierung erfolgt bzw. keinerlei (finanzielle) Anreize für Ersatzinvestitionen geboten werden. Der in der ARegV beziehungsweise im EnWG beschriebene Ansatz, der ausschließlich auf Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit abstellt, reicht – sofern er zur 2. Regulierungsperiode umgesetzt werden sollte – für eine ganzheitliche und langfristig wirkende Qualitätsregulierung im Gasbereich nicht aus, da Schäden am Versorgungsleitungsnetz in der Regel nicht zu Versorgungsunterbrechungen führen und zudem lediglich Indikatoren für Handeln in der Vergangenheit sind.

### **3.7 Ermittlung der Netzkosten und der Netzentgelte**

Die zulässigen Netzkosten eines Gasverteilnetzbetreibers orientieren sich im Rahmen einer Anreizregulierung an denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers. Als Ausgangsniveau für die Erlösbergrenze dienen gemäß ARegV § 6, Abs. 1 die Kosten, die sich aus einer Überprüfung gemäß der Gasnetzentgeltverordnung für den betreffenden Netzbetreiber im Basisjahr ergeben. Gemäß Anreizregulierungsverordnung erfolgt die Berechnung des Ausgangsniveaus

*„für die Bestimmung der Erlösbergrenzen durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften [...] der Gasnetzentgeltverordnung. [...] Die Kostenprüfung erfolgt im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf*

*der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres.“  
ARegV [20], § 6, Abs. 1*

In der GasNEV heißt es dann

*„Die Netzkosten setzen sich unter Beachtung von Absatz 1 aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 zusammen.“ GasNEV [21], § 4, Abs. 2*

Es sind somit im Wesentlichen zwei Kostentypen zu unterscheiden. Zum einen aufwandsgleiche Kosten, die sich aus der handelsrechtlichen Sicht (z.B. Jahresabschluss) ergeben sowie kalkulatorische Kosten, die entsprechend der Vorgaben in der GasNEV zu berechnen sind. Dabei sind nur die Kosten im Basisjahr entscheidend und in Ansatz zu bringen. Gegebenenfalls bereits sichere Kosten aus späteren Planjahren, beispielsweise tariflich vereinbarte Personalkostensteigerungen, dürfen nicht berücksichtigt werden. Es gibt aber Härtefallregelungen, die einen gesonderten Antrag bei der BNetzA ermöglichen, der dann im Einzelfall geprüft und gegebenenfalls genehmigt wird.

Zu den aufwandsgleichen Kosten gehören Materialkosten, Personalkosten, Fremdkapitalzinsen, ansetzbare betriebliche Steuern sowie sonstige betriebliche Kosten. Materialkosten sind insbesondere Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie Aufwendungen für bezogene Leistungen. Bezogene Leistungen sind unter anderem die in Rechnung gestellten Kosten für das vorgelagerte Netz oder Aufwendungen für Wartung und Instandhaltungsleistungen. Als Fremdkapitalzinsen werden kapitalmarktübliche Zinssätze angewendet. Die Bundesnetzagentur setzt dazu den Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten für die letzten zehn Kalenderjahre an. Die ansetzbaren betrieblichen Steuern sind insbesondere Kfz- und Grundsteuer. Nicht zu den ansetzbaren betrieblichen Steuern gehören die Gewerbesteuer oder auch die Körperschafts- und Einkommenssteuer sowie der Solidaritätszuschlag, da diese bereits als Bestandteil der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt werden. Zu den sonstigen betrieblichen Kosten gehören zum Beispiel Konzessionsabgaben, Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge für Versicherungen oder Rechts- und Beratungskosten. Auch Rückstellungen gehören zu den sonstigen betrieblichen Kosten, die der BNetzA separat anzugeben und nachzuweisen sind (siehe [91], S.458 ff.).

Zu den kalkulatorischen Kosten zählen kalkulatorische Abschreibungen und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung sowie die kalkulatorische Gewerbesteuer. Die kalkulatorischen Abschreibungen sollen die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagen im Zeitverlauf ausgleichen. Nach dem Ende der Nutzungsdauer können die Anlagen somit wiederbeschafft werden. Aus diesem Grund wird nicht die handelsrechtliche oder steuerliche Nutzungsdauer bei der Berechnung verwendet, sondern die – in der Regel längere – betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer. Wenn ein

Gasverteilnetzbetreiber im Rahmen seines bilanziellen Aktivierungswahlrechts verschiedene Erneuerungen nicht aktiviert, sondern als laufenden Instandhaltungsaufwand behandelt, ist eine kalkulatorische Abschreibung nicht mehr möglich. Die Eigenkapitalverzinsung wird kalkulatorisch auf Basis des betriebsnotwendigen Eigenkapitals berechnet. Die zulässige kalkulatorische Eigenkapitalquote ist dabei bei 40 % gedeckelt. Das überschießende Eigenkapital wird wie Fremdkapital behandelt. Zusätzlich kann noch die im Netzbereich sachgerecht zugeordnete Gewerbesteuer zu den Netzkosten hinzugerechnet werden (siehe [91], S.462 ff.).

Die kalkulatorischen Kosten werden maßgeblich durch die Instandhaltungsstrategie des Netzbetreibers und durch dessen Aktivierungspraxis beeinflusst. Die Entwicklung dieser Kosten und deren Berücksichtigung im Erlöspfad hat demzufolge auch eine starke Rückkopplung auf die Wirtschaftlichkeit einer gewählten Instandhaltungsstrategie. Insofern sind diese Kosten zwingend im Simulationsmodell zu berücksichtigen und werden im Folgenden noch genauer betrachtet.

Abschließend sind noch die kostenmindernden Erlöse und Erträge zu nennen. Gemäß § 9 der GasNEV sind dies unter anderem aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Netzanschlusskosten, Baukostenzuschüsse oder sonstige Erträge und Erlöse.

Netzkosten ergeben sich aus der Summe von

- aufwandsgleiche Kosten (§ 5 GasNEV) – aus Gewinn- und Verlustrechnung
  - Materialaufwand
  - Personalaufwand
  - Zinsaufwand
  - Sonstige Steuern
  - Sonstiger betrieblicher Aufwand
- kalkulatorische Kosten (§ 6-8 GasNEV)
  - Kalkulatorische Abschreibungen (§ 6 GasNEV)
  - Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§ 7 GasNEV)
  - Kalkulatorische Steuern (§ 8 GasNEV)
- Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge (§ 9 GasNEV)
- Zuschlag oder Abzug der verzinsten periodenübergreifenden Saldierung (ergibt sich z.B. infolge von witterungsbedingten Abweichungen zur Planung)

Abbildung 42: Zusammenfassende Darstellung zur Berechnung der Netzkosten im Basisjahr

Zusammenfassend ist die Methodik der Netzkostenermittlung in Abbildung 42 dargestellt. Im Folgenden werden, wie oben angedeutet, die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen sowie die Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung näher betrachtet, da hier eine starke gegenseitige Beeinflussung mit der Instandhaltungsstrategie besteht. Für weitergehende Informationen zu den anderen genannten Kosten wird auf die weiterführende Literatur, insbesondere die Gasnetzentgeltverordnung [21], verwiesen.

### 3.7.1 Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

Mit den kalkulatorischen Abschreibungen möchte der Gesetzgeber beziehungsweise die BNetzA gewährleisten, dass der Netzbetrieb zuverlässig und leistungsfähig angelegt ist. Dies ist in § 6 der GasNEV entsprechend beschrieben. Dabei ist zwischen Altanlagen (Anlagen, die vor dem 1. Januar 2006 aktiviert worden sind) und Neuanlagen (Anlagen, die ab dem 1. Januar 2006 aktiviert worden sind) zu unterscheiden.

Die Abschreibungen bei Altanlagen sind linear zu berechnen. Der eigenfinanzierte Anteil der Altanlagen wird auf Basis der Tagesneuwerte abgeschrieben und mit der Eigenkapitalquote multipliziert. Der Tagesneuwert wird auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) über Indexreihen des Statistischen Bundesamtes in einen Tagesneuwert umgerechnet.

*„Der Tagesneuwert im Basisjahr eines im Jahr  $t$  angeschafften Anlagegutes ergibt sich durch die Multiplikation des Indexfaktors des Jahres  $t$  mit den historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten. Der Indexfaktor des Jahres  $t$  ergibt sich aus dem Quotienten des Indexwertes des Basisjahres und dem Indexwert des Jahres  $t$  und ist auf vier Nachkommastellen zu runden.“ (siehe [21], § 6a, Abs. 3)*

Der fremdfinanzierte Anteil wird durch Summation aller anlagenspezifischer historischer AHK bestimmt und dann mit der Fremdkapitalquote multipliziert.

Die kalkulatorischen Abschreibungen für Neuanlagen (Baujahr ab 2006 einschließlich) werden ausgehend von den AHK durch lineare Abschreibung ermittelt.

Nachfolgend werden die zugrundeliegenden Formeln zusammenfassend dargestellt, da sie auch bei der späteren Modellentwicklung von Bedeutung sind. Sie sind im Wesentlichen übernommen und stark angelehnt an die Nomenklatur in [104].

$$HK_{TNW,i}^{t0,RP} = HK_i^{tH} \cdot INDEX^{tH} \quad 3.13$$

mit:

$HK_{TNW,i}^{t0,RP}$ : Tagesneuwert der Anlage i im Basisjahr t0 der jeweiligen Regulierungsperiode

$HK_i^{tH}$ : Anschaffungs- / Herstellungskosten der Anlage i im Jahr der Herstellung / Anschaffung tH

$INDEX^{tH}$ : Wert der Indexreihe des statistischen Bundesamtes für das Jahr tH

$$HK_i^{t0,RP} = \begin{cases} HK_{TNW,i}^{t0,RP} \cdot \min(EKQ, 40\%) + HK_i^{tH} \cdot (1 - \min(EKQ, 40\%)) & \text{für } tH_i < 2006 \\ HK_i^{tH} & \text{für } tH_i \geq 2006 \end{cases} \quad 3.14$$

mit:

$HK_i^{t0,RP}$ : Anschaffungs- / Herstellungskosten der Anlage i im Basisjahr t0; für Altanlagen ( $tH_i < 2006$ ) gewichtet nach Finanzierungsanteilen

EKQ: Eigenkapitalquote

$$kAfA_{i,t} = \frac{HK_i^{t0,RP}}{kND_i} \text{ für } \begin{cases} tH_i \leq t0, RP \\ \text{Simulationsjahr } t < tH_i + kND_i \end{cases} \quad 3.15$$

mit:

$kAfA_{i,t}$ : kalkulatorische Abschreibung auf Anlagevermögen der Anlage i im Simulationsjahr t

$kND_i$ : kalkulatorische Abschreibungsdauer der Anlage i

$tH_i$ : Anschaffungs- / Herstellungsjahr der Anlage i

$t0,RP$ : Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode

Bedeutung der angegebenen Bedingungen / Restriktionen in Formel 3.15:

- Bau der Anlage vor bzw. im Basisjahr der jeweiligen Regulierungsperiode
- Die Anlage i darf im Simulationsjahr t noch nicht abgeschrieben sein

Sonst ist  $kAfA_{i,t} = 0$  zu setzen.

### 3.7.2 Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ergibt sich gemäß Gasnetzentgeltverordnung § 7 „auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals“. Das betriebsnotwendige

Eigenkapital ergibt sich als Summe der folgenden Kostenpositionen, die hier nahezu wortgleich der GasNEV (§ 7) entnommen wurden:

- Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen, bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2
- Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Altanlagen, bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2
- Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Neuanlagen, bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten
- Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil
- Bilanzwerte der Grundstücke zu Anschaffungskosten
- Abzüglich des Abzugskapitals (Rückstellungen, erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden, unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten, sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von Gasversorgungsnetzen zinslos zur Verfügung stehen) und des verzinslichen Fremdkapitals.

Die Eigenkapitalzinssätze werden immer im Vorfeld einer neuen Regulierungsperiode von der BNetzA festgelegt.

Wenn die berechneten kalkulatorischen Abschreibungen vorliegen, ergibt sich die Berechnung der Restwerte des Anlagevermögens, sowohl für den Ansatz mit Tagesneuwerten als auch für den Ansatz mit historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, durch Abzug der kumulierten Abschreibungen vom ursprünglichen Anlagenbuchwert. Liegen dann das Sachanlagevermögen für Altanlagen auf Basis historischer Anschaffungs- und Herstellungskosten, das Sachanlagevermögen für Altanlagen auf Basis der Tagesneuwerte, das Sachanlagevermögen für Neuanlagen (Anlagen, die nach 2006 bis zum aktuellen Jahr erstellt worden sind) auf Basis ihrer historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie das Sachanlagevermögen für zukünftige Investitionen (aus Rehabilitationsstrategie) ebenfalls auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten vor, so lässt sich daraus das betriebsnotwendige Vermögen bestimmen. Ferner sind dem betriebsnotwendigen Vermögen die Bilanzwerte der Finanzanlagen und des Umlaufvermögens hinzuzurechnen. Nach Berücksichtigung des Abzugskapitals erhält man das betriebsnotwendige Eigenkapital.

Die gesamte Herleitung der Berechnung der Eigenkapitalverzinsung wird im Folgenden in drei Teilen detailliert beschrieben. Im ersten Teil wird nun zunächst gezeigt, wie das betriebsnotwendige Vermögen und das betriebsnotwendige Eigenkapital bestimmt werden (siehe Abbildung 43).

## Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV

(Teil 1: Bestimmung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals § 7 GasNEV Abs. 1 und 2)

Betriebsnotwendiges Eigenkapital (t) =

$$\begin{aligned}
&+ RW_{\text{Altanlagen, AHK}}(t) * FKQ \\
&+ RW_{\text{Altanlagen, TNW}}(t) * EKQ \\
&+ RW_{\text{Neuanlagen, AHK}}(t) \\
&[+ RW_{\text{Zukunftsinvestitionen aus Reha-Strategie, AHK}}(t) ] \\
&+ \text{Bilanzwerte der Grundstücke zu Anschaffungskosten} \\
&+ \text{Bilanzwerte der Betriebsnotwendigen Finanzanlagen} \\
&+ \text{Bilanzwerte des Betriebsnotwendigen Umlaufvermögens}
\end{aligned}$$

-----  
= Betriebsnotwendiges Vermögen (t)

./ (Steueranteil der Sonderposten mit Rücklagenanteil / verzinsliches Fremdkapital / Abzugskapital)

-----  
**= Betriebsnotwendiges Eigenkapital (t) ( $\leq 40\%$  des betriebsnotwendigen Vermögens)**

mit

$RW_{\text{Altanlagen, AHK}}(t)$ : Sachanlagevermögen der Altanlagen (vor 2006) bewertet zu AHK  
 $RW_{\text{Altanlagen, TNW}}(t)$ : Sachanlagevermögen der Altanlagen (vor 2006) bewertet zu TNW  
 $RW_{\text{Neuanlagen, AHK}}(t)$ : Sachanlagevermögen der Neuanlagen (ab einschl. 2006) bewertet zu AHK  
 $RW_{\text{Zukunftsinvestitionen aus Reha-Strategie, AHK}}(t)$ : Sachanlagevermögen aus Reha-Strategie zu AHK

FKQ: Fremdkapitalquote

EKQ: Eigenkapitalquote

t: Simulationsjahr

Abbildung 43: Teil 1 – Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens und des betriebsnotwendigen Eigenkapitals

Das Eigenkapital wird auf Neuanlagen und Altanlagen aufgeteilt. Dies geschieht in der Form, dass die Verhältniswerte verwendet werden, die sich aus der Division der Restwerte für Neuanlagen bzw. für Altanlagen durch den Gesamt-Restwert ergeben (siehe Abbildung 44). Mit diesen beiden berechneten Anteilen (in Prozent) lassen sich die Eigenkapitalanteile für Neuanlagen und Altanlagen als Geldbetrag durch Multiplikation mit dem maximalen Eigenkapital berechnen. Im Fall, dass das betriebsnotwendige Eigenkapital kleiner als das maximale Eigenkapital ist, sind die Anteile (Anteil Neuanlagen und Anteil Altanlagen) mit dem betriebsnotwendigen Eigenkapital zu multiplizieren.

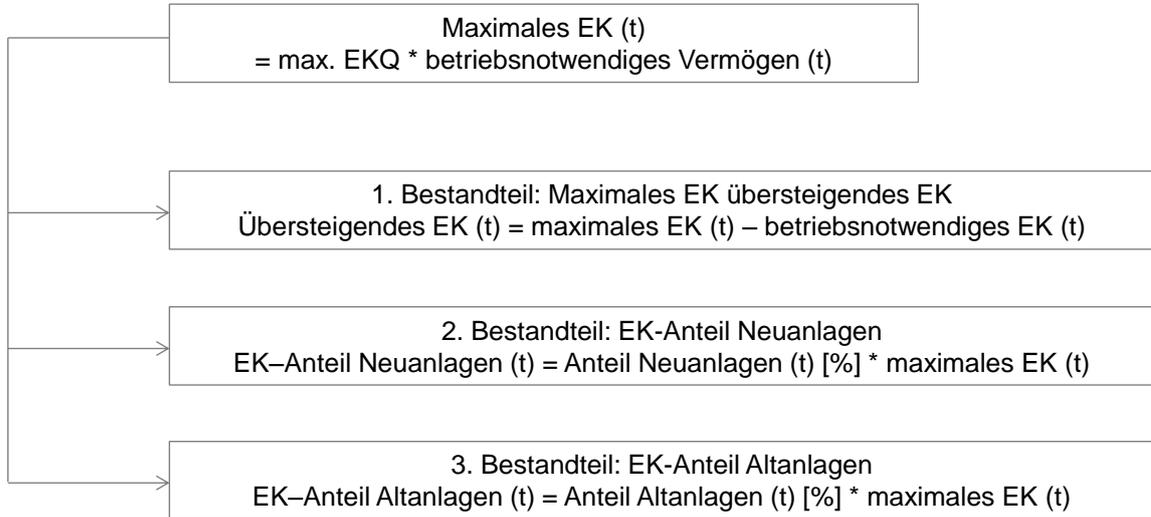
Das maximale Eigenkapital ergibt sich aus der maximalen Eigenkapitalquote multipliziert mit dem betriebsnotwendigen Vermögen aus Abbildung 43. Ebenfalls in Abbildung 43 wurde das betriebsnotwendige Eigenkapital bestimmt. Aus diesem Wert sowie dem maximalen Eigenkapital lässt sich dann das übersteigende Eigenkapital ebenfalls errechnen.

Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung nach § 7 GasNEV

(Teil 2: Aufteilung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals auf Alt- und Neuanlagen § 7 GasNEV Abs. 3)

$$\text{Anteil Neuanlagen}(t) [\%] = (RW_{\text{Neuanlagen, AHK}}(t) + RW_{\text{Zukunftsinvestitionen aus Reha-Strategie, AHK}}(t)) / RW_{\text{gesamt}}(t)$$

$$\text{Anteil Altanlagen}(t) [\%] = (RW_{\text{Altanlagen, AHK}}(t) * FKQ + RW_{\text{Altanlagen, TNW}}(t) * EKQ) / RW_{\text{gesamt}}(t)$$



mit EK: Eigenkapital

Abbildung 44: Teil 2 – Aufteilung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals auf Alt- und Neuanlagen

Mit den berechneten Werten ‚übersteigendes Eigenkapital‘, ‚Eigenkapitalanteil für Neuanlagen‘ und ‚Eigenkapital für Altanlagen‘ lassen sich durch Multiplikation mit den entsprechenden Eigenkapitalzinssätzen die Eigenkapitalverzinsungsanteile berechnen. Die Summe aus diesen drei Anteilen ist die anzusetzende Eigenkapitalverzinsung (siehe Abbildung 45).

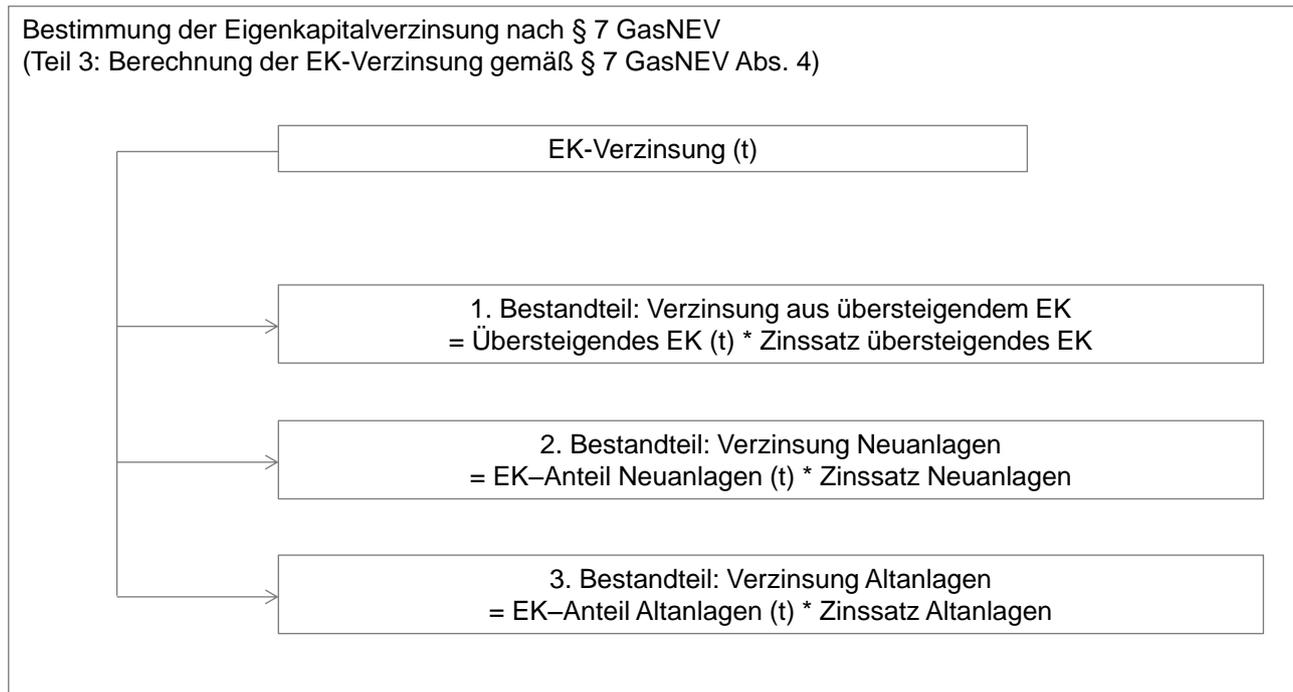


Abbildung 45: Teil 3 – Berechnung der Eigenkapitalverzinsung

### 3.8 Weitere Überlegungen zu Investitionen in regulierten Märkten

In der Anreizregulierungsverordnung [19] ist in § 25a die Möglichkeit gegeben, Forschungs- und Entwicklungskosten in die Erlösobergrenze einzubeziehen. Der nicht öffentlich geförderte Anteil an den Gesamtkosten des Forschungsvorhabens wird demnach mit 50 % in die Erlösobergrenze einbezogen. Dies bietet den Unternehmen einen grundsätzlichen Anreiz, in Forschung und Entwicklung zu investieren. Jedoch muss die Entwicklung dazu führen, dass der erbrachte Eigenanteil im Rahmen der späteren Umsetzung durch eine nachhaltige Kostenreduzierung wieder kompensiert wird.

In diesem Kontext stellt sich beispielsweise die Frage, inwiefern in Forschung und Entwicklung investiert wird, wenn die resultierenden Entwicklungen nicht zu Kosteneinsparungen, sondern zu besonders effizienten Technologien führen. Soll beispielsweise ein CO<sub>2</sub>-armes Bauverfahren entwickelt werden, das lediglich kostenneutral bzw. gegebenenfalls sogar kostenaufwändiger ist, als heutige Verfahren, so wird einem Gasnetzbetreiber kein Anreiz geboten diese Technologie aus wirtschaftlichen Gründen weiter zu erforschen.

Ein weiterer Aspekt ist die Refinanzierbarkeit von Investitionen der Netzbetreiber in innovative Technologien, wie beispielsweise Smart Grids oder Investitionen im Rahmen der Energiewende (z.B. Power-to-Gas-Anlagen).

Für den Strombereich führt Maeding [83] beispielsweise folgende Felder an, die Investitionen in Innovation erfordern:

- höherer Anteil dezentraler Einspeisungen
- Smart Grids und sich damit verändernde Lastflüsse

- Bedarf der Kunden an innovativen Produkten und Steigerung der Energieeffizienz

All diese Aspekte führen zu einer notwendigen Veränderung und Erneuerung der Netzinfrastrukturen. Ähnliche Aspekte werden voraussichtlich auch im Gasbereich zutreffend sein.

Diese Aspekte der Regulierung werden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter thematisiert.

## 4 Eigenes Modell

### 4.1 Allgemeines

Die grundlegenden Erfordernisse an das eigene Modell sind bereits in Abschnitt 2.5 angesprochen worden. Grundsätzlich soll das Modell dazu dienen, unterschiedliche Erneuerungsstrategien unter Einbezug der regulatorischen Einflüsse miteinander vergleichen zu können. So können verschiedene Strategien mit unterschiedlichem Risikobezug zueinander in Relation gesetzt werden.

Es soll auch der Extremfall einer ‚Nichtstun-Strategie‘ (keine Erneuerungen) betrachtet werden. Somit kann eine Aussage dazu getroffen werden, ob Investitionen in Rohrnetzrehabilitation für einen Netzbetreiber grundsätzlich wirtschaftlich sind oder Anreize – beispielsweise durch eine Qualitätsregulierung – geschaffen werden müssen, um weiterhin Ersatzinvestitionen seitens der Netzbetreiber zu gewährleisten.

Das eigene Modell umfasst zwei Module (siehe Abbildung 46).

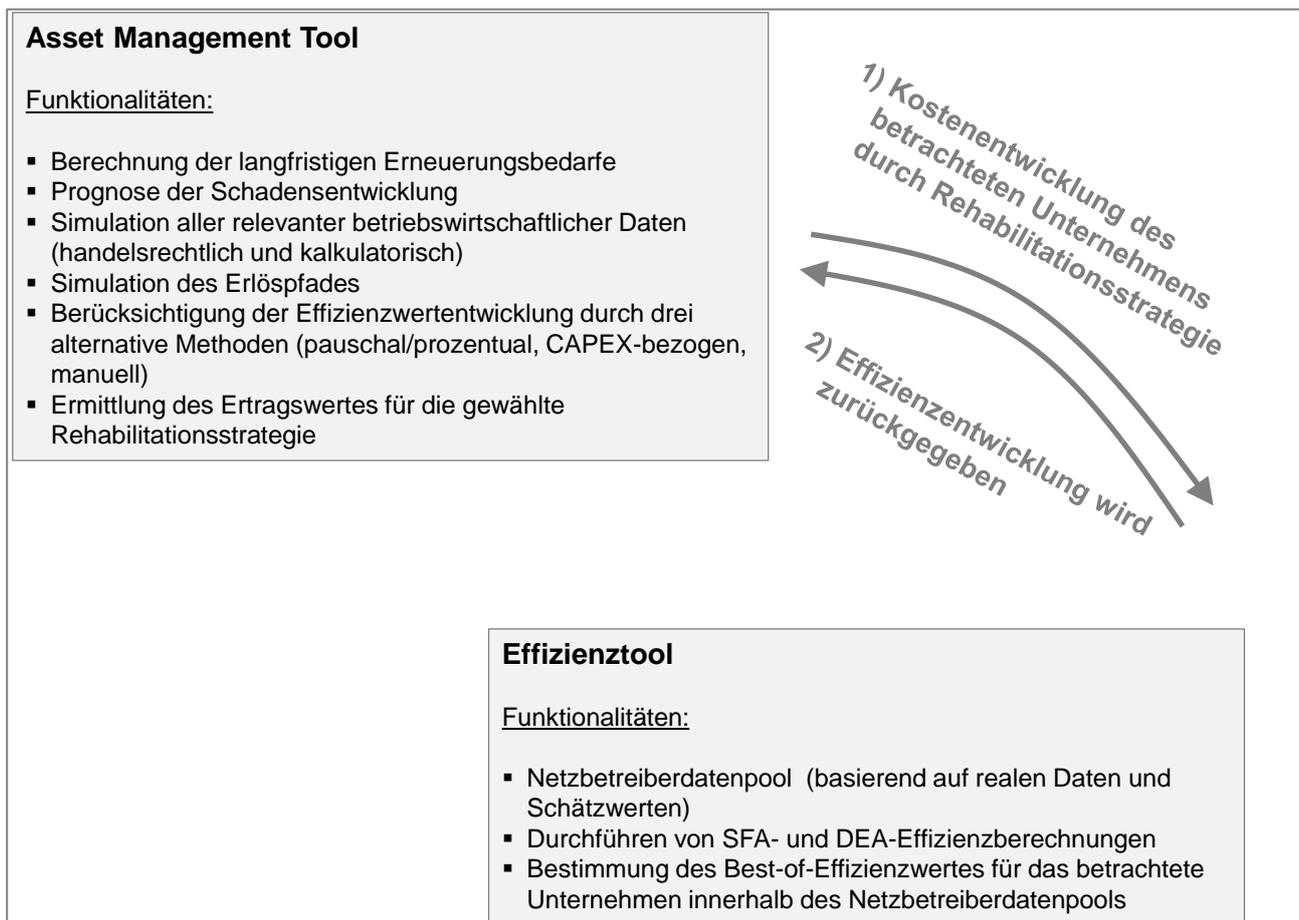


Abbildung 46: Module des eigenen Modells

Das Asset Management Tool (AMT) umfasst zum einen alle technischen Simulationsberechnungen (insbesondere Prognose der Rehabilitationsraten und der Schadensraten) und zum anderen auch alle Berechnungen in kaufmännisch-regulatorischer Hinsicht. Im Rahmen einer Ertragswertberechnung macht es die

unterschiedlichen Erneuerungsstrategien miteinander vergleichbar und ermöglicht so Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer gewählten Strategie im Vergleich zu einer Alternativstrategie. Das Asset Management Tool beinhaltet unterschiedliche Ansätze zur Integration der Effizienzentwicklung in die Ertragswertberechnung. Die bevorzugte – in der vorliegenden Arbeit verwendete – Methode ist die Berechnung der Effizienzentwicklung innerhalb des Effizienztools.

Im Effizienztool wird die Kostenentwicklung der betrachteten Erneuerungsstrategie verwendet und die Effizienzentwicklung mittels DEA und SFA berechnet. Dazu wurde eine Netzbetreiberdatenbank aufgebaut, die zum Teil auf realen Daten basiert und durch Schätzwerte ergänzt wurde. Diese Netzbetreiberdatenbank ermöglicht die Simulation von unterschiedlichem Verhalten der anderen Netzbetreiber, zum Beispiel im Rahmen von Monte-Carlo-Analysen. Es können beispielsweise Szenarien entwickelt werden, in denen sich die anderen Netzbetreiber besonders ambitioniert verhalten und somit die Konkurrenzsituation und der Kostendruck gesteigert werden. Auch gegenteilige Szenarien können entsprechend formuliert werden.

Das Asset Management Tool und das Effizienztool sind in zwei unterschiedlichen Excel-Dateien implementiert. Der Datenaustausch erfolgt manuell. Eine Zusammenführung in ein Gesamtmodell ist bei Bedarf einfach möglich.

Die einzelnen Module werden in den folgenden Abschnitten erläutert. In zahlreichen Grafiken wird dabei bereits auf Daten des Beispielnetzbetreibers aus Kapitel 5 zurückgegriffen.

## **4.2 Modellierung der Erneuerungsstrategie im AMT**

Für die Modellierung der Instandhaltung wird ein eigenes Modell erstellt. Dieses wird sich an den im DVGW-Regelwerk (insbesondere G 402 [40] und G 403 [45]) beschriebenen Vorgehensweisen, die vom Autor mit entwickelt wurden, orientieren. Die Modellierung des Alterungsverhaltens erfolgt mit der Verteilungsfunktion von Herz (vgl. Abschnitt 2.3.1). Die Modellierung von Schäden erfolgt mit Exponentialfunktionen und alternativ mit quadratischen Polynomfunktionen.

### **4.2.1 Simulationsmodell zur Berechnung der Rehabilitationsstrategie**

Bei der Modellierung der Erneuerungsstrategie wird der Betriebsmittelbestand zunächst in Betriebsmittelgruppen unterteilt.

Der betrachtete Beispielnetzbetreiber, dessen Rohrnetzbestand in Abbildung 47 dargestellt ist, verfügt über die Betriebsmittelgruppen Stahl, PE und PVC. Die Betriebsmittelgruppen Stahl und PE sind anhand weiterer Klassifizierungsmerkmale (z.B. Umhüllungswerkstoff, kathodischer Korrosionsschutz vorhanden? ja/nein, Festigkeitsklassen/Werkstoffgüten) in ‚Unter‘-Betriebsmittelgruppen differenziert.

Schließlich ergeben sich für den Beispielnetzbetreiber die Betriebsmittelgruppen ‚Stahl – Polyethylen-umhüllt – kathodisch geschützt‘ (ST-PE-KKS), ‚Stahl – Polyethylen-umhüllt‘ (ST-PE), ‚Stahl – bituminös-umhüllt‘ (ST-BIT), ‚Polyethylen – Zeitstandsfestigkeit 8,0 MPa‘ (PE-80), ‚Polyethylen – Zeitstandsfestigkeit 10,0 MPa‘ (PE-100) und ‚Polyvinylchlorid‘ (PVC).

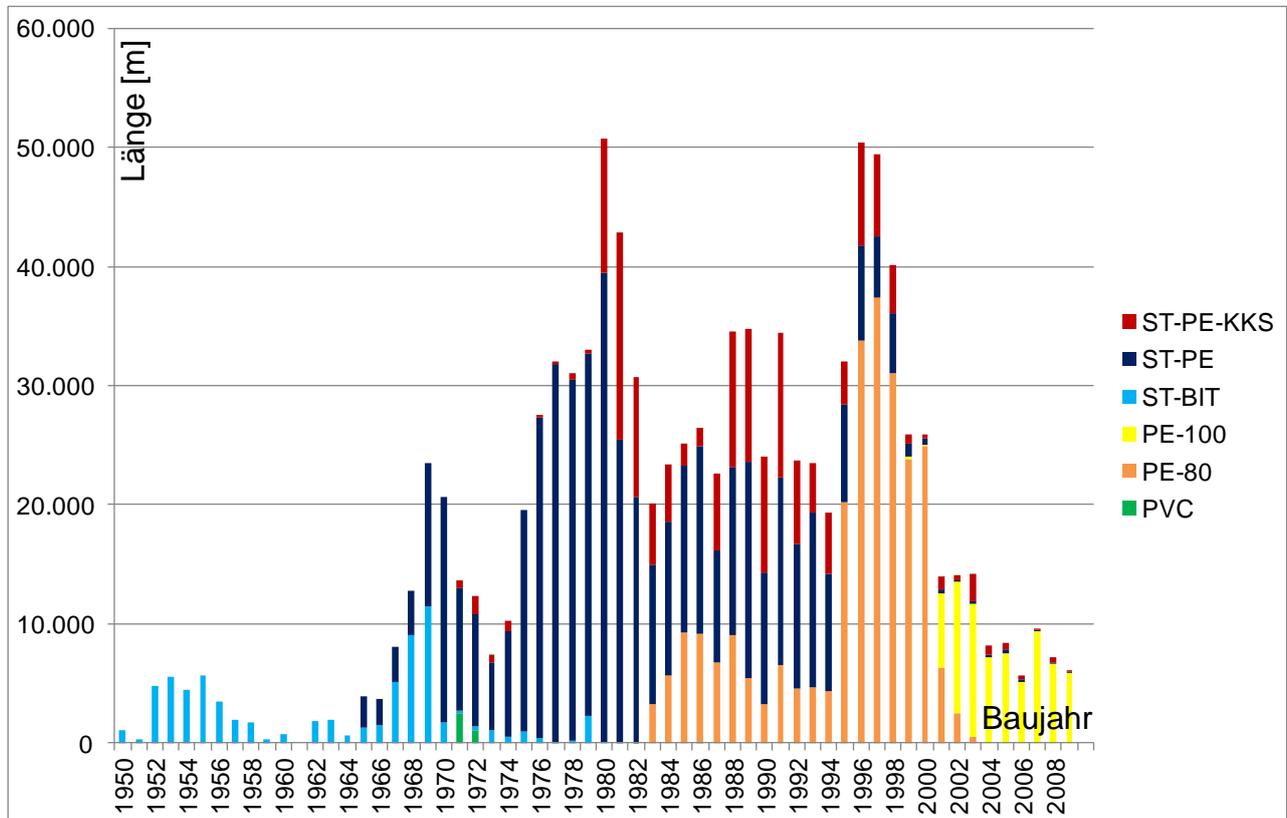


Abbildung 47: Rohrnetzbestand 2009 des betrachteten Beispielnetzbetreibers

Für jede Betriebsmittelgruppe werden die gemäß Herz-Modell erforderlichen Parameter festgelegt (vgl. Tabelle 6 für optimistische Lebensdaueransätze). Bei der Anwendung des eigenen Modells im Kapitel 5 (siehe Tabelle 16) wird zusätzlich eine Parametertabelle mit pessimistischen Lebensdaueransätzen angegeben, um unterschiedliches Risikoverhalten des betrachteten Netzbetreibers abbilden zu können. Ferner wird definiert, welche alten Materialien durch welche neuen Materialien ausgetauscht werden (vgl. Tabelle 7).

Um im weiteren Verlauf auch Kostenprognosen anstellen zu können, werden darüber hinaus die spezifischen Kosten für Rohrnetzerneuerung materialspezifisch angegeben (vgl. Tabelle 8) und die Verteilung in Aufwandsmaßnahmen (konsumtiv) und Investitionen vorgenommen (z.B. 5 % konsumtive und 95 % investive Maßnahmen).

	$t_{100}$	$t_{50}$	$t_{10}$	a	b	c
ST-PE	30	80	120	12,39	0,05	30
ST-BIT	20	45	70	6,00	0,08	20
ST-PE-KKS	60	100	140	6,00	0,05	60
PE 80	20	45	70	6,00	0,08	20
PE 100	60	100	140	6,00	0,05	60
PVC	20	40	60	6,00	0,10	20

Tabelle 6: Parameter der Herzfunktion (optimistischer Lebensdaueransatz)

	Neu: ST-PE	Neu: ST-PE-KKS	Neu: PE 100
Alt: ST-PE	5%	0%	95%
Alt: ST-BIT	5%	0%	95%
Alt: ST-PE-KKS	0%	10%	90%
Alt: PE-80	0%	0%	100%
Alt: PE-100	0%	0%	100%
Alt: PVC	0%	0%	100%

Tabelle 7: Austauschbeziehungen im Rahmen von Erneuerungen

	Erneuerungen	Erweiterungen
ST-PE	200 €/m	150 €/m
ST-PE-KKS	210 €/m	160 €/m
PE-100	150 €/m	125 €/m

Tabelle 8: Durchschnittliche Kosten von Erneuerungen und Erweiterungen

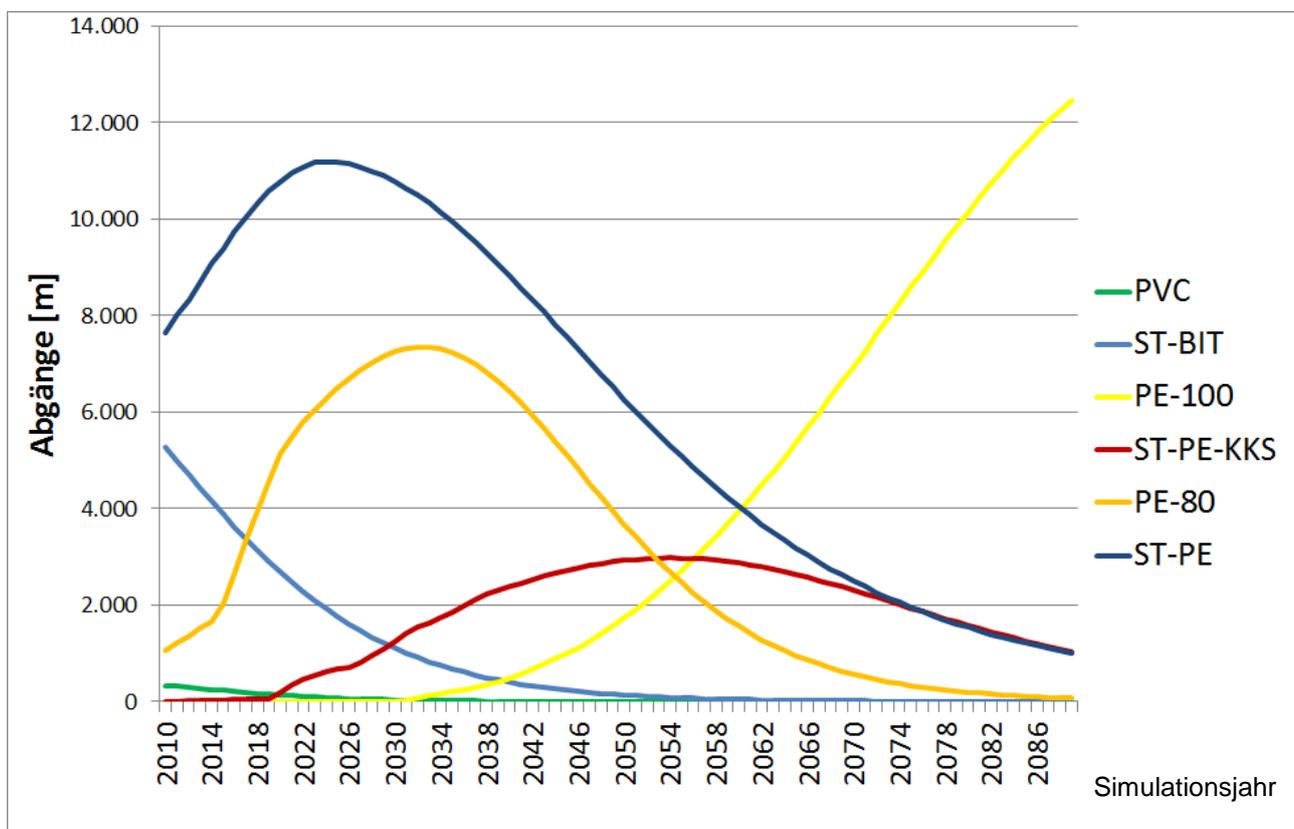


Abbildung 48: Erneuerungen, materialspezifisch, Präventivstrategie (1-5PZ)

Die angegebenen Parametrierungen der Herz-Funktion, die Austauschbeziehungen und die Kostenansätze basieren auf Angaben in der Literatur (beispielsweise [62], [39]) und eigenen Erfahrungen. Eine Übersicht verschiedener in der Literatur gegebener Nutzungsdaueransätze ist in Anlage 4 beigefügt. Mit diesen Angaben lassen sich dann die Erneuerung (siehe Abbildung 48), die Entwicklung der Schäden (siehe Abbildung 50) und die mit der gewählten Erneuerungsstrategie verbundenen Kosten simulieren und für die Zukunft darstellen.

Die Erneuerungen und die Schadensprognose lassen sich bei Bedarf auch als Rate, das heißt bezogen auf den vorhandenen Rohrnetzbestand, darstellen.

#### 4.2.2 Modellierung der Schäden

In Abschnitt 2.3 wurden u.a. auch verschiedene Ansätze zur Modellierung von Schäden vorgestellt.

Aus den vielen möglichen Ansätzen wird hier die ebenfalls von Schmidt [102] verwendete und geprüfte polynomiale Funktion zur Simulation der Schäden verwendet.

$$S^i(t) = a^i * t + b^i * t^2 \quad 4.1$$

$S^i(t)$ : Schadensrate der i-ten Betriebsmittelgruppe bei Betriebsmittelalter t

$a^i, b^i$ : betriebsmittelgruppen-spezifische Konstanten

Zusätzlich wird im Asset-Management-Tool (AMT) auch eine exponentielle Schadensfunktion angeboten, die aber für die nachfolgend durchgeführten Berechnungen nicht eingesetzt und daher auch nicht näher beschrieben wird.

In der vorliegenden Arbeit wird mit den in Tabelle 9 angegebenen Parametern gearbeitet.

	a	b
ST-PE	0,00015	0,00003
ST-BIT	0,00020	0,00010
ST-PE-KKS	0,00010	0,00001
PE-80	0,00020	0,00010
PE-100	0,00010	0,00001
PVC	0,00050	0,00030

Tabelle 9: Faktoren für die polynomiale Schadensfunktion

Mit diesen Funktionsparametern ergeben sich die in Abbildung 49 dargestellten Trendfunktionen.

Die Parameter der Trendfunktionen sind für die dargestellten Betriebsmittelgruppen eigenständig aufgrund eigener vorliegender Daten bestimmt oder ansonsten sinnvoll abgeschätzt worden (u.a. aufgrund verschiedener Angaben in Literaturquellen [84], [101], [74], usw.).

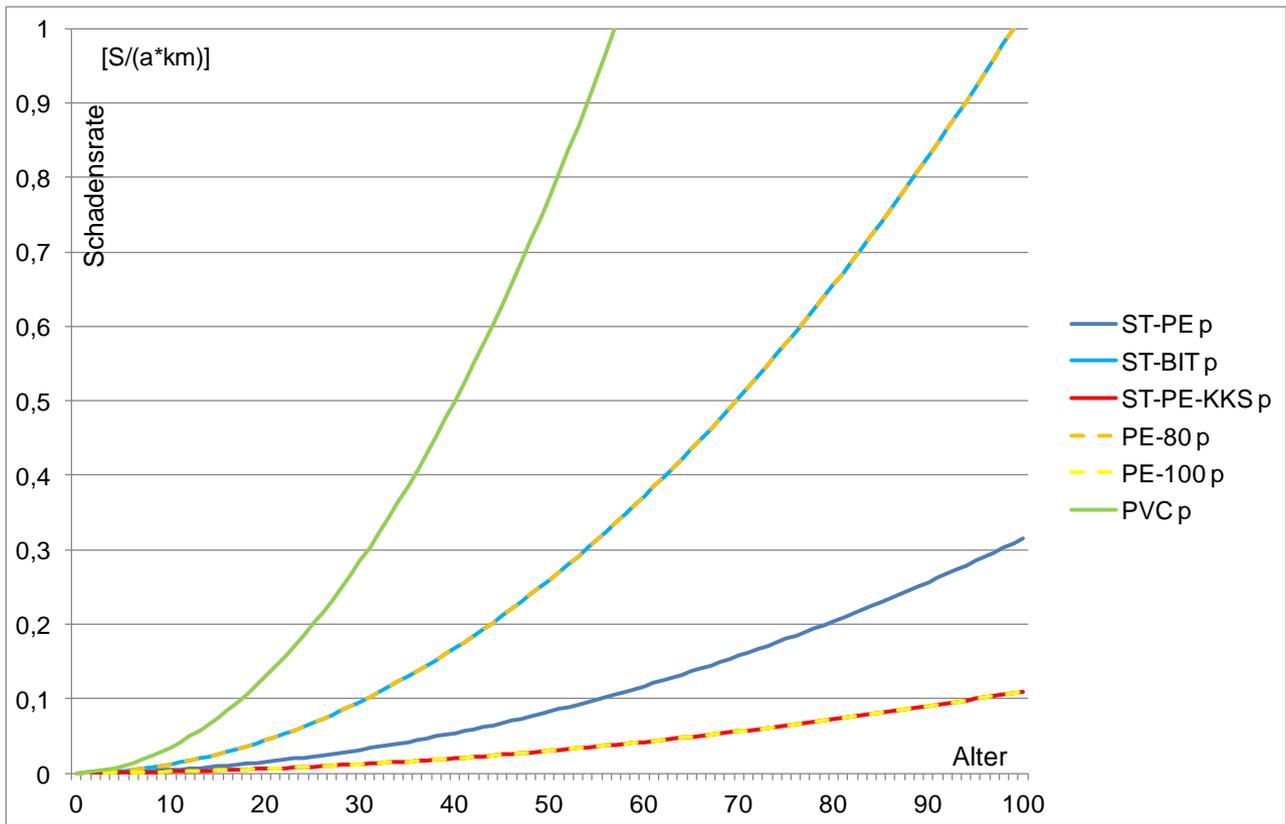


Abbildung 49: Betriebsmittelgruppenspezifische Trendfunktionen der Schadensrate

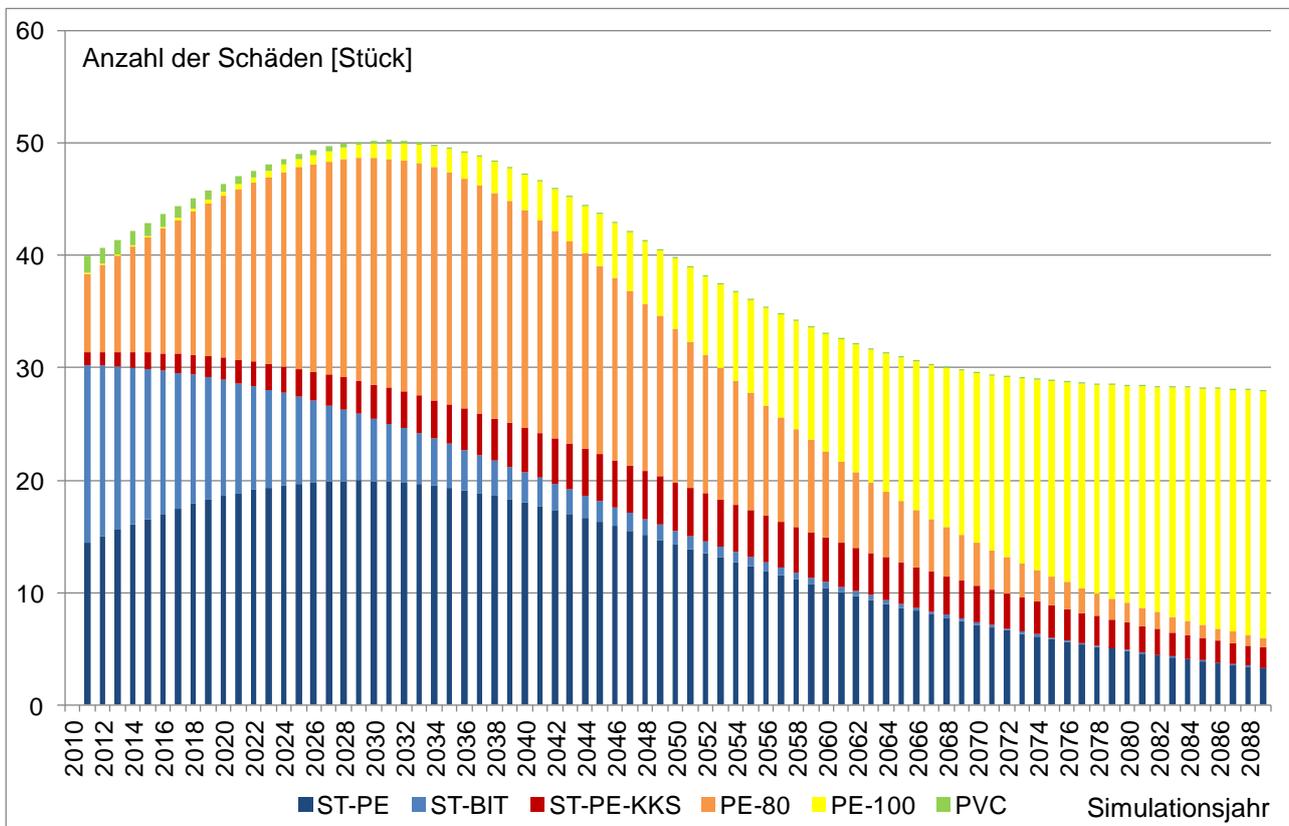


Abbildung 50: Schadensprognose, materialspezifisch; präventive Strategie (1-5PZ)

Verschneidet man nun die Trendfunktionen der Schadensrate mit der aus den Simulationsrechnungen hervorgehenden Bestandsentwicklung, so lässt sich die Schadensrate bzw. auch die absolute Anzahl der Schäden materialspezifisch prognostizieren (siehe Abbildung 50).

Insbesondere die Anzahl der Schäden beziehungsweise die Schadensrate stellen eine wichtige Qualitätskennzahl dar. Übersteigen die Schadensraten einen unternehmensindividuell gesetzten Grenzwert, so ist die Erneuerungsstrategie als nicht ausreichend zu bezeichnen und sind demzufolge die Lebensdauerannahmen der schadensanfälligen Werkstoffgruppen zu reduzieren.

#### **4.2.3 Exkurs: Rehabilitationsplanung (Prioritätenliste)**

Auch wenn unternehmensindividuell gesetzte Grenzschaadensraten im Gesamtnetz durch die gewählte Erneuerungsstrategie eingehalten werden, so ist es dennoch möglich, dass einzelne Leitungsabschnitte besonders schadensauffällig sind. Gegebenenfalls ist es hier sogar möglich, dass kritische Betriebsmittel im Netz vorhanden sind. In diesem Fall überlagert die Vielzahl von schadensunauffälligen Betriebsmitteln die einzelnen schadensauffälligen Leitungsabschnitte und führt bei einer betriebsmittelgruppenspezifischen Betrachtungsweise aufgrund dieses Überlagerungseffektes zu keiner Grenzverletzung auf Betriebsmittelgruppen- oder Netzebene. Es sei hier noch einmal erinnert an die Ausführungen zur Untersuchung von Herz [68] in Kapitel 2. Dabei zeigte sich für ein Trinkwassernetz, dass 91 % der Betriebsmittel innerhalb eines Betrachtungszeitraumes von 16 Jahren keine Schäden hatten.

Daher ist es von entscheidender Bedeutung, dass bei einer betriebsmittelgruppenspezifischen Betrachtungsweise in einem nachgeschalteten Prozess auch die Einhaltung leitungsbezogener Grenzschaadensraten geprüft wird. Dies lässt sich sehr leicht durch den Aufbau einer so genannten ‚Prioritätenliste‘ im Rahmen der Rehabilitationsplanung erreichen. Die Prioritätenliste umfasst alle Leitungsabschnitte, die sich beispielsweise aus einem geographischen Informationssystem (GIS) herleiten lassen. Zu jedem Leitungsabschnitt werden die Bestandsdaten, die Schadensdaten, die sonstigen Zustandsdaten sowie die Umgebungsdaten, die im GIS gepflegt werden, in Form einer tabellarischen Darstellung zusammengefasst. Die möglichen Daten, die verwendet werden können, sind in [40] umfassend aufgeführt und beschrieben.

Ein wesentliches Priorisierungskriterium ist die Anzahl der auf dem Leitungsabschnitt eingetretenen Rohrschäden (in der Regel bezogen auf die Länge des Leitungsabschnittes als Schadensrate). In diesem Zusammenhang können auch weitere – aus der Rohrschadensdokumentation abgeleitete – Priorisierungskriterien wie beispielsweise ‚Rohrschäden in den letzten 10 Jahren‘ Anwendung finden. Die Priorisierung kann aber z.B. auch in Form einer risikoorientierten Rehabilitationsplanung erfolgen. In diesem Fall

werden Kriterien, die die Ausfallwahrscheinlichkeit beschreiben (z.B. Schadensratenentwicklung) mit Kriterien, die das Ausmaß bewerten (z.B. Umgebungskriterien wie lockere oder dichte Bebauung, o.ä.) verknüpft. Die Priorisierung erfolgt dann absteigend nach der Höhe des ‚Risikowertes‘.

Im Ergebnis erhält man eine Listendarstellung, aus der hervorgeht, welches die besonders kritischen Leitungsabschnitte sind. Diese Leitungsabschnitte sollten bei Durchführung von Rehabilitationsmaßnahmen vordringlich umgesetzt werden. Sollte aus der Erneuerungsstrategie als Ergebnis ein zu geringes Erneuerungsbudget ermittelt worden sein, so ist es in der Form anzupassen, dass zumindest alle aktuell kritischen Leitungsabschnitte erneuert werden können.

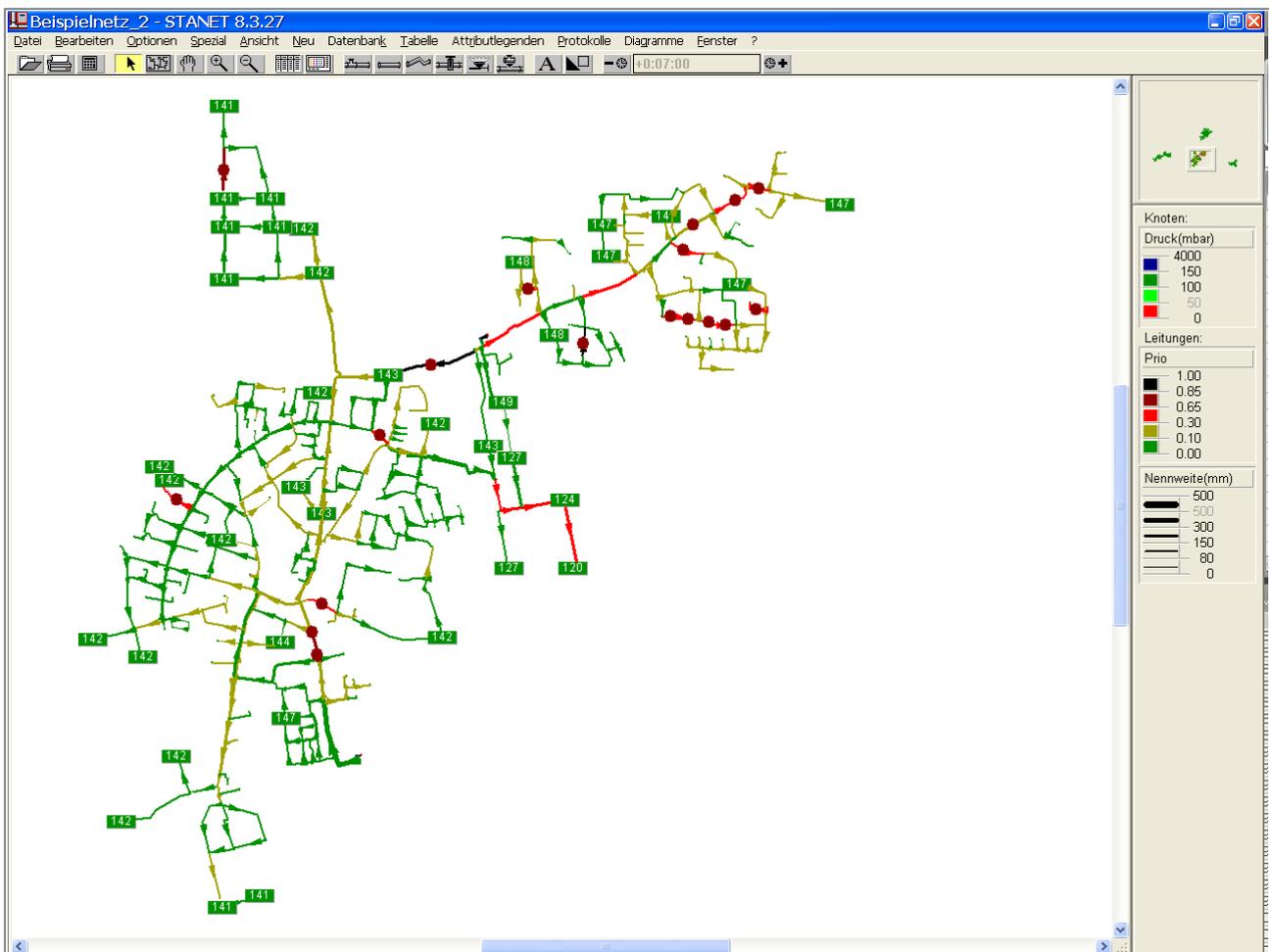


Abbildung 51: Grafische Darstellung der Prioritätenliste (aus: [98])

Die Formulierung von Prioritätenlisten von Gasverteilnetzen ist in [98] ausführlich beschrieben. Neben den oben genannten Bestands-, Schadens-, sonstigen Zustands- und Umgebungsdaten wird dort auch die hydraulische Bedeutung eines Leitungsabschnittes als weiteres Priorisierungskriterium eingeführt.

Die Prioritätenliste lässt sich in Tabellenform oder auch grafisch darstellen. In Abbildung 51 sind z.B. besonders hoch priorisierte Leitungsabschnitte in roter, dunkelroter bzw. schwarzer Farbe dargestellt.

### 4.3 Ertragswertberechnung von Erneuerungsstrategien im AMT

Für die Problemstellung in der vorliegenden Arbeit ist eine klassische Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Basis der statischen beziehungsweise der dynamischen Verfahren der Investitionsrechnung nicht anwendbar. Die statischen Verfahren arbeiten mit Erlösen und Kosten, lassen den zeitlichen Ablauf der Investition aber außen vor. Die dynamischen Verfahren (z.B. Kapitalwertmethode) arbeiten mit Ein- und Auszahlungen und beziehen diese durch entsprechende Abzinsung auf einen Stichtag.

Für die hier gegebene Problemstellung wird stattdessen die gesamte Gewinn- und Verlustrechnung des Gasverteilernetzbetreibers modelliert, der Ergebnisbeitrag der gewählten Erneuerungsstrategie entsprechend abgebildet und für jedes Jahr im Betrachtungszeitraum bestimmt. Durch Abzinsung der jährlichen Ergebnisbeiträge werden diese in einen Kapitalwert, den sogenannten ‚Ertragswert‘, umgerechnet. Die Grundlagen dazu sind im IDW-Standard des Instituts der Wirtschaftsprüfer definiert [72].

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Erneuerungsstrategie ist es somit erforderlich, zum einen die Kostenänderungen, die sich aus der Erneuerungsstrategie ergeben, und zum anderen auch die Erlösobergrenzenänderungen, infolge der gewählten Erneuerungsstrategie zu kennen. Es werden keine Gesamtkosten des betrachteten Netzbetreibers bestimmt, sondern lediglich die relativen Kostenänderungen, die sich infolge der gewählten Strategie im Vergleich zu einer alternativen Strategie ergeben. Lediglich das Anlagevermögen und die daraus resultierenden Größen (z.B. EK-Verzinsung, AFA) werden in Gänze betrachtet und modelliert. Bei den OPEX werden nur die zusätzlichen (bzw. geringeren) Kosten durch vermehrtes (bzw. reduziertes) Schadensaufkommen berücksichtigt.

Hier ist zu beachten, dass somit im eigenen Modell kein Ertragswert im engeren Sinne, sondern ein ‚Teil‘-Ertragswert berechnet wird. Insofern ist ein errechneter positiver (‚Teil‘-) Ertragswert hier kein hinreichendes Kriterium, um die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Erneuerungsstrategie zu belegen. Zahlreiche Kostenbestandteile (z.B. Personalkosten, eingekaufte Dienstleistungen, usw.) werden nicht, beziehungsweise lediglich mittels überschlägiger Annahmen in Ansatz gebracht. Aus diesem Grund darf der errechnete Ertragswert nur im Vergleich zu den Ertragswerten anderer gewählter und modellierter Erneuerungsstrategien betrachtet werden. Die wesentlichen getroffenen Annahmen sind in Anlage 5 zusammengefasst.

Kostenänderungen (im handelsrechtlichen Sinn), die sich durch die Erneuerungsstrategie ergeben, sind die sich verändernden handelsrechtlichen Abschreibungen auf das Anlagevermögen, die Betriebskosten infolge zusätzlicher oder vermiedener Schäden und

die Finanzierungskosten, die sich infolge der jeweiligen Erneuerungsstrategie ergeben. Vereinfachend werden steuerliche Effekte nicht betrachtet.

Zur Berechnung der Erlösobergrenzenänderung durch die angesetzte Erneuerungsstrategie sind die kalkulatorischen Kosten – berechnet bzw. prognostiziert für das jeweilige Basisjahr – ein entscheidender Einflussfaktor. Aus dem betriebsnotwendigen Vermögen unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil sowie des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals lässt sich die Eigenkapitalverzinsung ableiten (siehe Abschnitt 3.7.2). Diese ist ein Bestandteil der Erlösobergrenze. Darüber hinaus ist in die Erlösobergrenze die Summe aus kalkulatorischen Abschreibungen, kalkulatorischen Fremdkapitalzinsen und OPEX-Änderungen infolge vermiedener oder hinzugekommener Schäden durch die gewählte Erneuerungsstrategie einzurechnen (durch Berücksichtigung im Basisjahr). Kalkulatorische Steuern werden vereinfachend nicht in Ansatz gebracht. Ferner werden verschiedene Bilanzpositionen, wie beispielsweise Finanzanlagen, Umlaufvermögen oder aktive Rechnungsabgrenzungsposten sowie verzinsliche Verbindlichkeiten und das Abzugskapital mit Näherungsansätzen in die Berechnung integriert. Auch zur Bestimmung der Betriebskosten wird eine grundsätzliche Basisannahme getroffen. Am Ausgangspunkt der Simulation wird ein definiertes Verhältnis der Kapitalkosten (CAPEX) zu Betriebskosten (OPEX) pauschal vorgegeben. Änderungen, zum Beispiel aus vermehrtem oder vermindertem Schadensaufkommen, werden im Modell dann konkret berechnet. Diese Kostenbestandteile im Basisjahr sind die Grundlage, unter Berücksichtigung des Effizienzwertes, für die zulässigen Erlöse in der folgenden Regulierungsperiode.

Unter Einbezug des Effizienzwertes, auf dessen Bestimmung im weiteren Verlauf der Arbeit noch näher eingegangen wird, lässt sich somit das jährliche handelsrechtliche Ergebnis des betrachteten Gasnetzbetreibers bei Realisierung der hinterlegten Erneuerungsstrategie in Form einer Zeitreihe angeben. Diese Zeitreihe wird dazu verwendet, einen Kennwert zur Wirtschaftlichkeit zu berechnen („Ertragswert“). Der errechnete Ertragswert wird zu den Ertragswerten anderer Erneuerungsstrategien in Bezug gesetzt. Durch diesen Vergleich können die wirtschaftlichsten Erneuerungsstrategien bestimmt werden.

#### **4.3.1 Grundlegende Informationen zur programmtechnischen Umsetzung**

Der Erlöspfad, die handelsrechtliche Kostentwicklung, weitere relevante Einflussgrößen und – daraus abgeleitet – die Ertragswertberechnung, werden integriert im Gesamtmodell berechnet. Dieses Modell beinhaltet auch alle Daten zur Berechnung der Erneuerungsstrategien und der Schadensprognose. Das Gesamtmodell wird somit einheitlich in Excel abgebildet. Dies bietet den Vorteil, dass vielfältige Interaktionen zwischen technischen oder betriebswirtschaftlichen Größen untersucht werden können.

In das Modell gehen in Form eines EXCEL-Tabellenblattes alle Anlagengruppen mit ihren Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) als Input ein. Anlagengruppen sind in der Gasnetzentgeltverordnung festgelegte Gruppen von technisch ähnlichen Betriebsmitteln. Für jede Anlagengruppe verfügt der Netzbetreiber über eine Auflistung der in der Vergangenheit aktivierten Betriebsmittel. Diese geht in Form eines standardisierten EXCEL-Tabellenblattes ins Modell ein.

Pro Anlagengruppe werden – ausgehend vom aktuellen Jahr – für den Zeitraum der anzusetzenden kalkulatorischen Nutzungsdauer für jedes Jahr die AHK der jeweiligen Anlagengruppe angegeben. Zum Beispiel für die Anlagengruppe ‚Leitungen aus Stahl - PE-ummantelt‘ (anzusetzende kalkulatorische Abschreibungsdauer = 45 Jahre) werden, ausgehend vom verwendeten ‚aktuellen‘ Jahr 2009, alle AHK bis zum Jahr 1965 angegeben. Parallel zu diesen 45 Werten enthält die Tabelle auch die anzusetzenden Indexreihen des statistischen Bundesamtes zur Berechnung der Tagesneuwerte. Der Wert für das Baujahr 1965 beträgt beispielsweise 3,0260, was dazu führt, dass der AHK-Wert aus 1965, auf das Basisjahr 2006 bezogen, mit ca. seinem 3-fachen Wert in Ansatz gebracht wird.

Mittels eines Visual Basic for Applications (VBA)-Programms werden alle notwendigen Berechnungen zur Abbildung der Kostenentwicklung, des Erlöspfades und weiterer relevanter Kenngrößen durchgeführt. Zentrales Element dieses VBA-Programms ist die so genannte ‚Anlagengruppenliste‘ (siehe Abbildung 52). Die Anlagengruppenliste ist ein eindimensionales dynamisches Feld, in dem alle relevanten Informationen abgespeichert werden. Dazu wurde ein eigenständiger Datentyp ‚AG‘ (steht für Anlagengruppe) definiert, der seinerseits wiederum aus unterschiedlichen ein- bzw. zweidimensionalen Feldern besteht, die alle weiteren Informationen und Berechnungsergebnisse pro Anlagengruppe beinhalten. In diesen Feldern sind u.a. alle Informationen zu Abschreibungen sowie zu Restwerten enthalten. Sie sind statisch definiert und umfassen den angegebenen Betrachtungszeitraum, der standardmäßig 80 Jahre beträgt. Dies entspricht gleichzeitig dem maximalen Simulationszeitraum. In den Beispielrechnungen im Rahmen dieser Arbeit beginnt dieser Zeitraum 2010 (aktuelles Jahr 2009 + 1) und endet 2089. Kleinere Zeiträume können ebenfalls gewählt werden.

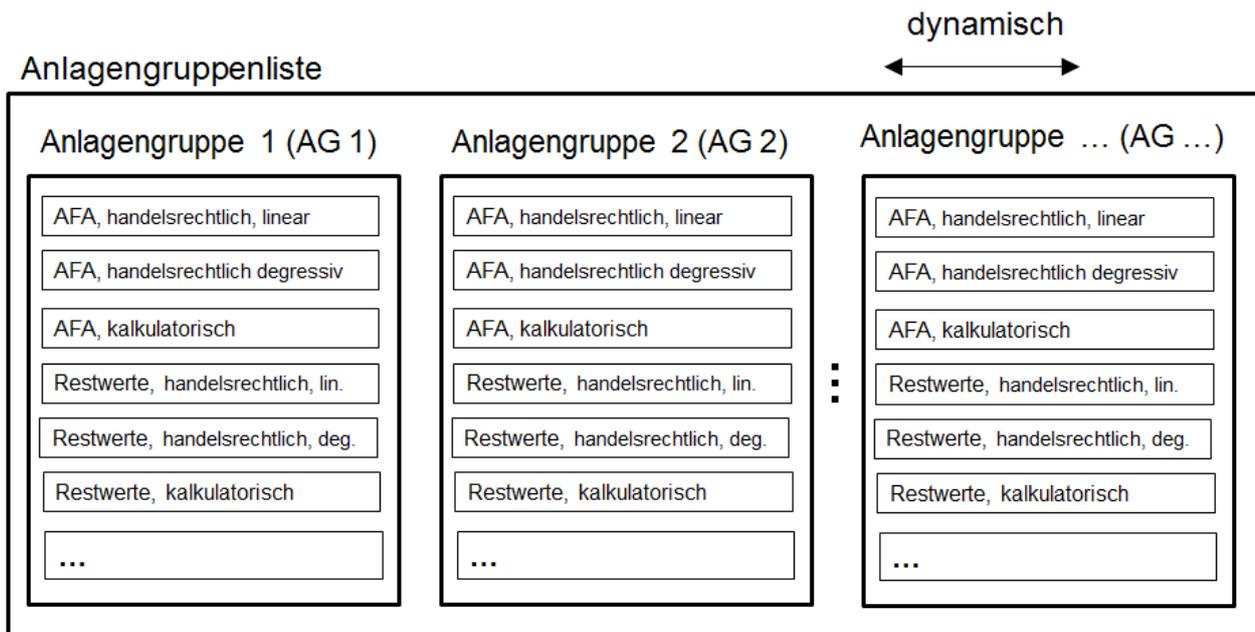


Abbildung 52: Anlagengruppenliste

Alle weiteren relevanten Berechnungen (u.a. die Wirtschaftlichkeitsberechnung) sind in den vordefinierten Tabellenblättern innerhalb der EXCEL-Datei enthalten. Dies gilt auch für bereits vordefinierte Diagramme, die der späteren Ergebnisdarstellung und Ergebnisinterpretation dienen können. Die Details werden in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

Das gesamte Tool (bestehend aus VBA-Programm und Excel-Tabellenblättern) wird im Folgenden als AMT („Asset Management Tool“) bezeichnet. Die Steuerung des AMT sowie die Veränderung wesentlicher Parameter lassen sich in Tabellenblatt „Menü“ durchführen (siehe Abbildung 53).

**Asset Management Tool (AMT)**

**Berechnung starten !!**

Ergebnis: Anlagevermögen Altanlagen

Ergebnis: Abschreibungen Altanlagen

Ergebnis: Vergleich Handelsrecht vs. kalkulatorische Sicht

Eingabe Erneuerungen und Erweiterungen

Ergebnis: Weitere Grafiken und Zeitreihen

**Version 2.1**  
**Datum: 29.04.2014**  
**Ersteller:**  
 Stefan Sanft  
 (Copyright)

**Konzessionsgebiete**

**Region I**

- Gemeinde 11
- Gemeinde 12
- Gemeinde 13
- Gemeinde 14
- Gemeinde 15
- Gemeinde 16
- Gemeinde 17
- Gemeinde 18

**Region II**

- Gemeinde 2.1
- Gemeinde 2.2
- Gemeinde 2.3
- Gemeinde 2.4
- Gemeinde 2.5
- Gemeinde 2.6
- Gemeinde 2.7

**Overhead**

- Sonstiges

**Modellierungsparameter**

Betrachtungszeitraum bis	2089
Aktuelles Jahr	2010
Wechsel Alt-Neuinvestitionen	2006
Erneuerungen und Erweiterungen berücksichtigen (NUR INVEST)	<input checked="" type="checkbox"/>
Fremdkapitalquote	0,6
Eigenkapitalquote	0,4
Nur Leitungen abschreiben	<input checked="" type="checkbox"/>
Ausführliche Ausgabe	<input checked="" type="checkbox"/>
Faktor bei handelsrechtlich degressiver Abschreibung	2,5
Faktor Betriebsnotwendiges Vermögen II zu Anlagenrestwert	1,005
Faktor Abzugskapital (insbes. BKZ, Rückstellungen, etc.) zu Anlagenrestwert	0,15
Faktor verzinsliche Verbindlichkeiten zu Anlagenrestwert	0,15
Effizienzanstieg pro RP	20%
Anteil Capex/Opex	0,5
Zins	4,78%
Gewerbesteuerhebesatz	480%

**--> BITTE EINGABEN VORNEHMEN**

Abbildung 53: Tabellenreiter ‚Menu‘ des Asset Management Tools (AMT)

Es können verschiedene Gemeinden/Konzessionsgebiete modelliert werden. Ferner können Angaben zum Betrachtungszeitraum, zum aktuellen Jahr, zum Jahr der Differenzierung zwischen Alt- und Neuinvestitionen sowie zu diversen betriebswirtschaftlichen Parametern gemacht werden. Zur Begrenzung der erforderlichen Rechnerkapazität kann ferner auf die ausführliche Ausgabe verzichtet werden, was zur Folge hat, dass Abschreibungen und Restwerte nicht in Excel-Tabellenblättern ausgegeben werden, sondern nur im programminternen Speicher (Anlagengruppenliste) verarbeitet werden.

#### 4.3.2 Kalkulatorische und handelsrechtliche Nutzungsdauern

Für die nachfolgenden Berechnungen der Abschreibungen und Restwerte, sowohl kalkulatorisch als auch handelsrechtlich, ist der Ansatz der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer ein wesentlicher Einflussparameter. In den folgenden Ausführungen werden lediglich die Nutzungsdauern betrachtet, die im Zusammenhang mit der Rehabilitationsstrategie stehen und im Rahmen des eigenen Modells weitere Verwendung finden. Dies sind die Leitungsgruppen Stahl (PE<sup>9</sup>-ummantelt oder bituminiert), Stahl –

<sup>9</sup> PE-ummantelt: Polyethylen-ummantelt (in der Regel dreischichtig: Primer, Kleber, Polyethylen-Schutzmantel)

kathodisch geschützt, PE<sup>10</sup> und PVC<sup>11</sup>. Für alle anderen Betriebsmittel, wie Gebäude, Hard- und Software, Mess- und Regeltechnik, usw. wird auf diesen Aspekt nicht näher eingegangen, da sie in keinem unmittelbaren Zusammenhang mit der Rehabilitationsstrategie stehen.

Die in der kalkulatorischen Rechnung anzusetzenden, betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern sind in der Gasnetzentgeltverordnung, Anlage 1 angegeben [21]. Sie sind für die betreffenden Leitungsgruppen in Tabelle 10 abgebildet. Die Gasnetzentgeltverordnung bietet dabei gewisse Spielräume, die sich bei allen Leitungsgruppen bei 10 Jahren bewegen.

Die handelsrechtlichen Bewertungsvorschriften sind im Handelsgesetzbuch (HGB) [13] geregelt. Gemäß HGB § 253 (Zugangs- und Folgebewertung) sind Vermögensgegenstände demnach höchstens mit den Anschaffungs- oder Herstellungskosten abzüglich der Abschreibungen anzusetzen. Die Nutzungsdauer entspricht gemäß Handelsgesetzbuch dem Zeitraum, in dem der Vermögensgegenstand voraussichtlich genutzt werden kann. Das Handelsgesetzbuch macht aber keinerlei Aussagen zu konkreten Zeiträumen für bestimmte Anlagegüter. In der einschlägigen betriebswirtschaftlichen Literatur (siehe beispielsweise [10], S.262) finden sich weitergehende Einlassungen zu den daraus resultierenden Ermessensspielräumen. Die Höhe der Abschreibungen bestimmen demnach insbesondere drei Faktoren, nämlich die Bemessungsgrundlage, der Abschreibungszeitraum (also die voraussichtliche betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer) und die Abschreibungsmethode. Zur Festlegung der Nutzungsdauer wird in [10], S.264 ausgeführt:

*„Anhand der aufgezählten Abschreibungsursachen ist die Nutzungsdauer des Gegenstandes mithilfe von Erfahrungswerten zu prognostizieren. [...] Damit wird aber gleichzeitig erkennbar, wie unter Umständen bei entsprechender Argumentation der Ermessensspielraum sein kann, denn handelsrechtlich sind die von der Finanzverwaltung entwickelten AfA-Tabellen zwar anwendbar, aber nicht anwendungspflichtig.“ [10], S.264*

Zu den Abschreibungsursachen gehören technische, wirtschaftliche und rechtliche Gründe. Konkretisierend heißt es in [10], S.424 weiter:

*„Problematisch ist die Bestimmung der Nutzungsdauer, die nach dem handelsrechtlichen Vorsichtsprinzip eher zu kurz als zu lang geschätzt werden sollte. Wichtige Anhaltspunkte gibt die vom Bundesministerium der Finanzen herausgegebene amtliche AfA-Tabelle, die für eine Vielzahl von Wirtschaftsgütern Nutzungsdauern nennt. Die amtliche AfA-Tabelle gibt aber lediglich Anhaltspunkte für die Schätzung der Nutzungsdauer im Einzelfall; sie ist keinesfalls verbindlich. Der Steuerpflichtige hat also bei der Schätzung der Nutzungsdauer einen Ermessensspielraum.“ [10], S.424*

---

<sup>10</sup> PE: Rohrwerkstoff Polyethylen

<sup>11</sup> PVC: Rohrwerkstoff Polyvinylchlorid

In Tabelle 10 sind, neben den in der Gasnetzentgeltverordnung genannten kalkulatorischen Nutzungsdauern, auch die Nutzungsdauern der amtlichen AfA-Tabelle für die Energie- und Wasserversorgung für die betreffenden Leitungsgruppen aufgeführt. Für Kunststoffwerkstoffe werden in der AfA-Tabelle keine Nutzungsdauern angegeben.

Quelle:	Gasnetzentgeltverordnung BGBl. 2005 Teil I Nr. 46, S. 2207 f.	AfA-Tabelle Energie- und Wasserversorgung BStBl I 1995, 144
Leitungen Stahl PE-ummantelt	45-55	30
Leitungen Stahl kathodisch geschützt	55-65	30
Leitungen Stahl bituminiert	45-55	30
Leitungen Polyethylen	45-55	k.A.
Leitungen Polyvinylchlorid	30-40	k.A.

Tabelle 10: Nutzungsdauern in Gasnetzentgeltverordnung [21] beziehungsweise in den AfA-Tabellen des Bundesfinanzministeriums [12]

Auf dieser Grundlage werden in Tabelle 11 die Nutzungsdauern (handelsrechtlich und kalkulatorisch) für das eigene Modell angegeben.

	Eigene Ansätze		
	Handelsrechtlich $\neq$ Kalkulatorisch		Handelsrechtlich = Kalkulatorisch
	Handelsrechtlich	Kalkulatorisch	
Leitungen Stahl PE-ummantelt	30	45	45
Leitungen Stahl kathodisch geschützt	30	55	55
Leitungen Stahl bituminiert	30	45	45
Leitungen Polyethylen	30	45	45
Leitungen Polyvinylchlorid	30	30	30

Tabelle 11: Eigene Ansätze zu den Nutzungsdauern

Dabei werden zwei grundsätzliche Fälle unterschieden. Im ersten Fall werden im Modell handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern unterschiedlich angesetzt. Je nach dem, in welcher Phase des Lebenszyklus' sich ein Betriebsmittel befindet, kommt es demnach zu Unterschieden zwischen handelsrechtlichen und kalkulatorischen Abschreibungen und Buchwerten, die dadurch auch zu einem entsprechenden Ergebniseffekt führen.

Im zweiten Fall werden handelsrechtliche und kalkulatorische Abschreibungsdauern gleichgesetzt.

### 4.3.3 Berechnung der Abschreibungen und Restwerte

Die Abschreibungen und Restwerte werden sowohl mit kalkulatorischen als auch handelsrechtlichen Ansätzen berechnet. Handelsrechtlich werden sowohl die lineare als auch die degressive Abschreibungsmethode angewendet. Die Abschreibungen und Restwerte werden sowohl auf Tagesneuwertbasis als auch auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) bestimmt. Die genauen formelmäßigen Zusammenhänge sind bereits ausführlich in Abschnitt 3.7.1 dargestellt worden. Die Ergebnisse werden in den entsprechenden Feldern der Anlagengruppenliste abgespeichert. Ferner sind Felder definiert worden, die die Möglichkeit bieten, auch Zukunftsinvestitionen abzubilden. All diese Informationen werden in entsprechenden Ergebnistabellenblättern dokumentiert und unmittelbar auch in Diagrammform dargestellt.

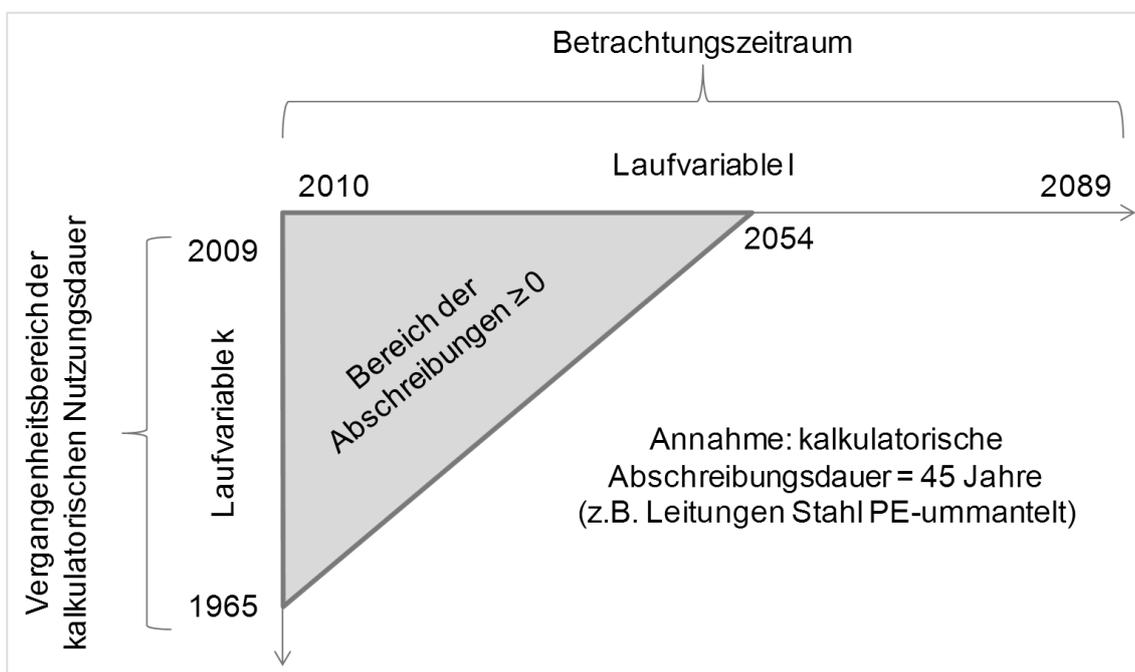


Abbildung 54: Beispielhafte Struktur eines Abschreibungs-Tabellenblattes für Bestand im Jahr 2009

Die Grundsystematik ist in Abbildung 54 am Beispiel der linearen Abschreibungen einer beispielhaften Anlagengruppe (z.B. Stahl PE-ummantelt) für den Bestand dargestellt. Diese Anlagengruppe hat eine kalkulatorische Abschreibungsdauer von 45 Jahren. Vereinfachend wird im Modell angenommen, dass Leitungen, die z.B. in 1965 gebaut worden sind, erstmalig Abschreibungen (AFA) im Folgejahr (1966) erzeugt haben. Diese Leitung wird folglich im Jahr 2010 letztmalig Abschreibungen erzeugen. Eine im Jahr 2009 gebaute Leitung verursacht dementsprechend im Jahr 2010 erstmalig Abschreibungen, die dann bis ins Jahr 2054 gehen. Mit dieser Systematik lassen sich alle Leitungen, die vor bzw. in dem aktuellen Betrachtungsjahr 2009 gebaut worden sind, abbilden.

Somit ergibt sich für die AFA dieser Anlagengruppe ein zweidimensionales Feld im Rahmen der programmtechnischen Umsetzung, mit den beiden in Abbildung 54

dargestellten Laufvariablen  $l$  und  $k$ . Die grafische Darstellung für einen Beispielnetzbetreiber enthält Abbildung 57. In diesem Beispiel liegen unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern vor.

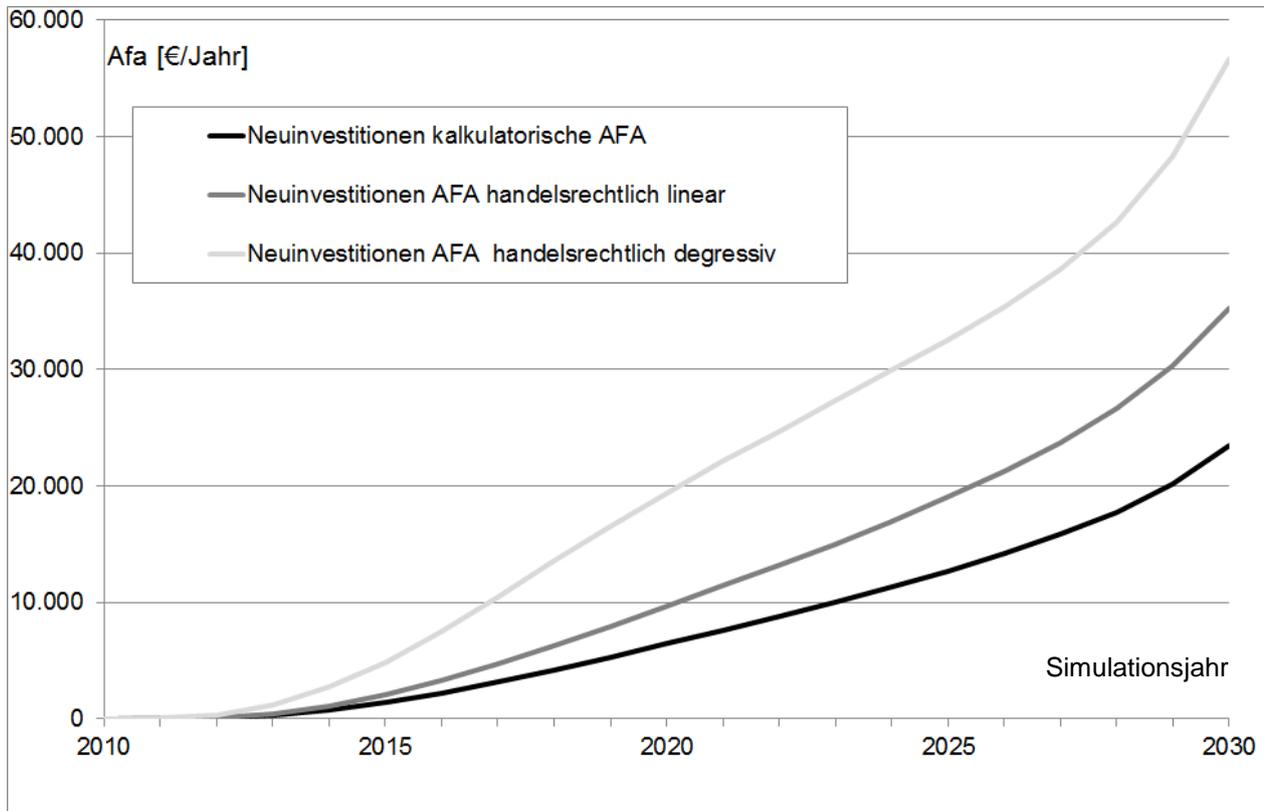


Abbildung 55: Abschreibungen aus Neuinvestitionen für eine Beispiel-Rehabilitationsstrategie

Alle danach erstellten Leitungen, die sich insbesondere aus der Umsetzung der Rehabilitationsstrategie ergeben, werden in eigenständigen Datenfeldern abgebildet. Diese können ebenfalls grafisch dargestellt werden (siehe Abbildung 55). Hier erfolgen die Abschreibungen ausschließlich auf AHK-Basis.

Um den Verlauf der gesamten AFA im Betrachtungszeitraum darzustellen, können die eingetragenen Werte in dem zweidimensionalen Feld (Anlagen vor 2010) einfach über  $k$  aufsummiert werden. Daraus ergibt sich dann ein eindimensionales Feld, in dem der Verlauf der AFA abgebildet ist. Die so entstandenen eindimensionalen Felder der AFA der einzelnen Anlagengruppen können ihrerseits dann wieder aufsummiert und mit den Feldern der Neuinvestitionen addiert werden. Somit ergibt sich abschließend ein eindimensionales Feld, das die AFA des gesamten Anlagenbestandes im Zeitverlauf abbildet.

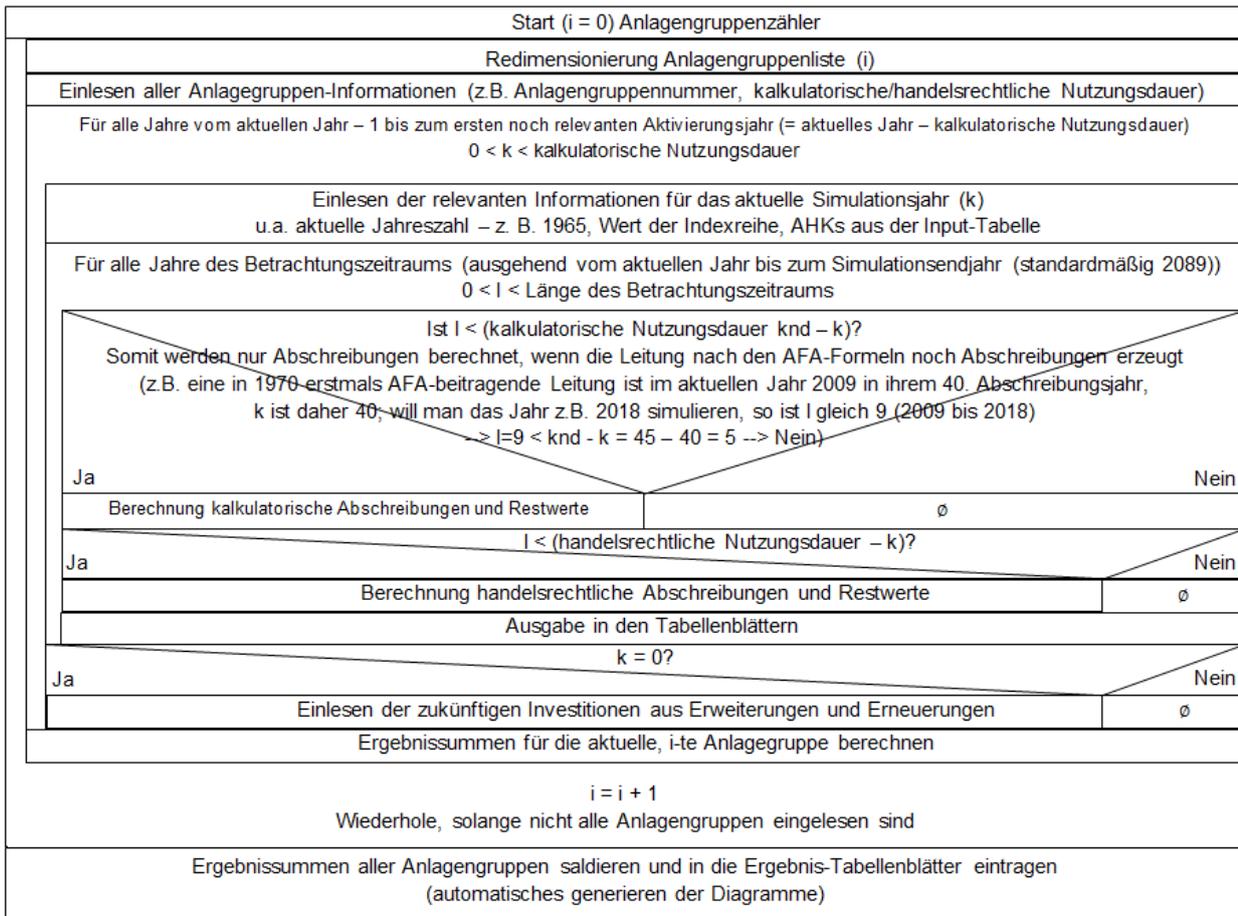


Abbildung 56: Struktogramm - Berechnung Abschreibungen und Restwerte

Das grundsätzliche Vorgehen ist in Abbildung 56 in Form eines vereinfachten Struktogramms dargestellt.

Eine beispielhafte Ergebnisdarstellung für die Abschreibungen und die Entwicklung des Anlagevermögens eines Beispielnetsbetreibers zeigen Abbildung 55, Abbildung 57 und Abbildung 58. Hierbei handelt es sich um die oben erwähnten, vordefinierten Ergebnisdarstellungen, die auf einfache Art und Weise für beliebige Strategien immer in der gleichen Form abgerufen werden können. Darüber hinaus können aber auch zahlreiche andere Darstellungsformen, die entsprechend vordefiniert und vorformatiert sind, abgerufen werden.

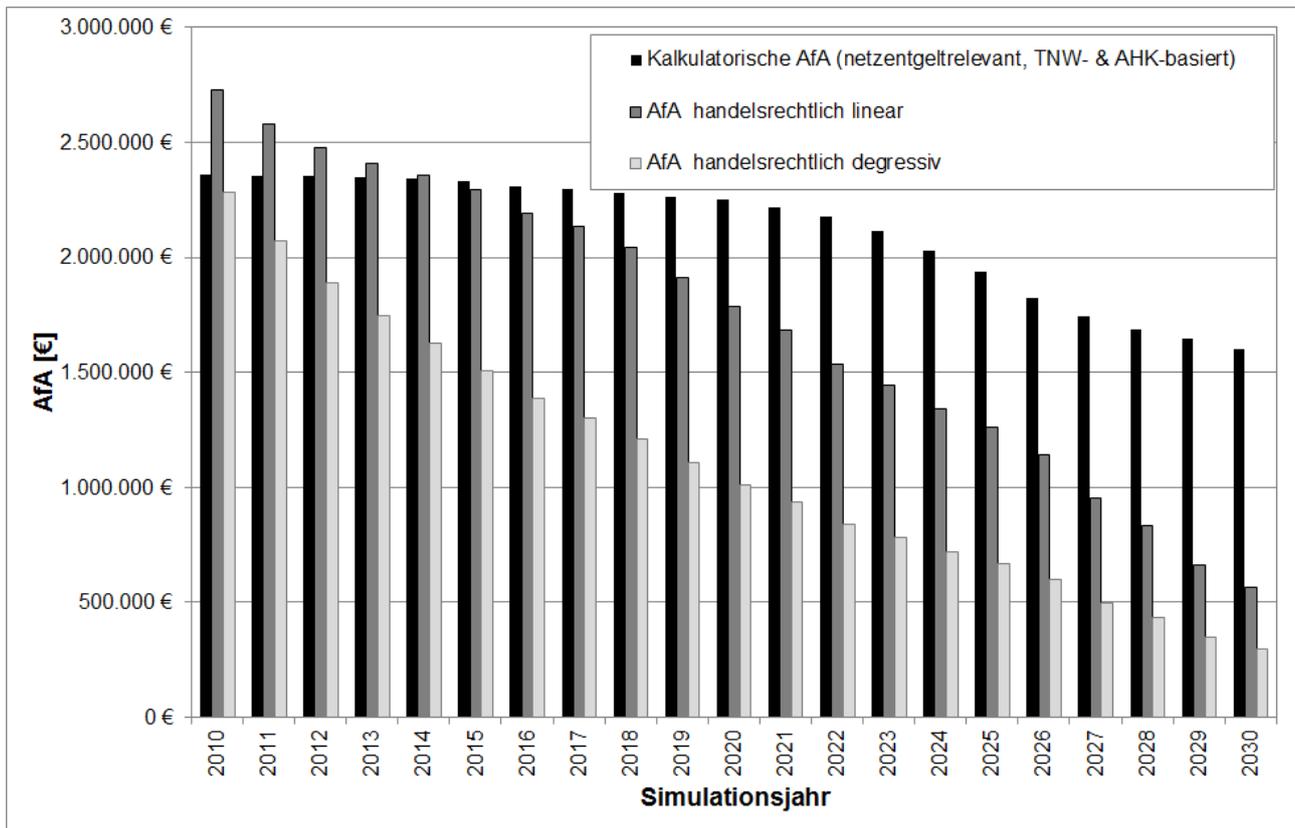


Abbildung 57: Beispielhafte Ergebnisdarstellung der kalkulatorischen und handelsrechtlichen Abschreibungen eines Beispielnetzbetreibers ohne Ersatzinvestitionen

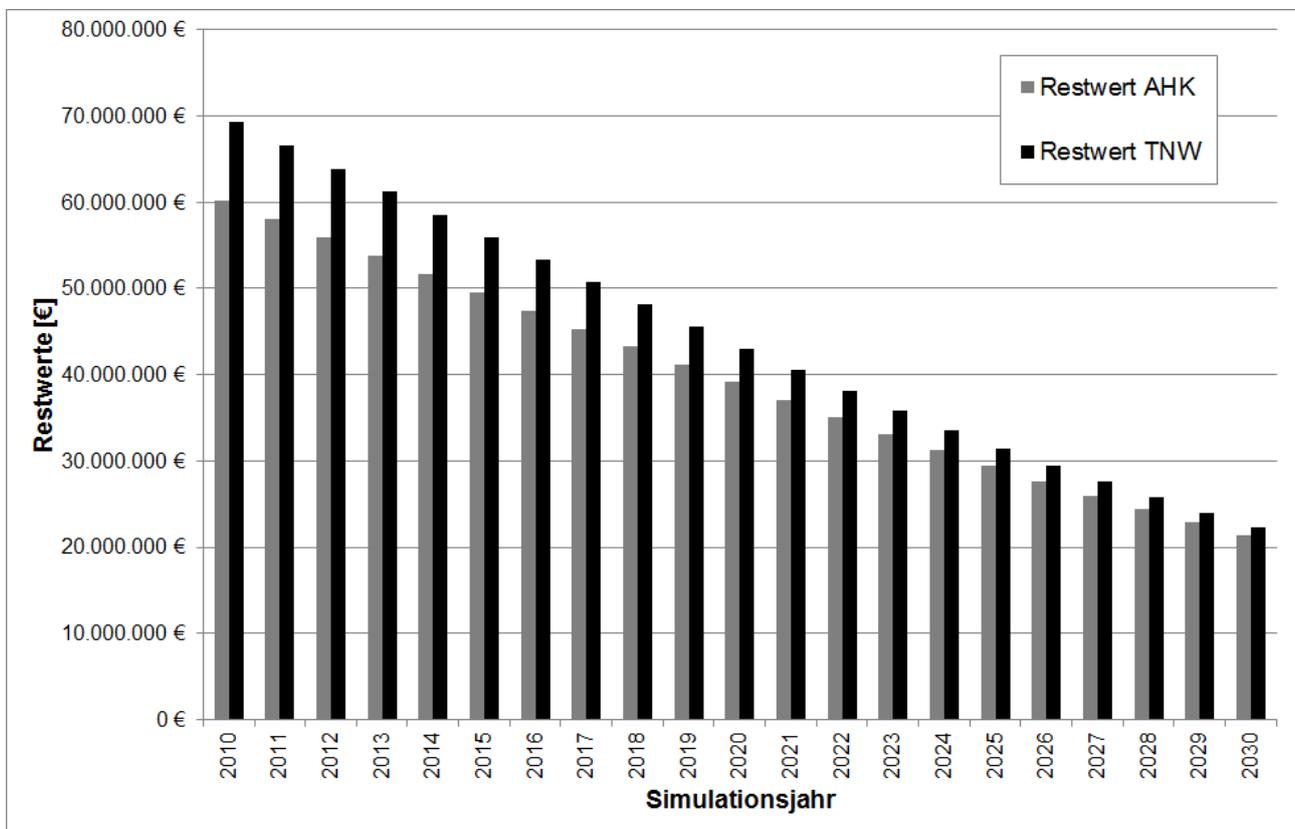


Abbildung 58: Beispielhafte Ergebnisdarstellung der Restwerte des Anlagevermögens eines Beispielnetzbetreibers ohne Ersatzinvestitionen

#### 4.3.4 Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und der Fremdkapitalzinsen

Die Berechnung der kalkulatorischen Kosten, im Besonderen der kalkulatorischen Abschreibungen sowie der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, ist für die spätere Wirtschaftlichkeitsberechnung relevant. In einem Tabellenblatt sind alle erforderlichen Größen zur Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals über den Betrachtungszeitraum hinweg dargestellt. Die Eigenkapitalposition ist aufgeteilt in ‚Eigenkapital für Neuanlagen‘, ‚Eigenkapital für Altanlagen‘ sowie in ‚übersteigendes Eigenkapital‘. Die formelmäßigen Hintergründe wurden ausführlich in Abschnitt 3.7 beschrieben (siehe Abbildung 43, Abbildung 44, Abbildung 45).

In Abbildung 59 ist das Ergebnis eines Beispielnetzbetreibers hinsichtlich seiner kalkulatorischen Eigenkapitalentwicklung dargestellt. Durch Multiplikation der jeweiligen Eigenkapitalanteile mit den entsprechenden Verzinsungssätzen (Altanlagen 7,14 %, übersteigendes Eigenkapital 3,80 % und Neuanlagen/Zukunftsinvestitionen 9,05 %) erhält man die Eigenkapitalverzinsung<sup>12</sup>. Die Entwicklung der Eigenkapitalverzinsung des Beispielnetzbetreibers ist in Abbildung 60 dargestellt.

Ebenfalls in diesem Tabellenblatt enthalten ist die Zeitreihe der Fremdkapitalzinsen. Diese Zeitreihe wird aus einem eigenständigen Tabellenblatt übernommen, das alle erforderlichen Finanzierungsaspekte der zukünftig umzusetzenden Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen beinhaltet. Dabei wird eine bestimmte Aufteilung in investiv und konsumtiv durchgeführte Baumaßnahmen unterstellt. Darüber hinaus werden auch Annahmen zu Fremdkapitalquote, Eigenkapitalquote, dem Anteil der Baukostenzuschüsse sowie zur Fremdkapitalinanspruchnahme (wie beispielsweise Kreditdauer, kalkulatorischer Fremdkapital-Zinssatz und realer Fremdkapital-Zinssatz) getroffen.

---

<sup>12</sup> gem. Beschluss der BNetzA BK4-11-304 aus 2011 für die 2. Regulierungsperiode

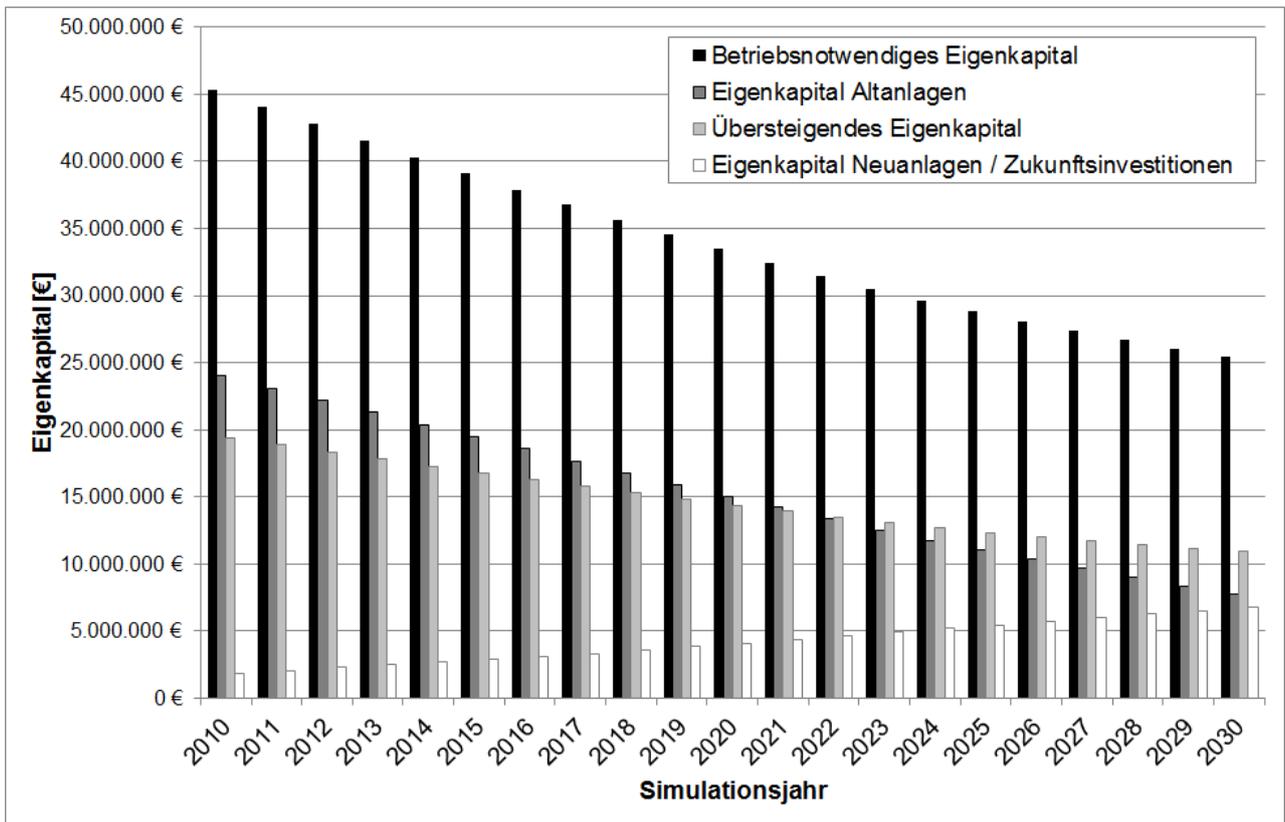


Abbildung 59: Kalkulatorische Eigenkapitalentwicklung des Beispielnetzbetreibers

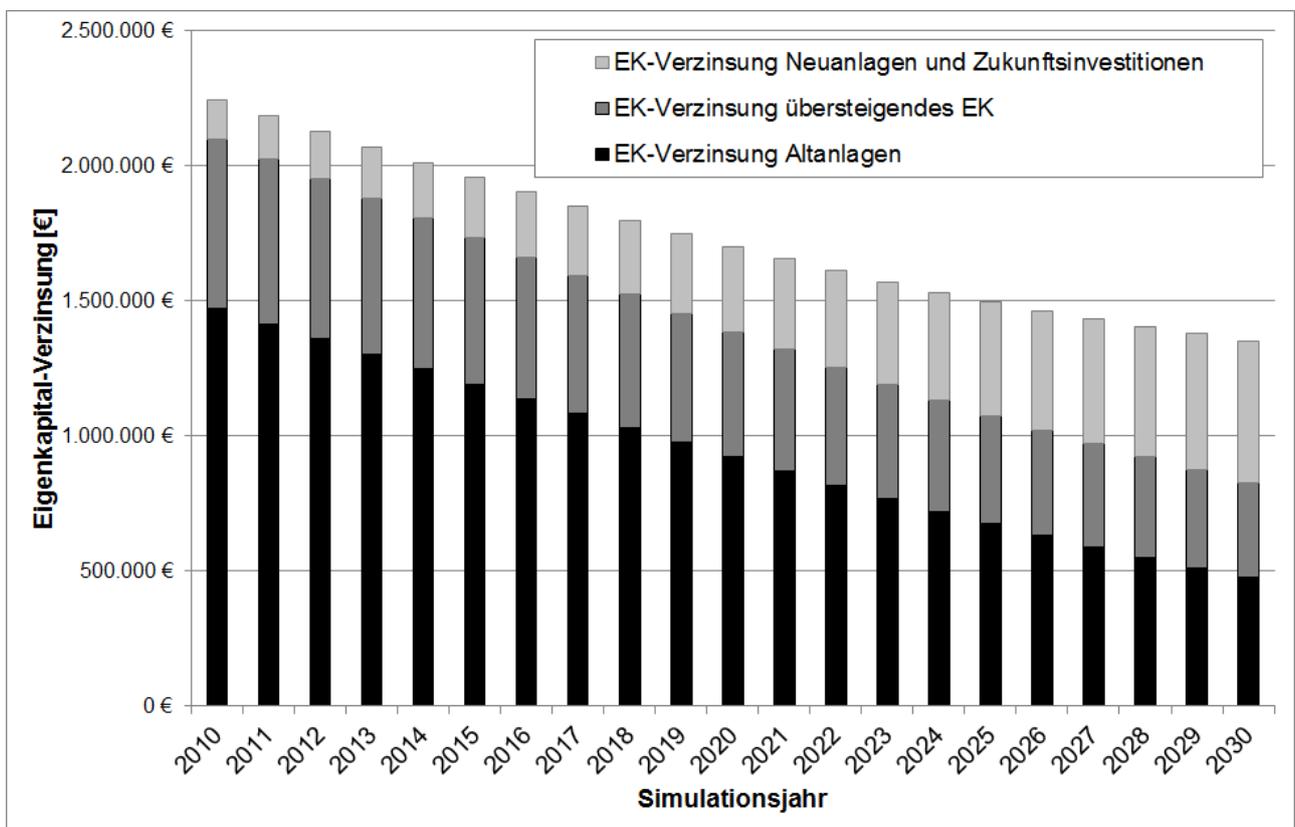


Abbildung 60: Entwicklung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung des Beispielnetzbetreibers

### 4.3.5 Berechnung der handelsrechtlichen Kosten

In Summe werden nicht die gesamten handelsrechtlichen Kosten bestimmt, sondern nur die Anteile einbezogen, die sich infolge der gewählten Rehabilitationsstrategie ergeben (anteilige Betriebs- und Finanzierungskosten). Bei diesen Kostenbestandteilen werden also nur Kostenänderungen betrachtet.

Lediglich bei den Abschreibungen wird das gesamte Anlagevermögen mit einbezogen. Im Folgenden wird dennoch von ‚handelsrechtlichen Kosten‘ gesprochen, obwohl es sich genauer gesagt zum Teil nur um Kostenänderungen handelt.

Die handelsrechtlichen Kosten ergeben sich im Modell aus den berechneten handelsrechtlichen Abschreibungen, den Betriebskostenänderungen (z.B. aus vermehrtem / vermindertem Schadensaufkommen) und aus den Finanzierungskosten für die Rehabilitationsmaßnahmen.

### 4.3.6 Abbildung der Effizienzentwicklung

Es wurden verschiedene Methoden zur Abbildung des Effizienzwertes implementiert. Eine Methode ermöglicht die Angabe eines pauschalen Ineffizienzabbauwertes pro Regulierungsperiode. Hat beispielsweise ein Netzbetreiber im Basisjahr der ersten Regulierungsperiode eine Effizienz von 85 % und folglich eine Ineffizienz von 15 %, so beträgt die Ineffizienz im Basisjahr der 2. Regulierungsperiode, bei Festlegung eines Abbauwertes von z.B. 40 %, dann noch 15 % - (40 % \* 15 %) = 9 %. Es ergibt sich damit ein Effizienzwert von 91 %. In der Folgeperiode ergeben sich bei gleichem Berechnungsablauf dann 94,60 %, usw. Diese Berechnungsmethode ist vollkommen unabhängig von der Investitionsintensität. Die Festlegung eines pauschalen Abbauwertes ist recht willkürlich und stellt somit lediglich eine grobe Näherung dar. Für die Aufgabenstellung in der vorliegenden Arbeit (u.a. Herstellen eines Zusammenhangs zwischen Investitionstätigkeit und Effizienzentwicklung) ist diese Methode ungeeignet und wird im weiteren Verlauf daher nicht angewendet.

Die zweite Möglichkeit wird als ‚CAPEX-Ansatz‘ bezeichnet. Der Ansatz ist in Formel 4.2 formuliert.

$$\text{Effizienz}_{\text{neu}} = \text{Effizienz}_{\text{alt}} - \left\{ \frac{\text{EK-Verzinsung}_{\text{neu}} - \text{EK-Verzinsung}_{\text{alt}}}{\text{EK-Verzinsung}_{\text{alt}}} \cdot (1 - \text{Reha-Faktor}) \cdot \frac{\text{CAPEX}}{\text{TOTEX}} \right\} + \Delta \text{Effizienz}_{\text{OPEX}} \quad 4.2$$

Die Entwicklung der Eigenkapitalverzinsung wird hier näherungsweise als Indikator der Investitionstätigkeit verwendet. Der Wert ‚EK-Verzinsung<sub>neu</sub>‘ ergibt sich aus der AMT-Berechnung für das ‚neue‘ (aktuelle) Basisjahr und ‚EK-Verzinsung<sub>alt</sub>‘ für den korrespondierenden Wert der vorhergehenden Regulierungsperiode. Eine sinnvolle

Indikatorfunktion für die Rehabilitation ergibt sich nur dann, wenn keine nennenswerten Erweiterungs- oder sonstigen Investitionen zu Verzerrungen des Indikators führen. Der Rehabilitationsfaktor ermöglicht einen Bezug zu den Rehabilitationsraten der Branche, sofern diese bekannt sind. Der Faktor ergibt sich als Verhältnis der eigenen Rehabilitationsrate zur durchschnittlichen Rehabilitationsrate der Branche. Diese Effizienzsteigerung wird nur auf den CAPEX-Anteil bezogen. Eine Steigerung der Effizienz durch OPEX-Reduktionen wird durch einen abzuschätzenden Wert  $\Delta\text{Effizienz}_{\text{OPEX}}$  berücksichtigt. Auch diese Form der Effizienzwert-Abschätzung basiert auf zahlreichen Annahmen und Näherungen.

Die dritte und in der vorliegenden Arbeit durchgängig verwendete Methode ist die manuelle Angabe der Effizienz. Hier wird die Effizienz beispielsweise im Effizienztool bestimmt und manuell im AMT berücksichtigt. Hierzu folgen in Abschnitt 4.4 noch detaillierte Erläuterungen.

#### **4.3.7 Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung**

Neben den Berechnungen in den vorhergehenden Abschnitten werden alle weiteren, relevanten Wirkungen der Anreizregulierungsverordnung, zur Berechnung des Erlöspfad, unter Einbezug der Effizienz des jeweiligen Gasnetzbetreibers, berücksichtigt. Schlussendlich lässt sich eine Ertragswertberechnung für die gewählte Erneuerungsstrategie (im Vergleich zu anderen Alternativstrategien) durchführen. Unterschiedliche Erneuerungsstrategien können miteinander hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit verglichen und der Best-Practice definiert werden.

Erlösseitig wird dazu – wie oben bereits beschrieben – der Anteil der Erlösobergrenze bestimmt, der sich aus kalkulatorischen Abschreibungen, kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsung, Fremdkapitalzinsen sowie OPEX-Änderungen ergibt. Dieser Wert wird gemäß Formel 3.11 so berechnet, dass sowohl die Entwicklung des Verbraucherpreisindex' als auch die Effizienzentwicklung berücksichtigt werden.

Von diesem Wert werden für jedes Jahr der Simulation die handelsrechtlichen Kosten gemäß Abschnitt 4.3.5 abgezogen. Die so entstehende Kostenreihe wird dann auf das Startjahr der Simulation (2010) abgezinst. Der Zinssatz ist im AMT-Menü anzugeben. Detaillierte Beschreibungen zur Herleitung dieses Kapitalisierungszinssatzes finden sich in [72], S. 24 ff. Grundsätzlich entspricht der Kapitalisierungszinssatz einem Wert, der dem Investor bei einer alternativen Anlage zur Verfügung stehen würde. Dabei ist selbstverständlich das Risiko der unterschiedlichen Anlagealternativen und weitere Aspekte (zum Beispiel steuerliche Belange) zu berücksichtigen. Beispielsweise kann gemäß [72] grundsätzlich der Zinssatz einer langfristig erzielbaren Rendite öffentlicher Anleihen angesetzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde durchgängig mit einem

Zinssatz von 4,78 % gerechnet, der einem langjährigen Mittelwert der Verzinsung öffentlicher Anleihen entspricht<sup>13</sup>.

Die Ergebnisse der Ertragswertberechnungen werden für einen Beispielnetsbetreiber in Abschnitt 5.4 angegeben.

#### 4.4 Effizienzbestimmung im Effizienztool

Ein relevanter Parameter im Simulationsmodell ist der Effizienzwert des betrachteten Gasverteilnetzbetreibers und dessen Entwicklung beim Ansatz einer bestimmten Rehabilitationsstrategie. Zur Bestimmung des Effizienzwertes wurde ein eigenes Modul (Effizienztool) erarbeitet, das in Excel umgesetzt wurde und eine SFA-Analyse sowie eine DEA-Analyse über VBA (Visual Basic for Applications) auslöst. Dabei werden die Programme DEAP 2.1 [30] und Frontier 4.1 [28] eingesetzt. Beide Programme werden automatisiert aus dem Effizienztool heraus gestartet sowie deren Ergebnisse automatisiert wieder in das Effizienztool zurückgespielt. Sie können dort mit dem in Excel enthaltenen Befehlsumfang weiterverarbeitet werden.

Das Effizienztool beinhaltet eine Netzbetreiberdatenbank, aus der eine repräsentative Grundgesamtheit abgeleitet wurde. Die Netzbetreiberdatenbank umfasst mehr als 700 Netzbetreiber, von denen verschiedene, öffentlich zugängliche bzw. aus öffentlich verfügbaren Daten ableitbare Parameter in die Datenbank übertragen wurden. Dies sind beispielsweise die versorgte Fläche, die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen, die Anzahl der Ausspeisepunkte, die Leitungslänge sowie Angaben zur Bevölkerungsstatistik für die Jahre 1996 und 2006. Andere Angaben, die die Bundesnetzagentur in ihrem Effizienzvergleich verwendet, wie beispielsweise potenzielle Ausspeisepunkte, potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen oder das Leitungsvolumen, konnten nicht ermittelt werden, da hierzu unternehmensinterne Informationen benötigt werden, die keiner Veröffentlichungspflicht unterliegen.

Je nach Größe des jeweiligen Netzbetreibers und verschiedener anderer Einflussfaktoren (z.B. bei Netzen, die Bundeslandgrenzen überschreiten), können sich, bezüglich der Bestimmung der Erlösobergrenze, unterschiedliche behördliche Zuständigkeiten ergeben. Dabei kann die Zuständigkeit sowohl dem jeweiligen Bundesland als auch der Bundesnetzagentur zufallen. Darüber hinaus besteht für kleinere Netzbetreiber die Möglichkeit, am sogenannten ‚vereinfachten Verfahren‘ teilzunehmen, das auf eine individuelle Effizienzermittlung verzichtet und stattdessen einen durchschnittlichen Effizienzwert in Ansatz bringt. In der vorliegenden Arbeit wird in den späteren Modellrechnungen ein beispielhafter Netzbetreiber näher untersucht, der in den Zuständigkeitsbereich Bund fällt und nicht am vereinfachten Verfahren teilnimmt. Daher wird das Effizienztool auf genau diesen Fall abgestimmt. Es werden folglich nur

---

<sup>13</sup> Deutsche Bundesbank, Stand 2008 (Durchschnittswert 10 Jahre)

Netzbetreiber in das Effizienztool aufgenommen, die ebenfalls in den Regulierungsbereich Bund fallen.

93 der über 700 Netzbetreiber im eigenen Datenpool waren im Vorfeld der ersten Regulierungsperiode nicht dem vereinfachten Verfahren zugeordnet und befanden sich im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur (entweder direkt dem Bund zugeordnet oder als sogenannte ‚Organleihe‘, bei der das an sich zuständige Bundesland diese Aufgabe auf den Bund übertragen hat). Diese 93 Unternehmen stellen den möglichen relevanten Bestand für den Effizienzvergleich dar. Aus diesem möglichen Bestand wurden schlussendlich 48 Unternehmen ausgewählt, für die die relevanten Daten öffentlich direkt ermittelbar waren, bzw. durch sekundäre Datenquellen (zum Beispiel statistisches Bundesamt) hergeleitet werden konnten.

Da die Kosten der Unternehmen nicht bekannt waren, sondern nur die jeweiligen Effizienzwerte, die auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht sind, wurden die Kosten zunächst geschätzt. Mittels einer Heuristik wurden im Anschluss die Abweichungen zum Ergebnis des BNetzA-Effizienzvergleichs minimiert. Als erste Kostenschätzung dienten veröffentlichte Werte der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg, die für jeden Netzbetreiber die Erlösobergrenze sowie den zugehörigen Effizienzwert veröffentlicht (siehe <http://www.versorger-bw.de/>). Im Rahmen der Heuristik wurden die Kosten so bestimmt, dass die mit dem Effizienztool ermittelten Effizienzwerte mit den durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten Werten nahezu übereinstimmten. Zu den 48 Netzbetreibern kommt der Beispielnetzebetreiber, der auch in den folgenden Modellrechnungen näher betrachtet wird, hinzu. Dieser Beispielnetzebetreiber wurde aus realen Unternehmensdaten abgeleitet, stellt aber einen fiktiven Netzbetreiber dar.

Alle Daten wurden für das Basisjahr 2006 ermittelt. Mit diesen Daten kann der Effizienzvergleich für die 1. Regulierungsperiode nachgerechnet und nachvollzogen werden. Unter Einsatz verschiedener Prämissen kann daraus auch der Effizienzvergleich für nachfolgende Regulierungsperioden abgeleitet werden.

Die theoretischen Hintergründe zum Effizienzvergleich (SFA, DEA) wurden bereits in den Abschnitten 3.3 und 3.5 erläutert. Hier werden lediglich die im Effizienztool angewendeten Modelle kurz vorgestellt.

Die erhaltenen Effizienzwerte für die unterschiedlichen Regulierungsperioden, die das Effizienztool – je nach unterstelltem Szenario – berechnet, werden ins Asset Management Tool (AMT) übergeben. Damit lassen sich der Erlöspfad und der Ertragswert der gewählten Erneuerungsstrategie berechnen.

#### **4.4.1 Betrachtete Szenarien**

Die Effizienzentwicklung des betrachteten Netzbetreibers ist nicht nur vom eigenen, sondern auch vom Verhalten jedes einzelnen anderen Netzbetreibers, der in der Effizienzberechnung berücksichtigt wird, abhängig. Die Modellierung des Verhaltens jedes

einzelnen Netzbetreibers ist jedoch sehr aufwändig, wenn nicht gar unmöglich. Darüber hinaus verändert sich auch der Effizienzvergleich von Regulierungsperiode zu Regulierungsperiode, wie der Parameterwechsel zwischen 1. und 2. Regulierungsperiode zeigt (vgl. Tabelle 3). Somit erscheint es nicht sinnvoll, mit aufwändigen quantitativen Verfahren eine scheinbare Exaktheit zu erzielen. Stattdessen sollen einige realistische bzw. grenzwertige Szenarien angewendet werden.

Dabei soll zum einen berücksichtigt werden, wie sich die Umgebung – also das Verhalten der anderen Netzbetreiber sowie die Entwicklung externer Parameter (zum Beispiel Geldwertentwicklung, sektoraler Produktivitätsfortschritt) – verändert, und zum anderen, welche unterschiedlichen Strategien das betrachtete Unternehmen selbst anwendet (Abbildung 61).

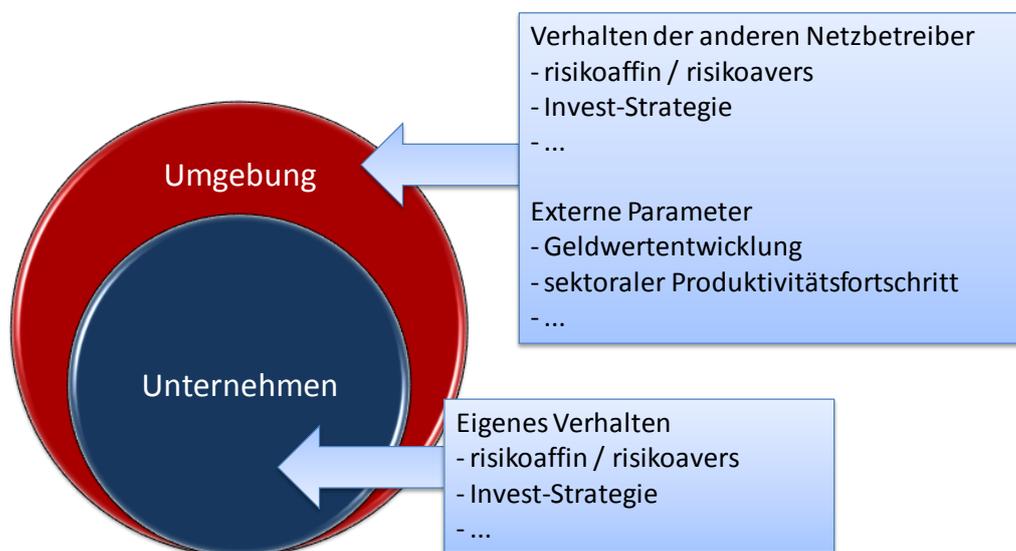
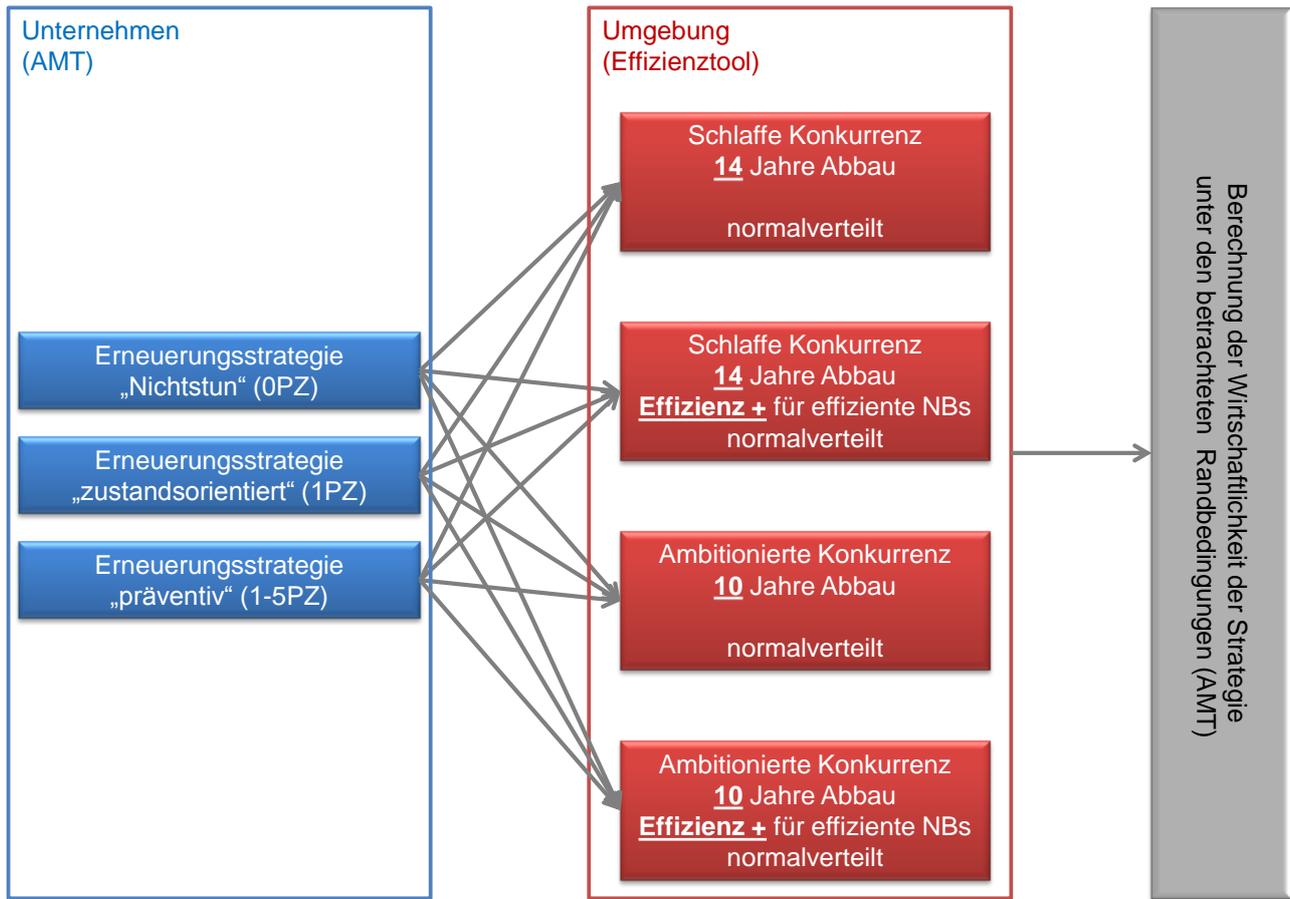


Abbildung 61: Einflussfaktoren auf mögliche Szenarien

Diese Vorgehensweise führt zu einer Vielzahl von zu untersuchenden Szenarien (vgl. Abbildung 62).



Legende:

- 0PZ, 1PZ, 1-5PZ: programminterne Bezeichnung der verwendeten Strategien (entspricht durchschnittlichen Rehabilitationsraten von 0, 1 bzw. 1,5 % pro Jahr)
- effiziente NBs: effiziente Netzbetreiber

Abbildung 62: Betrachtete Szenarien mit Bezeichnungen und Angabe des zuständigen Tools (AMT / Effizienztool)

Im ersten Schritt werden im AMT drei unterschiedliche Erneuerungsstrategien berechnet, aus denen sich dann die jeweiligen Kostenänderungen im Vergleich zum Basisjahr der 1. Regulierungsperiode ergeben. Bei den Erneuerungsstrategien handelt es sich um

- eine risikoaffine Strategie, in der jegliche Investitionstätigkeit für Erneuerungen eingestellt wird (0PZ-Strategie),
- eine gegensätzliche, präventive Erneuerungsstrategie, in der Investitionen durchgeführt werden, auf die bei zustandsorientierter Vorgehensweise gegebenenfalls verzichtet werden könnte (1-5PZ-Strategie)
- und eine mittlere, eher zustandsorientiert angelegte Erneuerungsstrategie (1PZ-Strategie).

Für jede dieser drei Strategien werden dann wiederum vier unterschiedliche Entwicklungen der Umgebung (Verhalten der Netzbetreiber, Geldwertentwicklung, sektoraler Produktivitätsfortschritt) angenommen. Dazu wird im Effizienztool mit den aus

der Erneuerungsstrategie übergebenen Kosten die Effizienz des Beispielnetzbetreibers für die jeweiligen Regulierungsperioden berechnet.

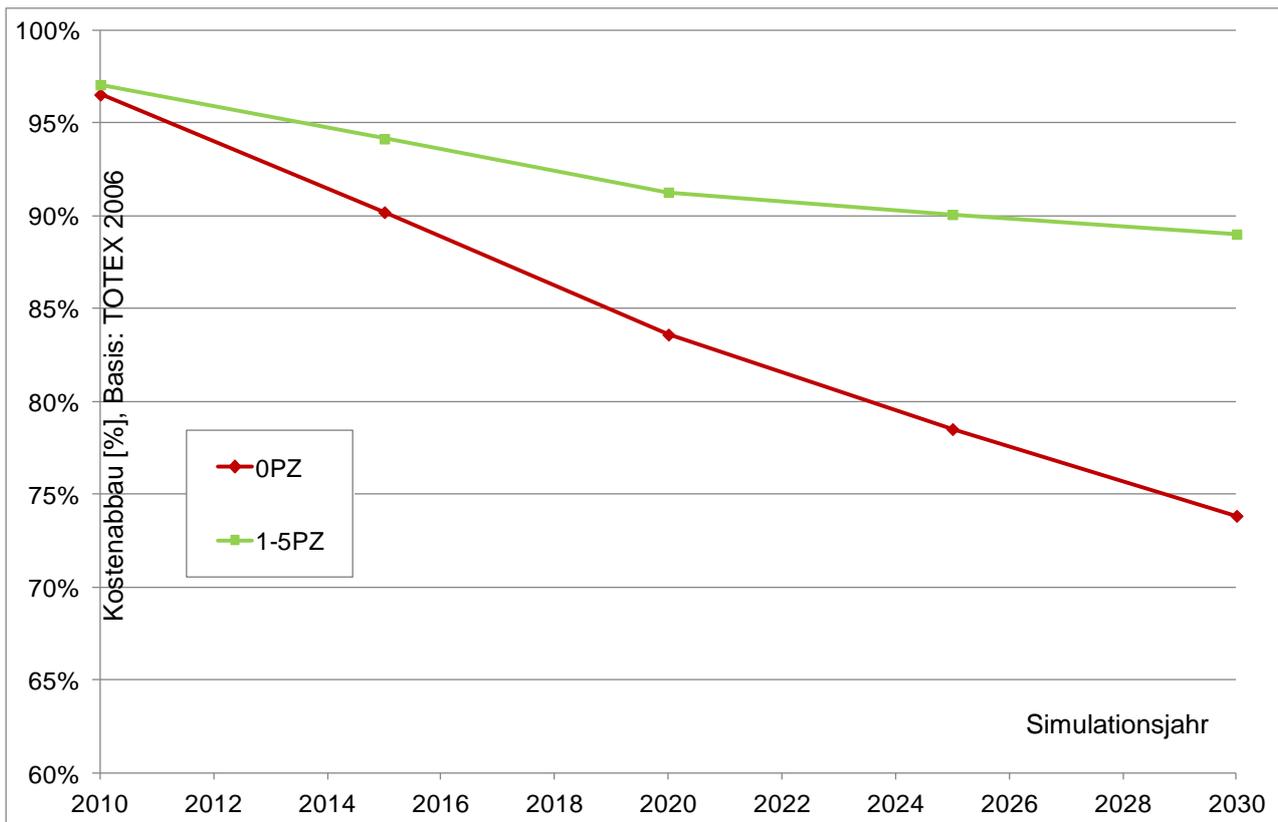


Abbildung 63: Kostenabbau (kalkulatorisch, TOTEX) des betrachteten Unternehmens bei Anwendung der grenzwertigen Erneuerungsstrategien (2010 bis 2030) aus AMT

Zur Herleitung möglicher Entwicklungen der Umgebung (Annahme zum Verhalten der anderen Netzbetreiber) wird in Abbildung 63 die Kostenentwicklung des betrachteten Beispielunternehmens für die beiden grenzwertigen Erneuerungsstrategien 0PZ und 1-5PZ von 2010 bis 2030 dargestellt. Im Falle der ‚Nichtstun-Strategie‘ (0PZ) kann das betrachtete Beispielunternehmen seine Kosten (TOTEX) bis ins Jahr 2030 auf ca. 75 % des Kostenniveaus im Basisjahr der 1. Regulierungsperiode (2006) reduzieren. Anders stellt sich der Abbau bei der präventiven Erneuerungsstrategie (1-5PZ) dar. Hier bleiben die Kosten dauerhaft bei nahezu 90 % im Vergleich zum Ausgangsniveau. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass von den ineffizienten (beeinflussbaren) Kosten 50 % auf den Bereich der OPEX entfallen und diese in einem Zeitverlauf von drei Regulierungsperioden abgebaut werden. Im Basisjahr der 4. Regulierungsperiode (2020) ist der ineffiziente OPEX-Anteil somit vollständig abgebaut. Der andere Bestandteil der Kostenreduktionen sind die sich (je nach gewählter Erneuerungsstrategie) reduzierenden kalkulatorischen Kapitalkosten.

Bei Umsetzung der 0PZ-Strategie hat der betrachtete Beispielnetzbetreiber die ineffizienten (beeinflussbaren) Kostenanteile aus 2006 ca. im Jahr 2020 – also nach ca. 14 Jahren – vollständig abgebaut. Bei Umsetzung einer 1PZ-Strategie wären es ca. 6 Jahre

mehr, folglich ca. 20 Jahre. Hingegen wäre der Abbau der ineffizienten (beeinflussbaren) Kosten aus dem Basisjahr bei der 1-5PZ-Strategie vermutlich erst im Zeitraum mehrerer Jahrzehnte möglich.

Der betrachtete Beispielnetzbetreiber im Kapitel 5 hat eine Effizienz im Basisjahr 2006 von 83 %. Bei dem oben beschriebenen Abbau der Ineffizienz in 14 Jahren entspricht dies ca. 1,2 %-Punkte pro Jahr (0PZ-Strategie). Im Falle des Abbaus in 20 Jahren sind es ca. 0,8 %-Punkte Abbau pro Jahr (1PZ-Strategie). Diese Abbaupfade sind in Abbildung 64 dargestellt.

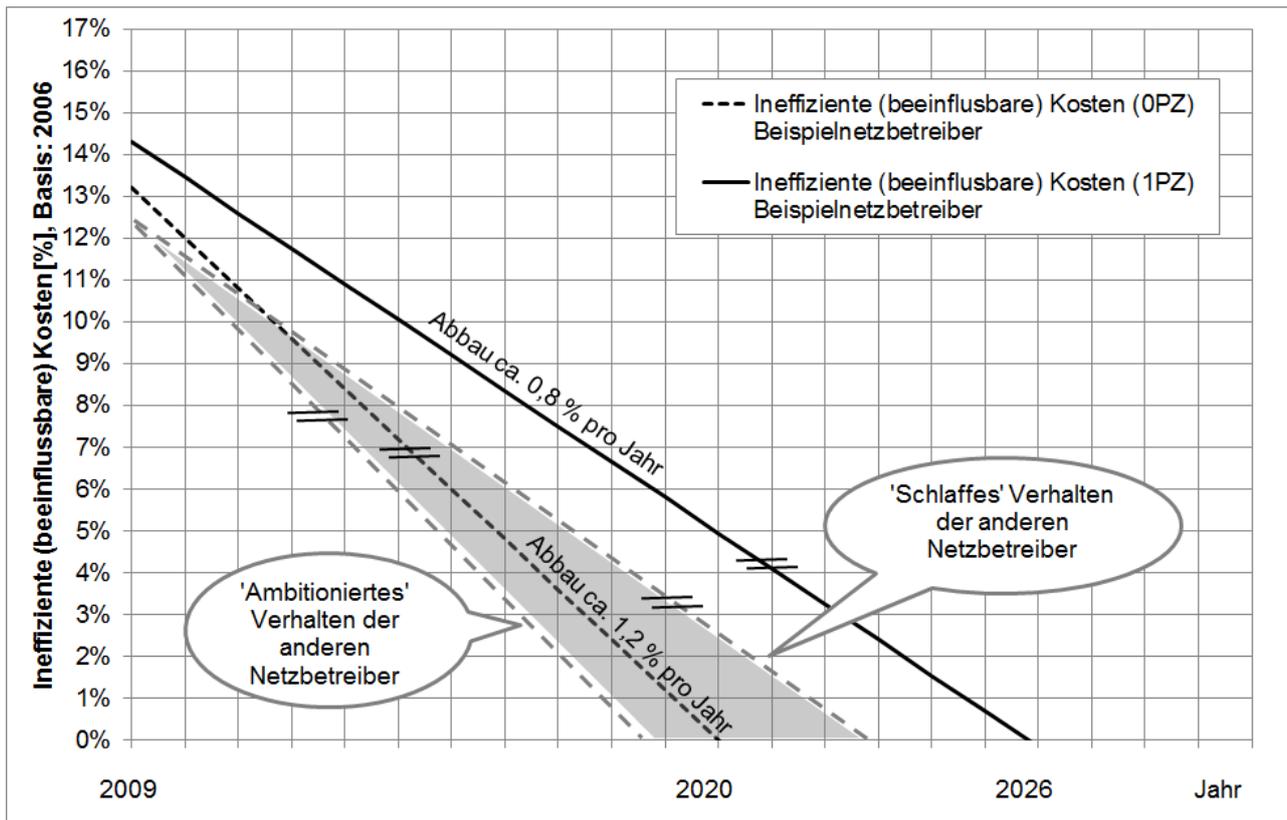


Abbildung 64: Annahme zum Abbau der ineffizienten (beeinflussbaren) Kostenanteile

In Abbildung 65 ist zu erkennen, dass der Beispielnetzbetreiber (Netzbetreiber-ID 7) eher im unteren Bereich des Effizienzrankings angesiedelt ist (Effizienz 83 %). Die anderen Netzbetreiber haben eine durchschnittliche Ineffizienz zwischen 12 und 13 % (vgl. Tabelle 13). Geht man beim Abbau der Ineffizienzen von gleichen Geschwindigkeiten wie beim betrachteten Beispielnetzbetreiber aus (ambitioniert: ca. 1,2 %-Punkte/Jahr bzw. schlaff: ca. 0,8 %-Punkte/Jahr) und lässt den Ineffizienzabbau im Jahr 2009 beginnen, so ergeben sich die in Abbildung 64 grau dargestellten Abbaupfade. Diese verlaufen parallel zu den Abbaupfaden des betrachteten Beispielnetzbetreibers, starten aber bei einer geringeren Ausgangs-Ineffizienz. Als Resultat wird im ‚schlaffen‘ Szenario von einem durchschnittlichen Abbau in 14 Jahren (Ende: ca. 2023, vgl. Abbildung 64) bzw. im ‚ambitionierten‘ Szenario von einem durchschnittlichen Abbau in 10 Jahren (Ende: ca. 2019, Abbildung 64) ausgegangen.

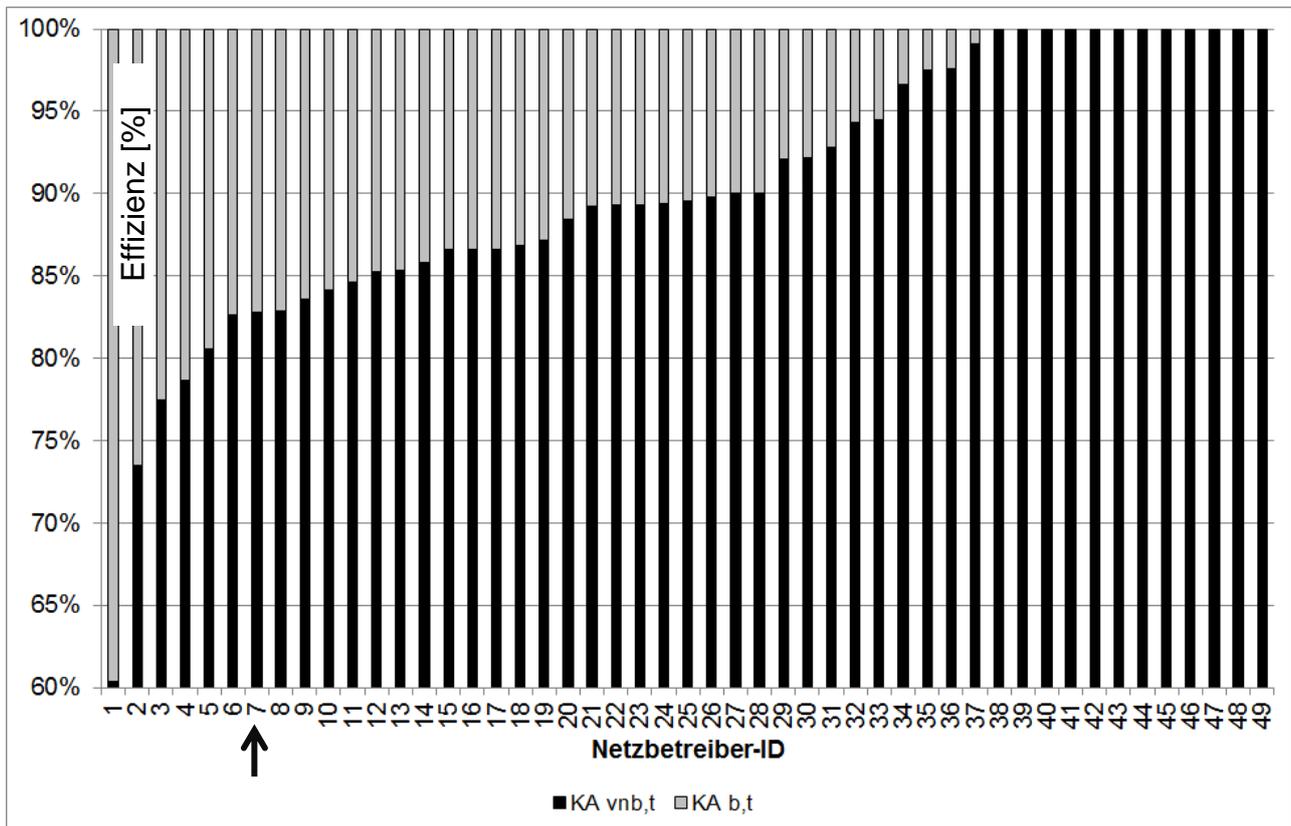


Abbildung 65: Effizienzverteilung im verwendeten Datenpool für das Basisjahr 2006

Im Szenario 1 wird unterstellt, dass es sich um eine durchweg ‚schlafte Konkurrenz‘ handelt, die im Mittel 14 Jahre zum Abbau ihrer Ineffizienz benötigt. Die 100 %-effizienten Unternehmen verharren auf konstantem Kostenniveau.

Das Szenario 2 entspricht grundsätzlich Szenario 1, jedoch schaffen es die 100 %-effizienten Unternehmen hier, weitere Kostenreduzierungen zu realisieren (Annahme: durchschnittlich 2 % bezogen auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile  $KA_{vnb,t}$  pro Regulierungsperiode). Dieses Szenario wird als ‚Effizienz+‘-Szenario bei ‚schlaffer‘ Konkurrenz bezeichnet.

Im Szenario 3 schafft es die Konkurrenz des betrachteten Netzbetreibers ihre Ineffizienz innerhalb von 10 Jahren (im Mittel) abzubauen. Die 100 %-effizienten Netzbetreiber behalten ihre Kostenstrukturen bei.

Im Szenario 4 gilt dies ebenso, allerdings realisieren die effizienten Netzbetreiber hier wieder die bereits in Szenario 2 angenommene Kostenreduktion von durchschnittlich 2 % bezogen auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile  $KA_{vnb,t}$  pro Regulierungsperiode. Dieses Szenario wird als ‚Effizienz+‘-Szenario bei ‚ambitionierter‘ Konkurrenz bezeichnet.

Da zusätzlich zu den Szenarien, die einen grundsätzlichen ‚Trend‘ beschreiben sollen, auch ein unterschiedliches und individuell voneinander abweichendes Verhalten zwischen den Netzbetreibern zu erwarten ist, wird hinsichtlich des Abbaus der Ineffizienz zusätzlich

eine statistische Streuung (normalverteilt) im Rahmen einer Monte-Carlo-Analyse angenommen. Diese wird in der Anwendung des eigenen Modells (vgl. Abschnitt 5.4.1) näher erläutert.

#### 4.4.2 Verwendetes SFA- und DEA-Modell

Es wurde angestrebt, eine möglichst große Übereinstimmung mit den in Abschnitt 3.3 vorgestellten und durch die Bundesnetzagentur verwendeten SFA- und DEA-Modellen zu erhalten. Gegebenenfalls vorhandene Abweichungen werden im Folgenden beschrieben.

Die von der Bundesnetzagentur verwendeten Parameter für den Effizienzvergleich sind in Tabelle 3 dargestellt. Abweichend von den durch die Bundesnetzagentur verwendeten Parametern werden im eigenen Modell die Ausspeisepunkte, die zeitgleiche Jahreshöchstlast, die Leitungslänge (inklusive der Hausanschluss-Längen), die versorgte Fläche sowie die Bevölkerung 1995 und die Bevölkerung 2006 herangezogen. Im Fall der SFA werden, wie auch im Effizienzvergleich der Bundesnetzagentur, alle Parameter mit dem Parameter Ausspeisepunkte normiert.

Für die Data Envelopment Analyse (DEA) wird das Programm DEAP 2.1 eingesetzt (vgl. Ausführungen in Abschnitt 4.4). Bei der DEA kann das Modell verwendet werden, das auch dem Effizienzvergleich der Bundesnetzagentur zugrunde liegt. Bei diesem Modell handelt es sich um ein inputorientiertes DEA-Modell mit nicht-fallenden Skalenerträgen (NDRS). Als Inputparameter werden die TOTEX und als Outputparameter die sechs oben aufgeführten Größen verwendet. Da das Programm DEAP das NDRS-Modell nicht ohne weiteres zur Verfügung stellt, erfolgt die Berechnung im VRS-Modell, also im Modell mit variablen Skalenerträgen. Das Programm gibt im Ergebnisfile mit aus, ob die Effizienz im Bereich fallender oder steigender Skalenerträge liegt. Im Bereich steigender Skalenerträge wird das Ergebnis des VRS-Modells verwendet, in den anderen Bereichen das CRS-Modell<sup>14</sup> (vgl. Abbildung 34 und Abbildung 35). Im Endergebnis entsprechen die Effizienzwerte somit genau dem NDRS-Modell.

Bei der Stochastic Frontier Analyse (SFA) verwendet die Bundesnetzagentur einen linearen Funktionsansatz und die Normierung mit den Ausspeisepunkten. Es werden konstante Skalenerträge unterstellt. Der Fehlerterm wird als normalverteilt und der Ineffizienzterm als gestutzte Normalverteilung angenommen. Im aktuellen Effizienzvergleich (Basisjahr 2010) wurde dann allerdings die Ineffizienz nicht mehr mit einer gestutzten Normalverteilung ( $N_+(\mu, \sigma_u^2)$ ) sondern mit einer Exponentialfunktion abgebildet.

Im eigenen Modell wird die folgende Kostenfunktion verwendet (vgl. Formel 4.3).

$$y_i = x_i \boldsymbol{\beta} + (v_i + u_i) \quad 4.3$$

<sup>14</sup> CRS: Constant Returns to Scale („konstante Skalenerträge“)

Darin ist das Rauschen  $v_i$  standardnormalverteilt ( $N(0, \sigma_v^2)$ ) und die Kostenineffizienz  $u_i$  halbnormalverteilt ( $|N(0, \sigma_u^2)|$ ). Somit ergibt sich die SFA unter Zugrundelegung der oben genannten Parameter wie folgt (vgl. Formel 4.4). Die Variablendefinitionen sind bereits in Formel 3.10 auf Seite 76 beschrieben worden.

$$\frac{\text{Benchmarkrelevante Kosten}}{\text{AP}} = \alpha + \beta_1 \frac{\text{VF}}{\text{AP}} + \beta_2 \frac{\text{HL}}{\text{AP}} + \beta_3 \frac{\text{L}}{\text{AP}} + \beta_4 \frac{\text{Bev. 1995}}{\text{AP}} + \beta_5 \frac{\text{Bev. 2006}}{\text{AP}} + v_i + u_i \quad 4.4$$

#### 4.4.3 Beschreibung der Modell-Grundgesamtheit

Die Grundlagen zur Herleitung der Modell-Grundgesamtheit wurden in Abschnitt 4.4 erläutert. Es wurden aus dem gesamten Datenpool von über 700 Netzbetreibern 48 ausgewählt. Für diese Netzbetreiber konnten die erforderlichen Daten ermittelt werden und sie erfüllten ferner die gestellten Kriterien.

Das Verhältnis ‚Netzlänge‘ zu ‚Ausspisepunkte‘ zeigt Abbildung 66. Zusätzlich zu den in Abbildung 66 dargestellten Netzbetreibern sind zwei extrem große Netzbetreiber in der Datenbank enthalten. Sie sind der Übersichtlichkeit halber in Abbildung 66 nicht dargestellt. Einer dieser beiden Netzbetreiber verfügt über nahezu 400.000 und der andere über nahezu 690.000 Anschlusspunkte.

Aus dieser Übersicht ist zu erkennen, dass ein breites, repräsentatives Spektrum der Netzbetreiber in der Netzbetreiberdatenbank enthalten ist. Der kleinste Netzbetreiber hat nur ca. 2.300 Anschlusspunkte und eine Netzlänge von unter 200 km. Der betrachtete Beispielnetzbetreiber verfügt über fast 37.000 Anschlusspunkte und eine Netzlänge von etwas weniger als 1.700 km.

Ähnlich verhält es sich beim Verhältnis ‚versorgte Fläche‘ zu ‚Ausspisepunkte‘ (siehe Abbildung 67). Auch hier sind die beiden Ausreißer mit Ausspisepunkten größer 200.000 nicht abgebildet. In Summe umfasst die Netzbetreiberdatenbank eine Netzlänge (inklusive Hausanschlüsse) von mehr als 180.000 km.

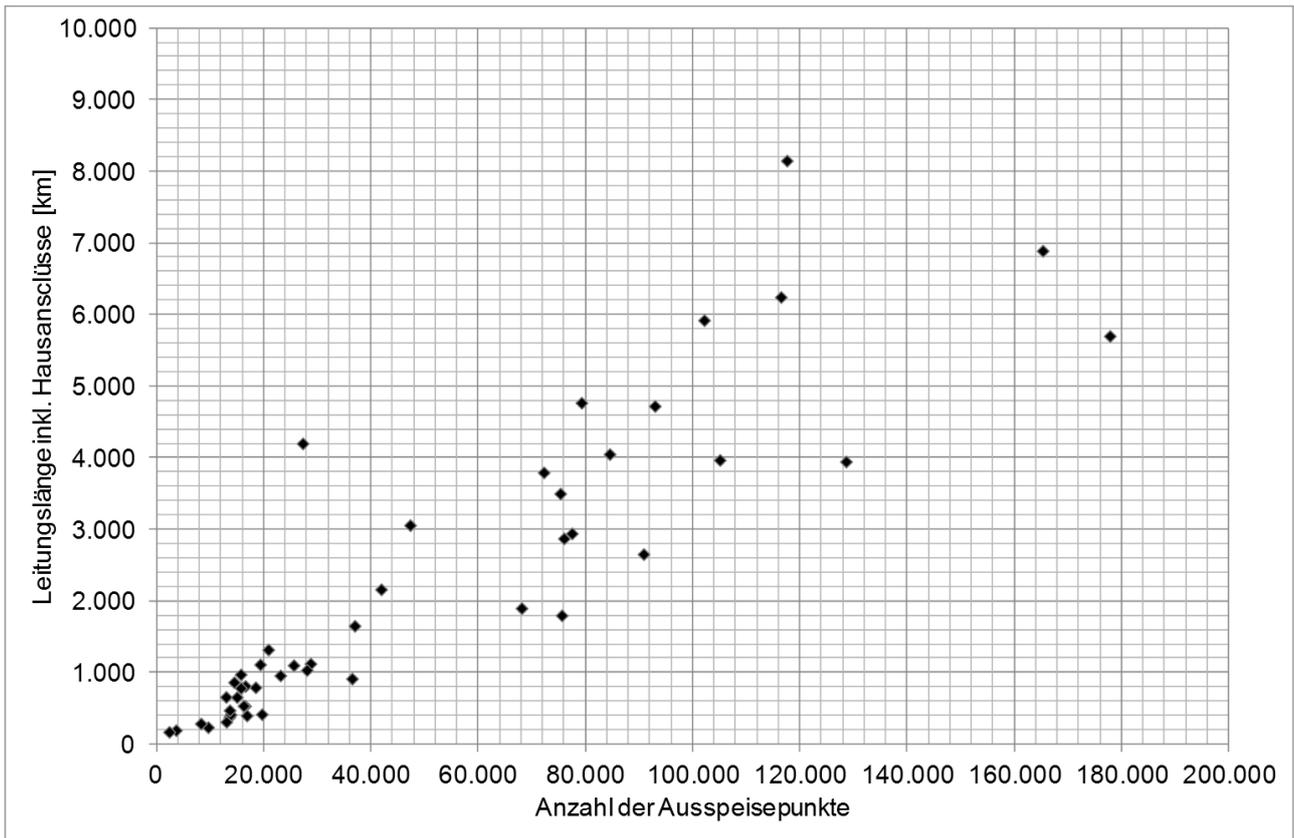


Abbildung 66: Größenverteilung (ohne Ausreißer) Netzlänge / Ausspeisepunkte in der Netzbetreiberdatenbank

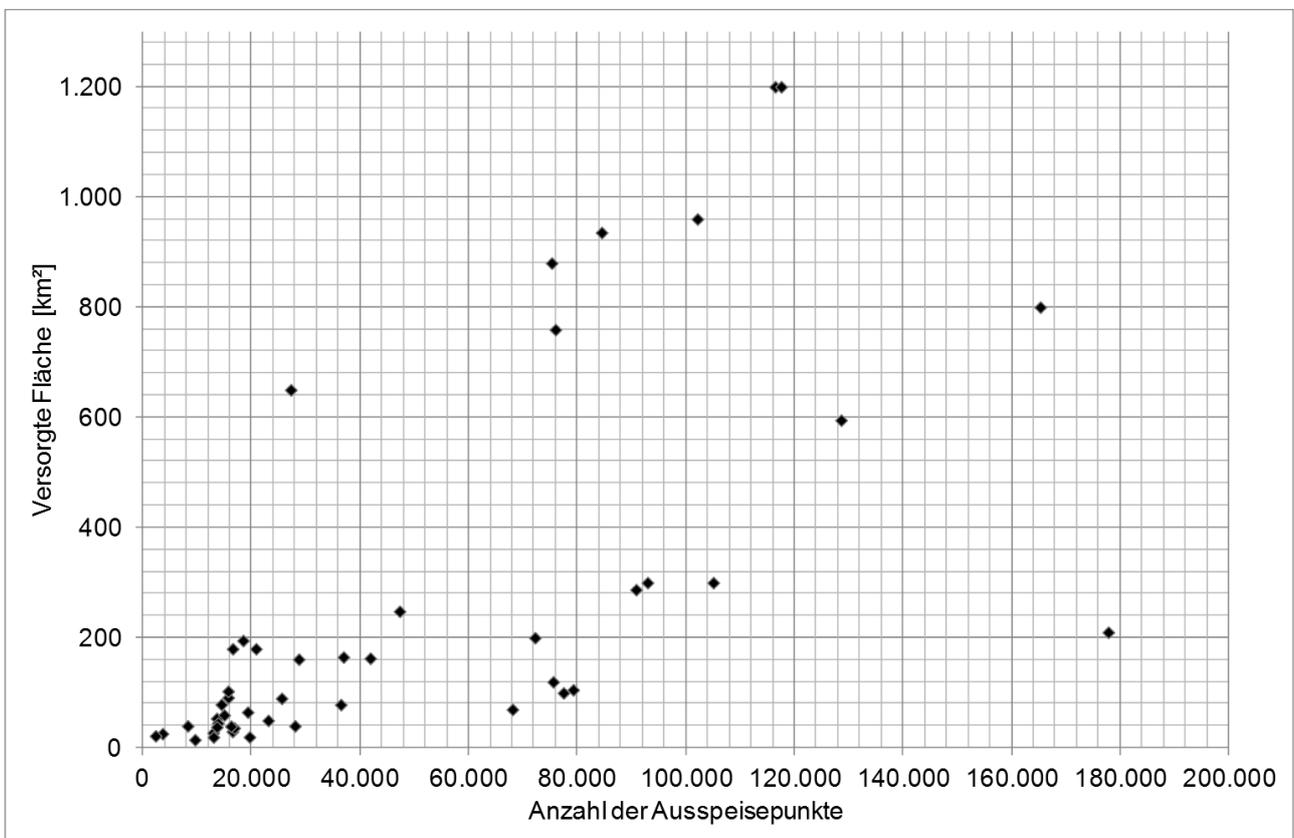


Abbildung 67: Größenverteilung (ohne Ausreißer) Versorgte Fläche / Ausspeisepunkte in der Netzbetreiberdatenbank

## 4.5 Verifizierung und Validierung des eigenen Modells

Das eigene Modell soll verschiedene Funktionen erfüllen. Eine grundlegende Funktion im Rahmen des Asset Management Tools ist die Modellierung des Alterungsverhaltens eines Gasverteilnetzes. Dabei sollen auch die Schadensentwicklungen der einzelnen Betriebsmittelgruppen hinreichend genau abgeschätzt werden. Ein weiterer Aspekt des Asset Management Tools ist die Berechnung verschiedener kaufmännisch-regulatorischer Größen. Hier sind insbesondere handelsrechtliche und kalkulatorische Abschreibungen sowie die Restwerte des Anlagevermögens, die schadensbedingten Betriebskosten, die zulässigen Erlöse unter Beachtung des zugrunde zu legenden Effizienzwertes und der aus den vorgenannten Größen zu errechnende Ertragswert zu nennen. Die dazu benötigte Effizienzwertentwicklung wird im Effizienztool bestimmt.

Im Rahmen der Verifikation des eigenen Modells sind dessen grundlegende methodische Funktionsfähigkeit bzw. die seiner einzelnen Module und deren Zusammenspiel nachzuweisen. Die Funktionsfähigkeit der Erneuerungssimulation und der Schadensprognose im Asset Management Tool (AMT) wird durch einen Ergebnisvergleich mit den Resultaten aus dem Programm KANEW<sup>15</sup> geprüft und sichergestellt. Durch die Verifikation des Simulationsalgorithmus ist noch nicht gewährleistet, dass die Alterungs- und Schadenssimulation richtige (auf den jeweiligen Netzbetreiber bezogene) und demzufolge valide Ergebnisse liefern. Dazu bedarf es eines Abgleichs mit der Schadensstatistik des betrachteten Netzbetreibers.

Die korrekte Berechnung der kaufmännisch-regulatorischen Größen wurde stichprobenartig im Rahmen von manuellen Vergleichsrechnungen (zum Beispiel die Ermittlung von kalkulatorischen oder handelsrechtlichen Abschreibungen / Restwerten im Rahmen der Implementierungsphase) geprüft und nachgewiesen. Ferner wurden alle Ergebnisse fortlaufend auf Plausibilität überprüft (z.B. durch Ergebnisvergleiche der untersuchten Szenarien).

Im Effizienztool werden im Rahmen von Forschungsarbeiten entwickelte Programme zur DEA- und SFA-Analyse genutzt. Die erhaltenen Ergebnisse werden stichprobenartig mit den Ergebnissen aus anderen Programmen gegenübergestellt. Dazu wird für die DEA der DEA-Solver der Firma Saitek verwendet, der in [34] enthalten ist. Für die SFA wird STATA<sup>16</sup> eingesetzt um Vergleichsresultate zu erhalten.

Die Validierung ist der Nachweis, dass die Modellergebnisse den realen Beobachtungen (zum Beispiel Messwerten) entsprechen und das Modell daher die Realität in ausreichender Form abzubilden vermag. Insbesondere ist dies notwendig für die selbst erstellte Netzbetreiberdatenbank und die Berechnungsergebnisse des Effizienztools, da diese zu einem Anteil auf selbst recherchierten Daten und verschiedenen Annahmen

---

<sup>15</sup> KANEW: Software der Firma 3S Consult GmbH, Garbsen

<sup>16</sup> StataCorp. 2013. Stata: Release 13. Statistical Software. College Station, TX: StataCorp LP.

basieren. Dazu werden die Modellergebnisse mit den Ergebnissen der Bundesnetzagentur verglichen.

Die schlussendliche Validierung des Gesamtmodells, beispielsweise der Schadensratenentwicklung, der technischen Nutzungsdaueransätze der einzelnen Werkstoffe und der Kostenentwicklungen unter Zugrundelegung der realen Kosten, kann aber nur im realen Unternehmen selbst, im Rahmen des Instandhaltungscontrollings in einem mehrjährigen Prozess erfolgen.

#### 4.5.1 Verifizierung AMT durch Vergleich mit Ergebnissen aus KANEW

Zur Verifizierung der Simulationsergebnisse werden die Ergebnisse des eigenen Modells mit den Ergebnissen aus KANEW gegenübergestellt. Dazu wurde ein Beispielnetz verwendet und sowohl mit dem eigenen Modell als auch mit KANEW unter Zugrundelegung gleicher Lebensdauerannahmen simuliert.

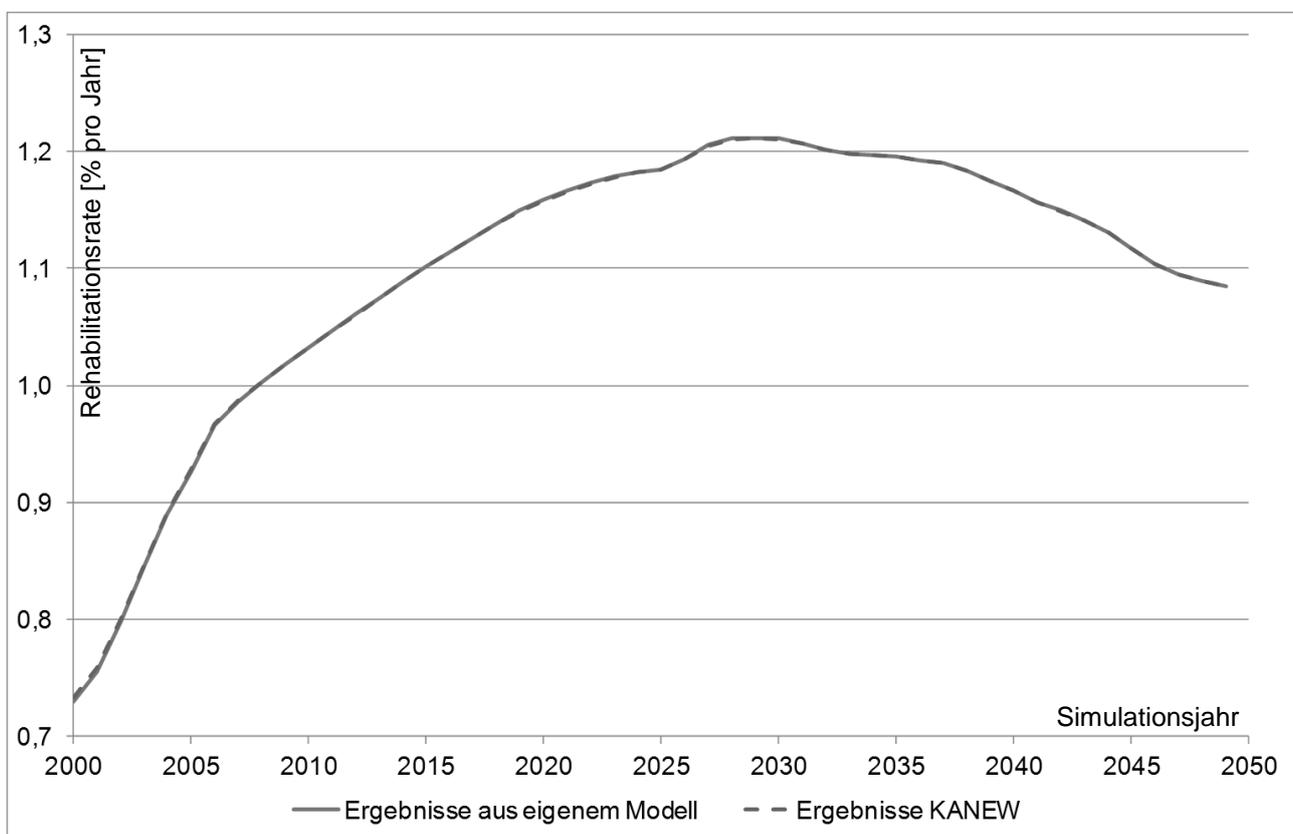


Abbildung 68: Vergleich der Rehabilitationsrate aus KANEW mit eigenem Modell

Die Simulation wurde in einem Zeitfenster von 2000 bis ins Jahr 2050 durchgeführt. Wie Abbildung 68 zu entnehmen ist, ergeben sich bis auf marginale Abweichungen identische Ergebnisse in beiden Berechnungen.

In der aktuellen KANEW-Version 5 ist keine Modellierung von Schäden mit Polynomfunktionen 2. Grades möglich. Ersatzweise wird daher ein sowohl in KANEW als auch im eigenen Modell enthaltener exponentieller Ansatz verwendet. Als Szenario wurde durchgängig in KANEW und im eigenen Modell die ‚Nichts-Tun-Strategie‘ betrachtet.

Abbildung 69 zeigt, auch für die Schadenssimulation, die Übereinstimmung der Ergebnisse aus KANEW mit den Ergebnissen des eigenen Modells.

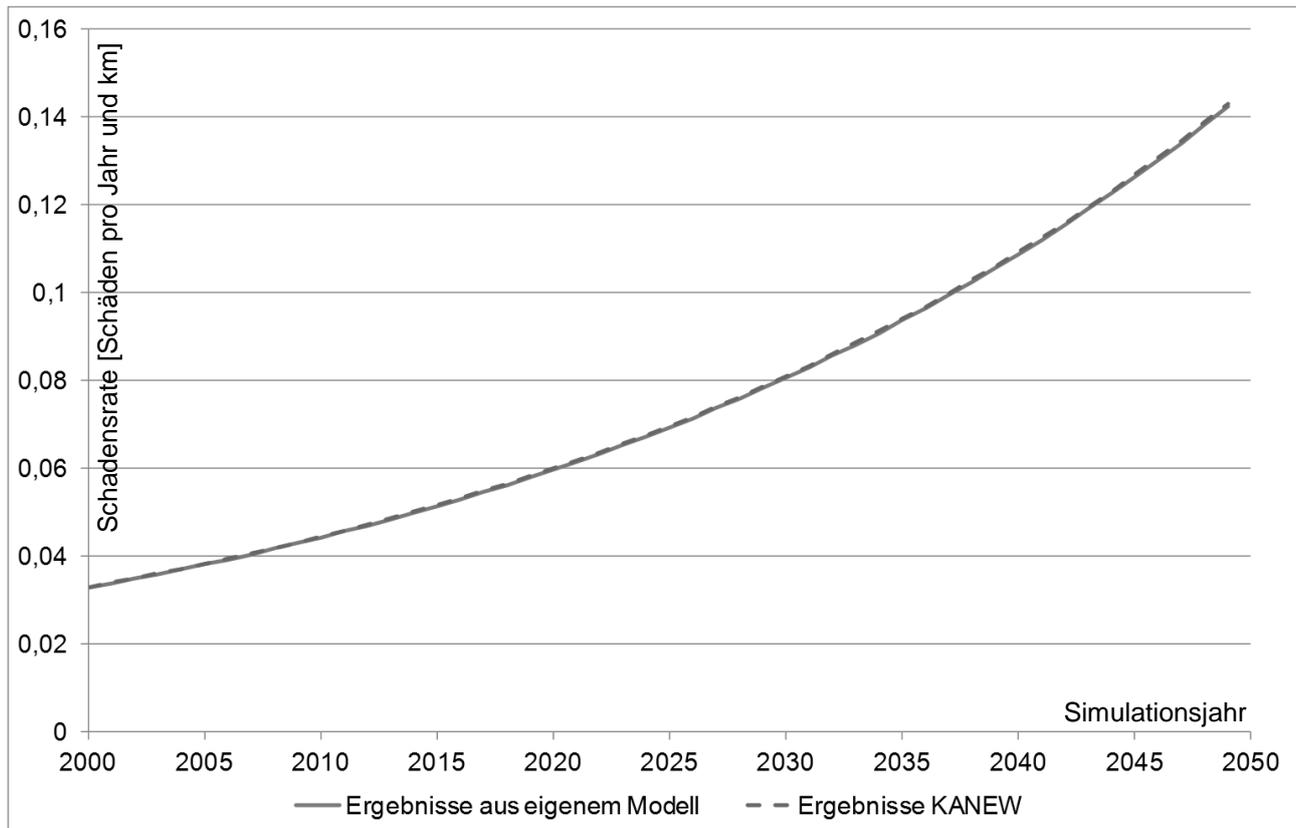


Abbildung 69: Vergleich der Schadensrate aus KANEW mit eigenem Modell; Nichts-Tun-Strategie; exponentieller Funktionstyp

#### 4.5.2 Verifizierung der Effizienzberechnungen durch Vergleich mit den Ergebnissen aus DEA-Solver und STATA

Zur Verifizierung der DEA- und SFA-Berechnungen wurden stichprobenartig vier Datensätze aus der Monte-Carlo-Analyse verwendet und für die DEA mit dem DEA-Solver aus [34] sowie für die SFA mit STATA (Version ‚smallSTATA 13‘) nachgerechnet.

Der Ergebnisvergleich der DEA zeigt eine nahezu exakte Übereinstimmung. Die Ergebnisse des eigenen Modells (berechnet mit DEAP 2.1) stimmen bei allen vier Datensätzen bei der Effizienzberechnung bis auf die 2. Nachkommastelle mit den Ergebnissen des Programms ‚DEA-Solver‘ überein.

Bei der SFA ergeben sich zwischen den Ergebnissen des eigenen Modells (berechnet mit FRONTIER 4.1) und den Vergleichsergebnissen in STATA geringfügige Abweichungen (siehe z.B. Abbildung 70). Weitere Vergleiche und Ausführungen finden sich in Anlage 1.

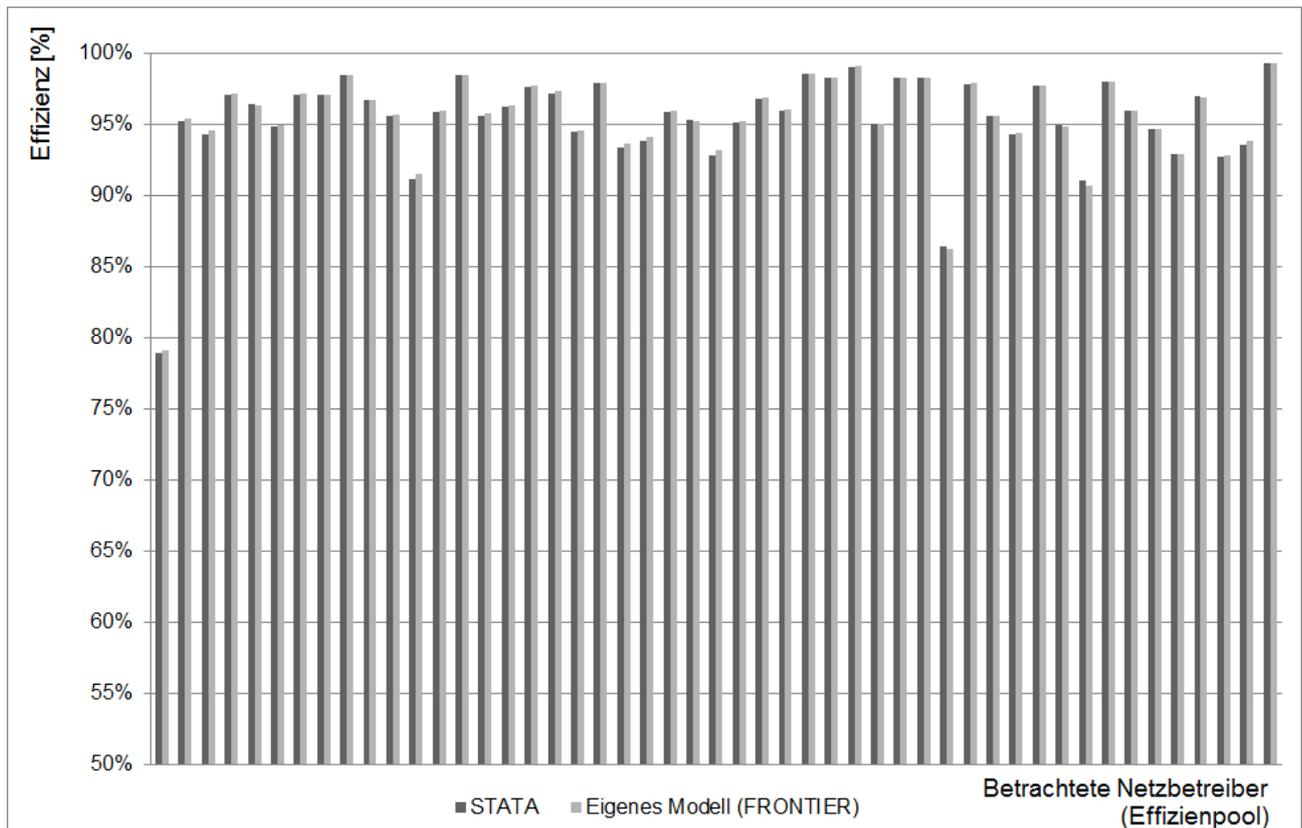


Abbildung 70: Vergleich der Ergebnisse des eigenen Modells (FRONTIER) mit STATA (Beispieldatensatz aus der 4. Regulierungsperiode, 1PZ-Strategie, Szenario 1)

Die Robustheit der Modelle wurde im Rahmen des Effizienzvergleiches der deutschen Gasnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur in [1], S. 71 ff. anhand einer Korrelationsanalyse zwischen den DEA- und den SFA-Ergebnissen weitergehend untersucht. Hier sollen analog die Korrelationskoeffizienten nach Pearson und nach Spearman für die DEA- und SFA-Ergebnisse des eigenen Modells berechnet werden. Das dazu notwendige Formelwerk und weitergehende Erläuterungen zu den verwendeten Korrelationskoeffizienten sind beispielsweise in [65] enthalten.

Für die in Abbildung 70 und die in Anlage 1 dargestellten, aus der Monte-Carlo-Analyse zufällig ausgewählten Datensätze, ergeben sich die in Tabelle 12 dargestellten Korrelationen.

DEA (eigenes Modell) vs. SFA (eigenes Modell)	Pearson	Spearman
Korrelation der Effizienzwerte (1. Regulierungsperiode)	0,549	0,514
Korrelation der Effizienzwerte (2. Regulierungsperiode)	0,589	0,496
Korrelation der Effizienzwerte (3. Regulierungsperiode)	0,608	0,523
Korrelation der Effizienzwerte (4. Regulierungsperiode)	0,633	0,523
Bundesnetzagentur in [1]	0,605	0,606

Tabelle 12: Korrelationsanalyse der Effizienzwerte DEA und SFA (eigenes Modell – zufällig gewählte Beispieldatensätze aus Monte-Carlo-Analyse)

Damit ergeben sich für das eigene Modell ähnlich robuste Werte wie im Effizienzvergleich der Bundesnetzagentur.

#### 4.5.3 Validierung der Ergebnisse des Effizienztools mit den Ergebnissen der BNetzA

In den Effizienzvergleich der Bundesnetzagentur waren 188 Gasverteilnetzbetreiber einbezogen. Es wurde eine inputorientierte DEA mit nicht fallenden Skalenerträgen angewendet (vgl. [1], 4.28). Ausreißer wurden vor Durchführung der DEA ermittelt und der Datensatz darum bereinigt. Für die SFA-Analyse wurde der lineare Funktionstyp in der normierten Variante angewendet (vgl. [1], 4.30). Es wurden konstante Skalenerträge angenommen. Die Anzahl der Ausspeisepunkte diente als Normierungsvariable.

Der Datensatz umfasste nach Bereinigung 184 Netzbetreiber (vgl. [1], 4.26). Die beiden gewählten Modelle (DEA, SFA) wurden einerseits mit den berechneten Kapitalkosten sowie andererseits mit standardisierten Kapitalkosten durchgerechnet (vgl. [1], 4.32). Die durchschnittliche Effizienz beim relevanten DEA-Modell mit berechneten Kapitalkosten betrug 0,778 und beim relevanten DEA-Modell mit standardisierten Kapitalkosten 0,771. Bei der SFA beträgt die durchschnittliche Effizienz beim Modell mit berechneten Kapitalkosten 0,836 und bei Modell mit standardisierten Kapitalkosten 0,824 (vgl. [1], 5.03).

Beim SFA-Modell war keines der 184 untersuchten Unternehmen 100 % effizient, beim relevanten DEA-Modell waren es bei der Betrachtung mit berechneten Kapitalkosten 25 Unternehmen und somit ca. 14 % der Grundgesamtheit, bei der Betrachtung mit standardisierten Kapitalkosten waren dies 28 Unternehmen und somit ca. 15 % der Grundgesamtheit (vgl. [1], 5.03). Durch die Anwendung des Best-of-Four-Ansatzes ergibt sich abschließend eine Durchschnittseffizienz von 0,873 (vgl. [1], 5.21).

Bei dem in dieser Arbeit verwendeten Modell wurden 49 Netzbetreiber (48 und der Beispielnetsbetreiber) betrachtet, und es ergeben sich für die DEA eine durchschnittliche Effizienz von 0,88 und bei der SFA von ebenfalls 0,88. Es sind 13 Unternehmen, die einen Effizienzwert von 100 % erhalten, was einem Anteil von 27 % der Grundgesamtheit

entspricht. Wie auch im Modell der BNetzA ergeben sich alle 100 % effizienten Unternehmen aus der DEA-Berechnung heraus.

	Mittelwert	Standardabweichung	Anzahl der Unternehmen auf der Effizienzgrenze (100% Effizienz)
Best-of-Four (Modell der BNetzA)	0,873	0,094	17% (31 von 184)
Eigenes Modell	0,913	0,080	27% (13 von 49)

Tabelle 13: Vergleich der Effizienzwerte der BNetzA mit eigenem Modell (1. Regulierungsperiode)

In Tabelle 13 sind die oben genannten Daten noch einmal zusammengefasst. Obwohl das Modell bekanntermaßen auf unterschiedlichen Outputgrößen im Rahmen der DEA- und SFA-Analyse basiert und darüber hinaus keine Standardisierung der Kapitalkosten berücksichtigt, so ergeben sich dennoch ähnliche Ergebnisse hinsichtlich des Mittelwertes der Effizienz sowie der Standardabweichung und der Anzahl der Unternehmen mit hundertprozentiger Effizienz.

Legt man im Modell für die 2. Regulierungsperiode zu Grunde, dass sich die Ineffizienz der anderen Netzbetreiber in 14 Jahren abbaut und vergleicht die auf dieser Annahme basierenden Ergebnisse des eigenen Modells mit den Ergebnissen des aktuellen BNetzA-Berichtes [61], so ergeben sich noch geringere Abweichungen (vgl. Tabelle 14).

	Mittelwert	Standardabweichung	Anzahl der Unternehmen auf der Effizienzgrenze (100% Effizienz)
Best-of-Four (Modell der BNetzA)	0,921	0,058	22% (41 von 186)*
Eigenes Modell	0,932	0,064	27% (13 von 49)

\* ohne Berücksichtigung von Ausreißern

Tabelle 14: Vergleich der Effizienzwerte der BNetzA mit eigenem Modell (2. Regulierungsperiode) - Ineffizienzabbau in 14 Jahren im eigenen Modell

Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Outputparameter im Effizienzvergleich sowie die Methodik der SFA im Vergleich zum Effizienzvergleich 2008 wesentlich geändert haben. Daher ist das eigene Modell zum einen durchaus als valide zu bezeichnen, andererseits reagiert das Modell aber auch robust auf Änderungen bei der Parameterauswahl oder auch bei Änderungen der Effizienzberechnungsmethodik.

Im Szenario 1 in Abbildung 62, also einem Abbau der Ineffizienz innerhalb eines vierzehnjährigen Zeitraums, ergeben sich für die 1. und 2. Regulierungsperiode durchschnittliche Effizienzwerte von knapp über 90 %. Auf ihrer Homepage hat die Bundesnetzagentur die Effizienzwerte für das ‚Vereinfachte Verfahren‘ veröffentlicht. Diese Effizienzwerte können kleinere Netzbetreiber, die unter eine bestimmte Größenordnung fallen, alternativ zum regulären Verfahren wählen. Die dann zugeteilten Effizienzwerte basieren nicht auf einer individuellen Effizienzberechnung, sondern es

handelt sich um Effizienzwerte, die den Durchschnittswerten im regulären Effizienzvergleich der vorangegangenen Regulierungsperiode entsprechen<sup>17</sup>.

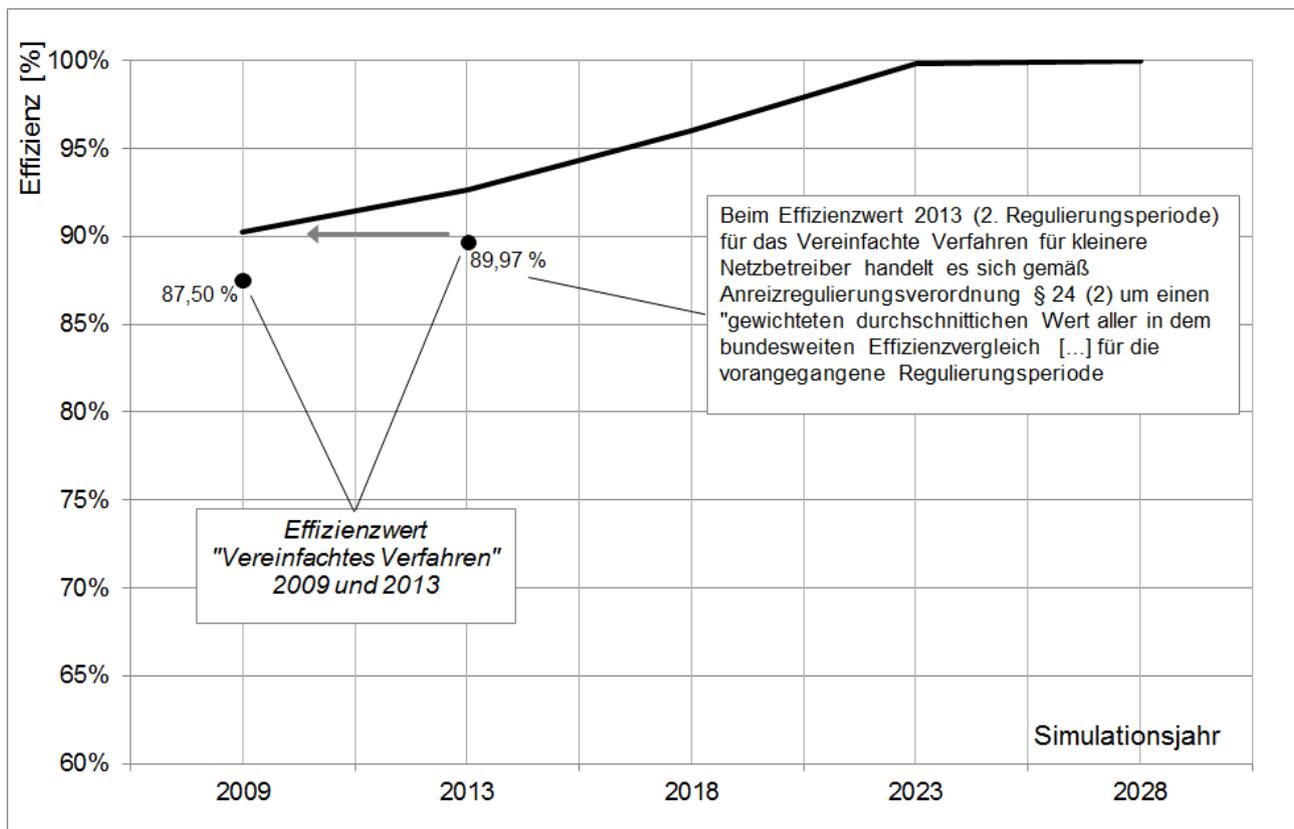


Abbildung 71: Angesetzte Effizienzentwicklung im Szenario 1 (Abbau in 14 Jahren) und Vergleich mit den Effizienzwerten im Vereinfachten Verfahren

In Abbildung 71 sind diese Effizienzwerte für das ‚Vereinfachte Verfahren‘ für die 1. und 2. Regulierungsperiode eingetragen und werden mit der Effizienzentwicklung des eigenen Modells im Szenario 1 verglichen. Dabei wird die hohe Übereinstimmung des eigenen Modells mit dem durch die Bundesnetzagentur ermittelten Wert deutlich. Die Effizienzwerte im Vereinfachten Verfahren liegen infolge des Zeitverzugs unterhalb der durchschnittlichen Effizienz im Regulären Verfahren.

In den späteren Anwendungsbeispielen wird ergänzend eine Monte-Carlo-Analyse durchgeführt, in der die Effizienzentwicklung der einzelnen Netzbetreiber als normalverteilte Größe streut. Es lässt sich zeigen, dass die Monte-Carlo-Analyse keinen nennenswerten Einfluss auf den Verlauf der mittleren Effizienzentwicklung hat (vgl. Tabelle 15). Dazu wird eine Szenario-Berechnung ausgewählt (hier: Szenario 1, OPZ-Strategie). Für jede der 200 Berechnungen wird pro Regulierungsperiode die durchschnittliche Effizienz aller 49 Netzbetreiber bestimmt. Aus diesen 200 Durchschnittseffizienzwerten werden das Maximum, der Mittelwert und das Minimum in Tabelle 15 für die 2. bis 5. Regulierungsperiode eingetragen.

<sup>17</sup> Der Ansatz des Durchschnittswertes der vorangegangenen Regulierungsperiode gilt ab der 2. Regulierungsperiode (siehe § 24 ARegV)

		2. Regulierungsperiode 2013	3. Regulierungsperiode 2018	4. Regulierungsperiode 2023	5. Regulierungsperiode 2028
Ergebnisse Monte-Carlo-Analyse (Mittelwerte aus 200 Durchgängen)	Maximum	92,8%	96,3%	99,5%	99,8%
	Mittelwert	92,7%	95,9%	99,3%	99,8%
	Minimum	92,6%	95,7%	99,0%	99,8%
Vergleichswert gemäß Abbildung 71		92,7%	96,0%	99,9%	100,0%

Tabelle 15: Vergleich Effizienzentwicklung Monte-Carlo-Analyse mit ‚starrem‘ Verlauf (Szenario 1)

Die Monte-Carlo-Analyse verhält sich somit wie gewünscht: Sie erhält einerseits die Tendenz des Szenarios (entsprechend Abbildung 71), führt aber innerhalb des Szenarios zu unterschiedlichem individuellen Verhalten der einzelnen Netzbetreiber.

Für die Details zur Monte-Carlo-Analyse und die daraus resultierenden Aspekte zur Validität der Ergebnisse des eigenen Modells und der berechneten Beispiele wird auf Kapitel 5.4.1 sowie auf Anlage 2 verwiesen.

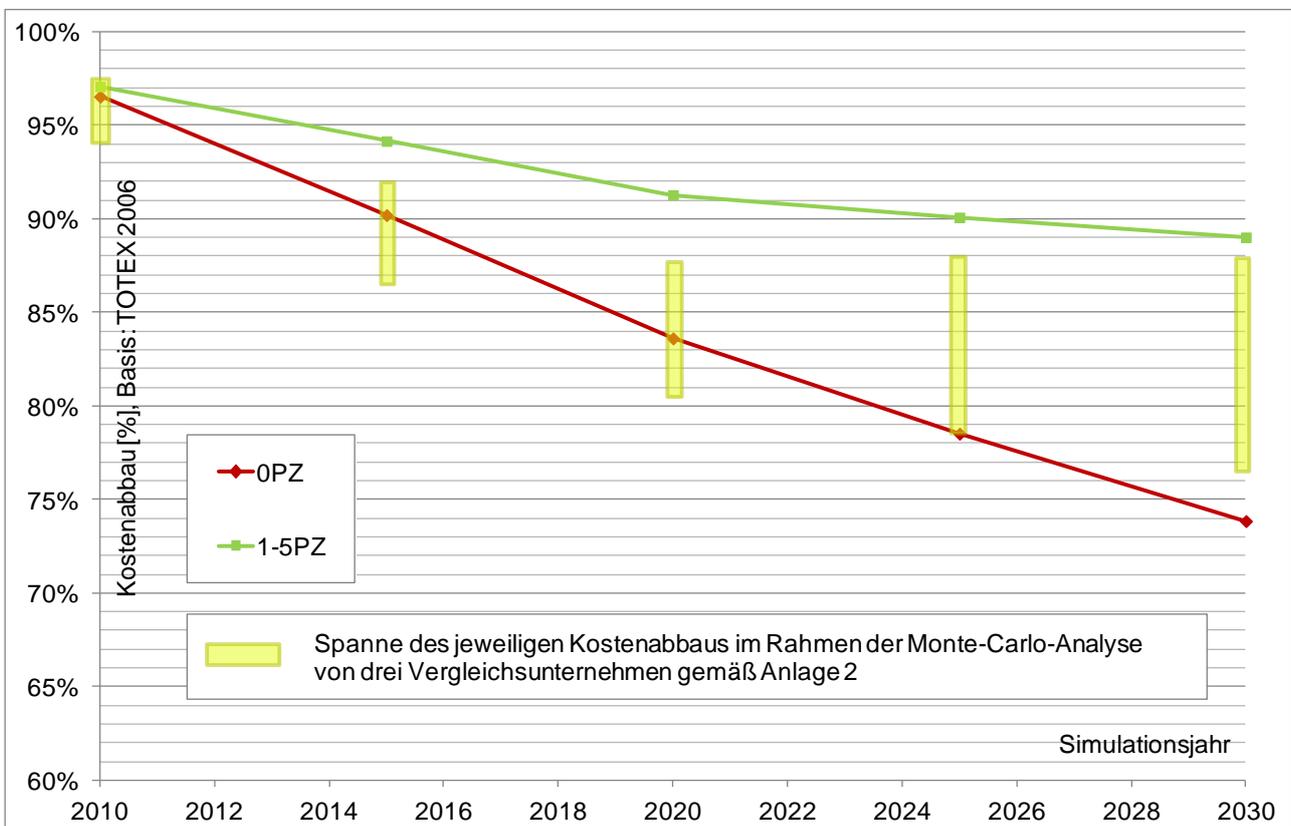


Abbildung 72: Kostenabbau (kalkulatorisch, TOTEX) und Ansätze in Monte-Carlo-Analyse (beispielhaft gemäß Anlage 2)

In Abbildung 72 ist für den betrachteten Beispielnetsbetreiber und die in Anlage 2 beschriebenen Vergleichsunternehmen die Entwicklung des Kostenabbaus dargestellt. In der 2. Regulierungsperiode (Basisjahr 2010), der 3. Regulierungsperiode (Basisjahr 2015) und der 4. Regulierungsperiode (Basisjahr 2020) streuen die Werte eher um die OPZ-Strategie. In den beiden darauffolgenden Regulierungsperioden liegen die Spannen zwischen der OPZ- und der 1-5PZ-Strategie. Damit ist deutlich, dass die angesetzte

Normalverteilung im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse realistische Spannen des individuellen Verhaltens der anderen Netzbetreiber erzeugt. Die Normalverteilung zur Streuung des unternehmensindividuell variierenden Kostenabbaus gemäß Abbildung 78 erzeugt somit sinnvolle Ergebnisse.

Neben den oben beschriebenen statistischen Kennzahlen (Mittelwert, Standardabweichung, usw.) ist auch die grundsätzliche Effizienzverteilung der Grundgesamtheit im eigenen Modell, im Vergleich zur Grundgesamtheit der Bundesnetzagentur, zu betrachten. Diesbezügliche, weitergehende Informationen befinden sich in Anlage 3.

## **5 Anwendung des eigenen Modells auf einen Beispielnetzbetreiber**

### **5.1 Allgemeines**

Das in Abschnitt 4 vorgestellte eigene Modell soll nun auf einen Beispielnetzbetreiber angewendet werden. Für den Beispielnetzbetreiber werden im Rahmen verschiedener Szenarien die Rehabilitationsstrategie, die Kosten- und Erlösänderungen und die Effizienzentwicklung simuliert.

Insbesondere bei den Effizienzberechnungen ist zu beachten, dass es sich um individuelle Ergebnisse des betrachteten Beispielnetzbetreibers handelt. Dieser Beispielnetzbetreiber hat in allen Effizienzberechnungen seine maximale Effizienz bei der SFA-Analyse. Bei einem anderen Netzbetreiber, der beispielsweise seine maximale Effizienz im Rahmen der DEA-Analyse erhält oder über besondere gebietspezifische Merkmale verfügt, können die Ergebnisse stark abweichend sein. Auch gelten die Ergebnisse nicht für das vereinfachte Verfahren im Sinne der ARegV. Daher muss, um Aussagen für ein beliebiges Unternehmen erhalten zu können, jeweils eine individuelle Berechnung durchgeführt werden. Insofern sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich bei den nachfolgenden Ausführungen um beispielhafte Betrachtungen zu einem speziellen Gasnetzbetreiber handelt.

### **5.2 Vorstellung des Beispielnetzbetreibers**

Der Beispielnetzbetreiber wurde bereits zur Erläuterung des eigenen Modells in Abschnitt 4 teilweise vorgestellt. Daher wird im Folgenden auf die in Abschnitt 4 dargestellten Abbildungen verwiesen. Der Beispielnetzbetreiber ist an die Daten eines realen Netzbetreibers angelehnt.

#### **5.2.1 Rohrnetzbestand**

Der Rohrnetzbestand im Jahr 2009 ist in Abbildung 47 dargestellt. Demnach begann der Netzaufbau ca. 1950 mit dem Aufbau eines ersten Netzbereiches. Hierzu wurden Leitungen der Betriebsmittelgruppe ‚Stahl mit bituminiertes Umhüllung‘ (ST-BIT) verwendet. Dieser Leitungstyp besitzt eine Umhüllung, die aus einem Grundanstrich und einer darauf folgenden Schicht aus Bitumen und Glasvlies besteht (siehe [92], S.71).

Dieser Periode schloss sich ab Ende der 1960‘er Jahre eine Phase an, in der vornehmlich PE-umhüllte Stahlrohre (ST-PE) - zum Teil kathodisch geschützt (ST-PE-KKS) - und geringe Anteile an PVC-Leitungen (PVC) verbaut worden sind.

Zu Beginn der 1980er-Jahre wurde der Bau von metallischen Leitungen in nennenswertem Umfang durch den Bau von Rohren aus Polyethylen (PE) abgelöst. Zunächst waren dies Rohre aus ‚PE 80‘ und ab ca. 2000 aus ‚PE 100‘. Rohren aus ‚PE 100‘ schreibt man im Vergleich zu Rohren aus ‚PE 80‘ einen erhöhten Widerstand gegen schnelle Rissfortpflanzung, eine höhere Zeitstandinnendruckfestigkeit und daraus resultierend eine

höhere Lebensdauer von mehr als 100 Jahren zu (siehe [92], S.75). PE-Rohre der 1. Generation (PE 63) wurden bei dem betrachteten Beispielnetzbetreiber nicht verbaut.

Der Rohrnetzbestand beträgt im Simulationszeitraum konstant 1.041 km.

### 5.2.2 Lebensdauerannahmen

Es werden zunächst drei unterschiedliche Szenarien betrachtet: eine 0PZ- bzw. ‚Nichts-Tun-Strategie‘, eine 1PZ- bzw. ‚Zustandsstrategie‘ und eine 1-5PZ- bzw. ‚Präventivstrategie‘. Abhängig von den Ergebnissen der Simulationsrechnungen werden unter Umständen im Rahmen des iterativen Prozesses auch noch weitere Rehabilitationsstrategien mit anderen Lebensdauerannahmen betrachtet.

Die Lebensdauerannahmen des optimistischen Ansatzes, der hier der ‚Zustandsstrategie‘ entspricht, sind bereits in Tabelle 6 angegeben worden. Die Lebensdauerannahmen und Parameter im Herz-Modell des pessimistischen Ansatzes (‚Präventivstrategie‘) zeigt Tabelle 16.

	$t_{100}$	$t_{50}$	$t_{10}$	a	b	c
ST-PE	25	50	80	3,37	0,07	25
ST-BIT	20	40	60	6,00	0,10	20
ST-PE-KKS	40	70	100	6,00	0,07	40
PE 80	20	40	60	6,00	0,10	20
PE 100	30	70	100	6,00	0,07	40
PVC	20	35	50	6,00	0,14	20

Tabelle 16: Parameter der Herzfunktion (pessimistischer Lebensdaueransatz)

### 5.2.3 Parameter der Schadensprognose

Es werden die in Abschnitt 4.2.2 vorgestellten polynomialen Funktionen 2-Grades zur Simulation der Schäden verwendet. Die entsprechenden Parameter sind in Tabelle 9 dargestellt.

Aus Abbildung 49 lässt sich erkennen, dass die Schadensanfälligkeit bei der Betriebsmittelgruppe PVC am höchsten eingeschätzt wird. Danach folgen ‚PE 80‘ und bitumentumhüllte Stahlleitungen. Am wenigsten schadensanfällig sind kathodisch geschützte Stahlleitungen und Leitungen aus ‚PE 100‘.

## 5.3 Erneuerungsstrategie

Es werden drei unterschiedliche Erneuerungsstrategien betrachtet. In der so genannten ‚Nichts-Tun-Strategie‘ wird vollständig auf Rehabilitation verzichtet. In der ‚Präventivstrategie‘ werden durchschnittlich ca. 1,5 % pro Jahr bezogen auf die vorhandene Netzlänge rehabilitiert. Hinzu kommt eine Strategie, die sich zwischen diesen beiden Extremen bewegt, in der ca. 1 % durchschnittlich pro Jahr rehabilitiert wird.

### 5.3.1 Rehabilitationsraten

Die Anwendung der oben genannten Lebensdauerannahmen führt zu den in Abbildung 73 dargestellten Rehabilitationsraten im Zeitraum von 2010 bis 2070.

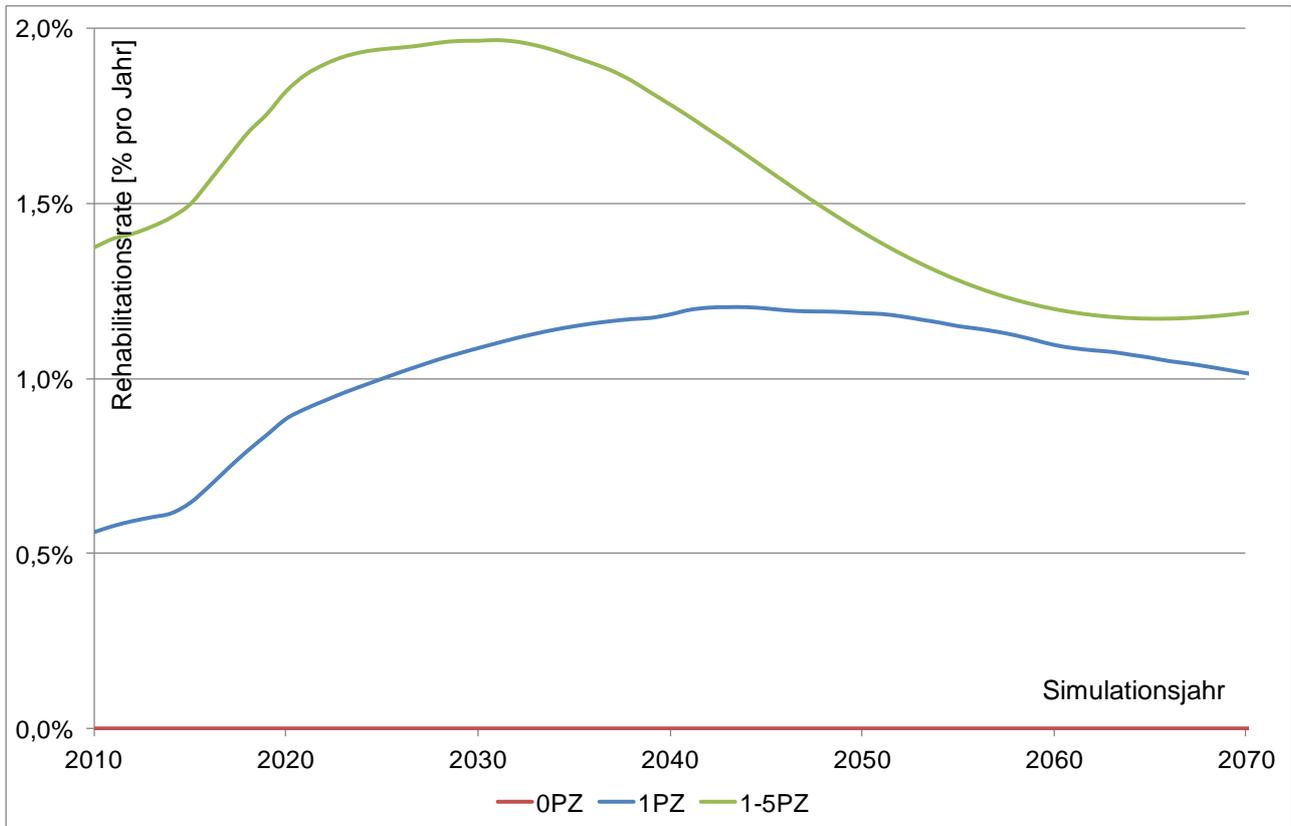


Abbildung 73: Rehabilitationsraten

Die mittelfristig hauptsächlich zu rehabilitierenden Betriebsmittelgruppen sind PVC, ST-PE, PE 80 und ST-BIT, wie Abbildung 48 und Abbildung 74 zu entnehmen ist.

Die Lebensdauerannahmen zu den modernen Werkstoffen (z.B. PE 100) sind dabei mit hohen Unsicherheiten behaftet, da noch keine langen Betriebsmittelerfahrungen vorliegen. Daher müssen die Lebensdauerannahmen durch kontinuierliche oder turnusmäßige Fortschreibungen des Rehabilitationskonzeptes stets einer Aktualisierung unterzogen werden.

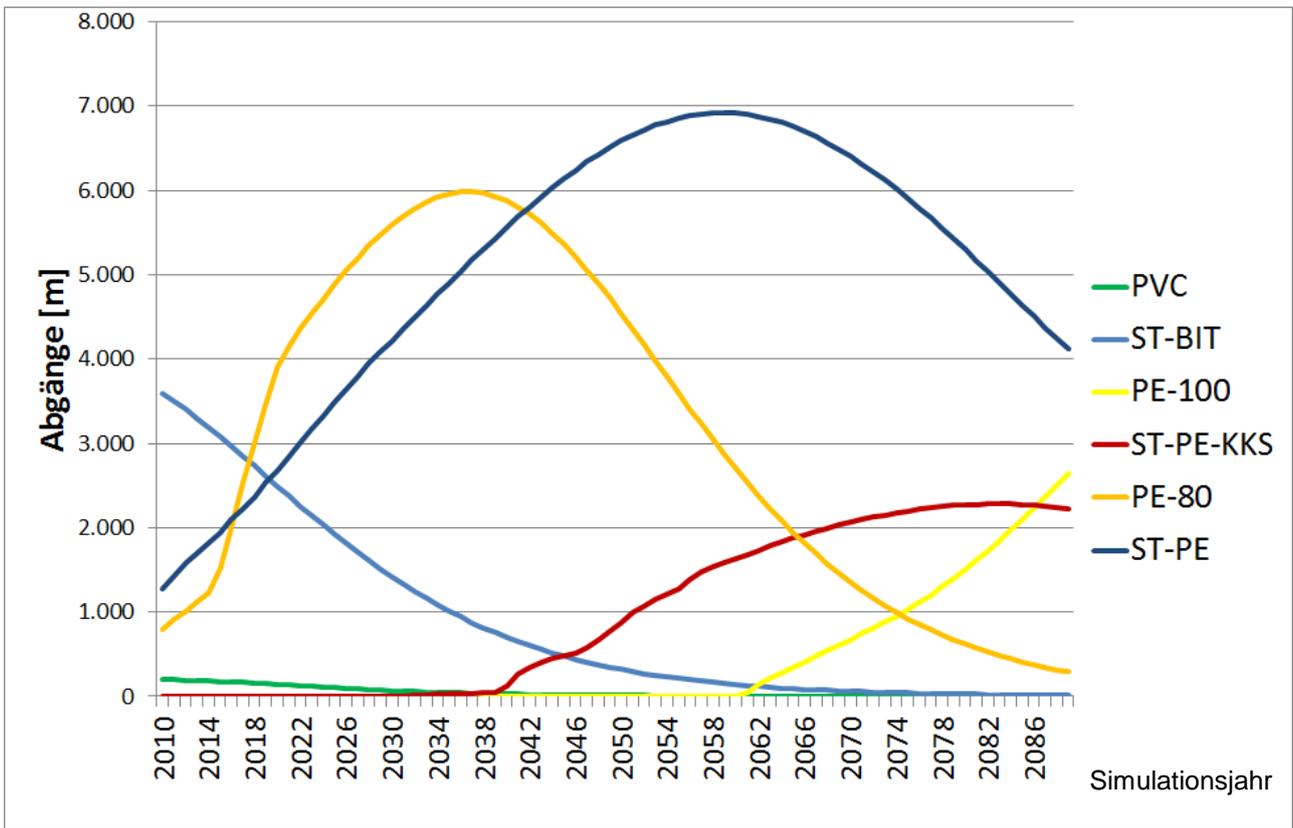


Abbildung 74: Erneuerungen, materialspezifisch, Zustandsstrategie (1PZ)

### 5.3.2 Verlauf der Schadensraten

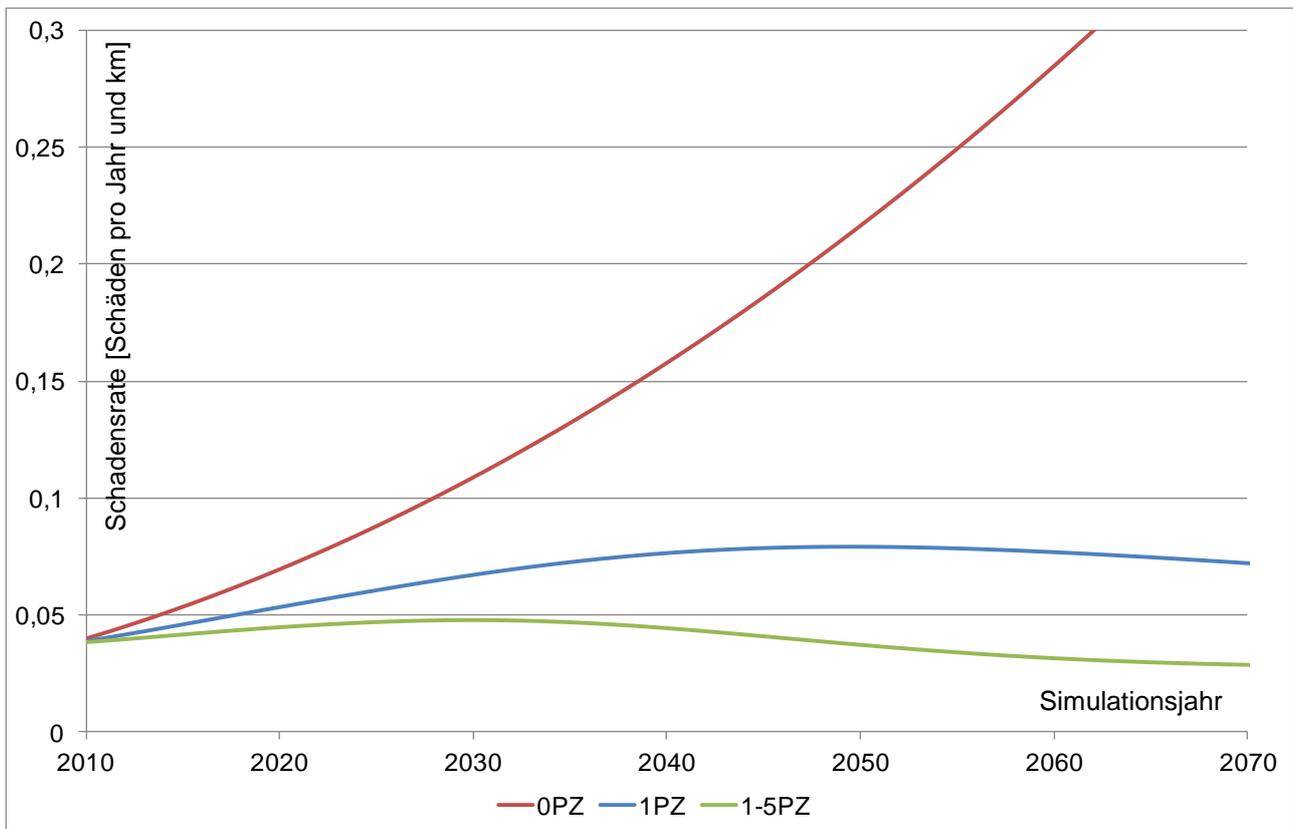


Abbildung 75: Entwicklung der Schadensraten

Abhängig von den Rehabilitationsraten ergeben sich unterschiedliche Verläufe der Schadensraten im betrachteten Beispielnetz (siehe Abbildung 75).

Wie zu erwarten, verbleiben die Schadensraten bei der präventiv angelegten 1-5PZ-Strategie auf sehr niedrigem Niveau ( $< 0,05$  Schäden pro Jahr und Kilometer). Bei der 1PZ-Strategie steigt die Schadensrate bis etwa zum Jahr 2050 weiter an, verbleibt aber nachhaltig unterhalb von  $0,1$  Schäden pro Jahr und Kilometer.

Lediglich bei der 0PZ-Strategie steigt die Schadensrate kontinuierlich an und übersteigt ca. im Jahr 2028 die Schwelle von  $0,1$  Schäden pro Jahr und Kilometer. Dies entspräche 104 Schäden pro Jahr im gesamten Netzgebiet des Beispielnetzbetreibers.

Die Verteilung der Schäden auf die jeweiligen Betriebsmittelgruppen zeigen Abbildung 50 und Abbildung 76.

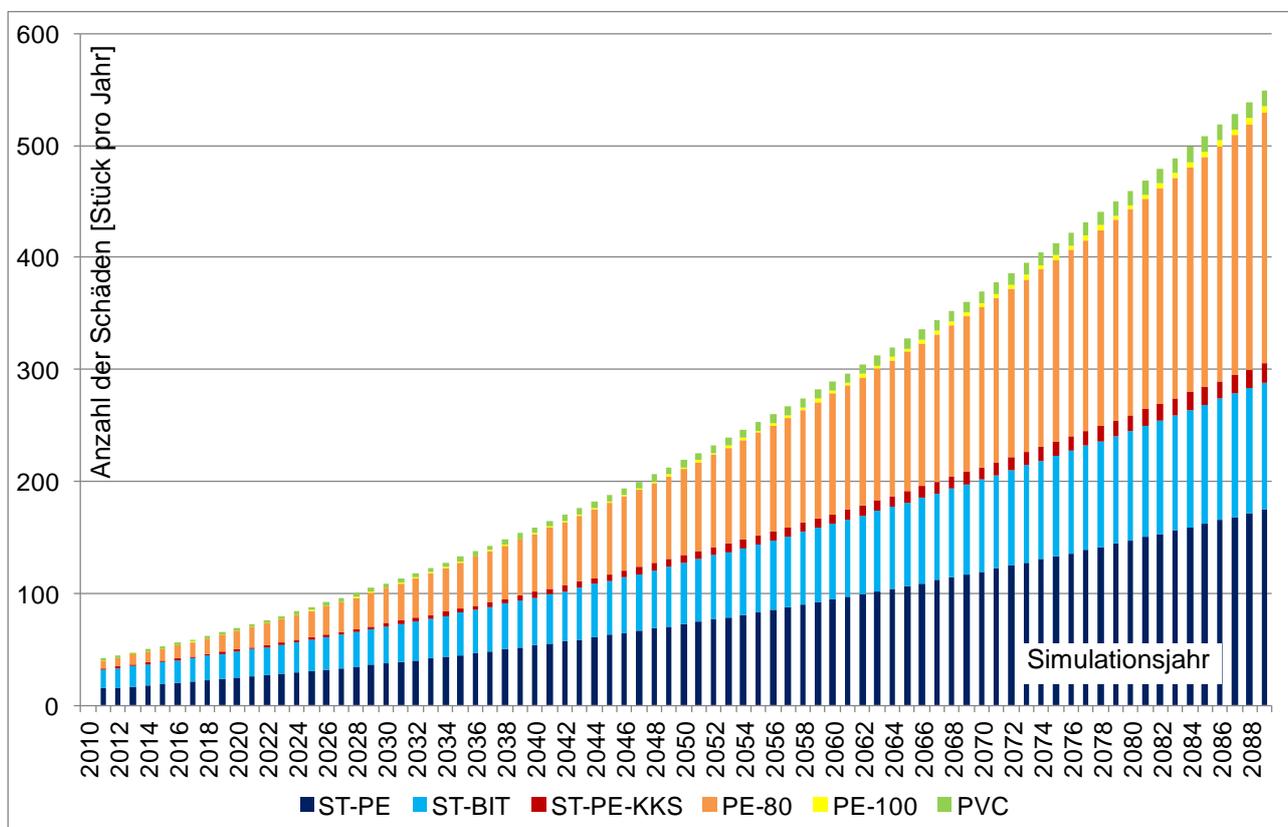


Abbildung 76: Entwicklung der Schäden, materialspezifisch, 0PZ

Bei der 1-5PZ-Strategie macht sich bereits mittelfristig der starke Abbau der Betriebsmittelgruppen ST-BIT und PE 80 bemerkbar. Hingegen tragen diese beiden Betriebsmittelgruppen bei der ‚Nichts-Tun-Strategie‘ (0PZ-Strategie) im Jahr 2030 nahezu 60 % zum Gesamtschadensaufkommen bei.

Die Prognosegüte der Schadensratenverläufe steigt mit zunehmender Betriebsmittelerfahrung. Je mehr Schadensinformationen zu einer Betriebsmittelgruppe vorliegen, umso genauer werden selbstverständlich die Prognosen. Insofern dürfen auch hier insbesondere die Verläufe der modernen, bisher schadensunauffälligen Werkstoffe

PE 100 und ST-PE-KKS nicht als sichere Größen unterstellt werden. Sie unterliegen einer statistischen Unsicherheit. Diese Unsicherheiten müssen bei der Umsetzung anhand realer Unternehmensdaten kontinuierlich bewertet und bei Bedarf korrigiert werden.

Je nach gesetzten Qualitätsmaßstäben muss die Instandhaltungsstrategie im Rahmen des iterativen Prozesses weiter angepasst und optimiert werden. Darauf wird in Abschnitt 6.5 noch näher eingegangen.

### 5.3.3 Verlauf der Kosten

Die erforderlichen Annahmen sind in Abschnitt 4.4.1 beschrieben. Unter Zugrundelegung dieser Annahmen ergeben sich die in Abbildung 77 dargestellten Kostenverläufe. Dargestellt sind die TOTEX, d.h. die Summe aus beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen. Zur Bestimmung des Prozentwertes werden als Bezugswert die TOTEX im Basisjahr 2006 angesetzt.

Der OPEX-Abbau (ohne schadensbedingten Anteil) wurde bei allen drei Rehabilitationsalternativen identisch angesetzt, so dass sich die Differenzen ausschließlich aus den unterschiedlichen Rehabilitationsaktivitäten (CAPEX-Änderungen) sowie den Instandhaltungsaufwendungen für die Reparatur der Schäden ergeben (durchgezogene Linien).

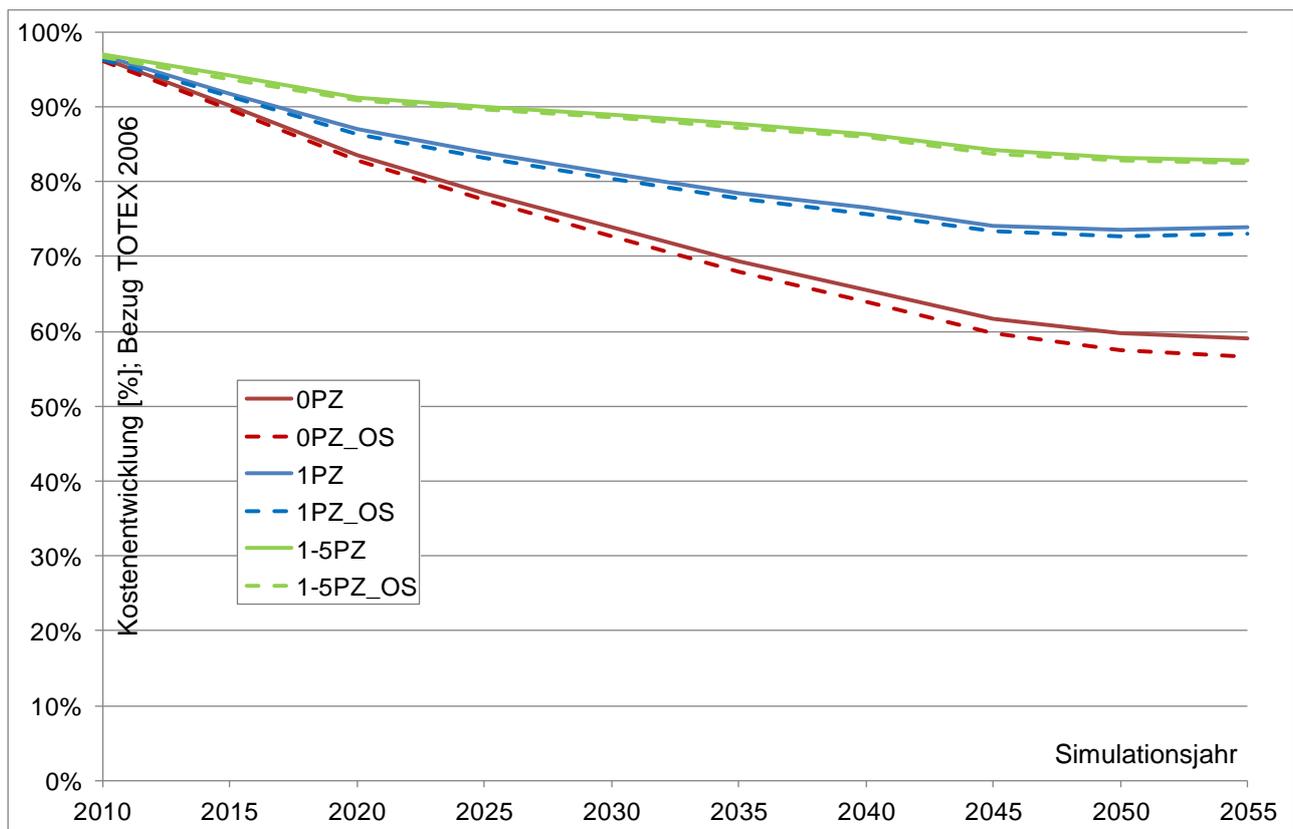


Abbildung 77: Kostenentwicklung - Vergleich der drei alternativen Erneuerungsstrategien; inkl. Darstellung der Funktionsverläufe OHNE Berücksichtigung der Kosten aus Schäden (0PZ\_OS; 1PZ\_OS; 1-5PZ\_OS)

Nimmt man den schadensabhängigen Anteil an den TOTEX heraus, so ergibt sich der in Abbildung 77 gestrichelt dargestellte Funktionsverlauf.

Deutlich erkennbar ist der geringe Einfluss der Schadensentwicklung auf die TOTEX. Lediglich in der OPZ-Strategie ist in mehreren Jahrzehnten ein Einfluss erkennbar. Die schadensbedingten Kosten sind somit im Vergleich zu den TOTEX vernachlässigbar. Hingegen unterscheiden sich die TOTEX infolge der gewählten Rehabilitationsstrategie deutlich. Bei ausschließlicher Kostenorientierung ist somit die OPZ-Strategie als ‚kostenoptimal‘ zu bezeichnen, obwohl sie den größten Anteil an schadensbedingten Kosten beinhaltet. Die Kosten pro Schaden sind hier pauschal mit 2.000 € angesetzt. Hier wäre individuell zu prüfen, ob dies den tatsächlichen Schadenskosten des betrachteten Netzbetreibers entspricht. Ggf. steigen ab einer gewissen absoluten Schadensanzahl die Verwaltungskosten oder die Kosten für eine zusätzliche Personalvorhaltung (beispielsweise für einen zusätzlichen Bereitschaftsdienst). In diesem Fall wären die spezifischen Schadenskosten zu korrigieren. Allerdings dürfte sich die Grundaussage – nämlich der geringe Einfluss der schadensabhängigen Kosten – dadurch nicht ändern.

#### **5.4 Entwicklung von Effizienz und Kostenstruktur**

Das Handeln der anderen Netzbetreiber ist nicht bekannt. Die daher unklare Entwicklung des Marktumfeldes bewirkt, dass selbst bei Klarheit über das eigene Handeln der mögliche Verlauf der eigenen Effizienz nicht sicher vorhergesagt werden kann. Um dennoch Aussagen zur Vorteilhaftigkeit einer Rehabilitationsstrategie machen zu können, werden im Folgenden verschiedene Umweltzustände – also u.a. unterschiedliches Verhalten der anderen Netzbetreiber – untersucht.

Es werden die in Abbildung 62 dargestellten vier Szenarien betrachtet, die in Abschnitt 4.4.1 bereits vorgestellt worden sind. Die vier Szenarien berücksichtigen unterschiedliche Entwicklungen des Marktumfeldes und reichen von einem ‚schlaffen‘ bis hin zu einem ‚ambitionierten‘ Verhalten der anderen Netzbetreiber. Ferner wird in zwei Szenarien darüber hinaus unterstellt, dass auch die 100 % effizienten Netzbetreiber noch eine weitere Kostenreduktion von 2 % pro Regulierungsperiode realisieren können.

Mit großer Wahrscheinlichkeit werden sich aber nicht alle Netzbetreiber exakt entlang dieser vorgegebenen Pfade entwickeln. Vielmehr ist zu vermuten, dass sie sich lediglich im Durchschnitt so verhalten und es durchaus zu Abweichungen nach oben und unten kommen wird. Es ist unsicher, wie sich ein solches Verhalten auf den Effizienzvergleich auswirken kann.

Daher wird im Rahmen einer Monte-Carlo-Analyse jedem Netzbetreiber anhand einer Normalverteilung ein bestimmtes Entwicklungsfenster eingeräumt. Pro Szenario gibt es daher eine über die Unterscheidung in Szenarien hinausgehende, besonders positive bzw. besonders negative Konstellation der anderen Netzbetreiber für den Effizienzwert des betrachteten Beispielnetsbetreibers.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Szenarien die grundlegende Entwicklungstendenz des Marktumfeldes beschreiben und im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse das unterschiedliche Verhalten der einzelnen Netzbetreiber berücksichtigt wird.

Hinsichtlich der Rehabilitationsstrategien werden die drei Strategien betrachtet, die bereits in Abschnitt 5.3 verwendet wurden.

Abschließend können so die jeweiligen Ertragswerte für alle betrachteten Szenarien und alle in Ansatz gebrachten Rehabilitationsstrategien verglichen werden. Mit den Methoden der Entscheidungstheorie können Aussagen dazu getroffen werden, unter welchen Bedingungen welche Strategie vom betrachteten Beispielnetzbetreiber bevorzugt wird.

#### 5.4.1 Monte-Carlo-Analysen / Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse ist lediglich die Kostenentwicklung des betrachteten Beispielnetzbetreibers fest vorgegeben. Sie ist abhängig von der gewählten Rehabilitationsstrategie. Die Kosten der anderen Netzbetreiber innerhalb des Effizienzvergleichs werden anhand einer normalverteilten Zufallszahl angesetzt. Als Mittelwert der Verteilung wird der Wert herangezogen, der sich bei ausschließlicher Verwendung der vorgegebenen Randbedingungen im entsprechenden Szenario ergeben würde. Der Abbau der ineffizienten Kosten erfolgt demnach innerhalb von 10 oder 14 Jahren. Je nach Szenario ergibt sich dadurch unmittelbar die erforderliche jährliche Kostenreduktion.

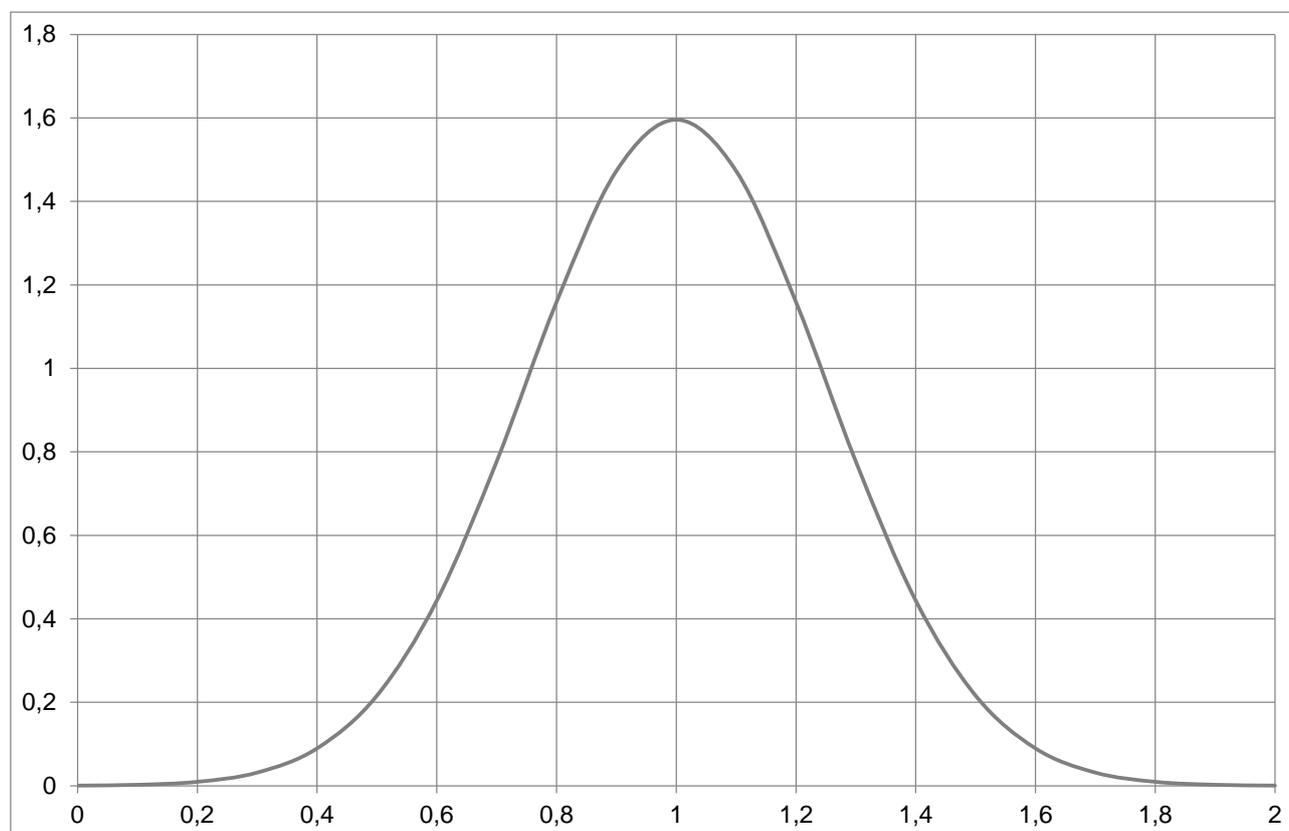


Abbildung 78: Zufallsfaktor für Kostenabbau in Monte-Carlo-Simulation  $N(\mu=1, \sigma=0.25)$ -verteilt

Die Normalverteilung wird mit den Parametern  $\mu$  (Mittelwert) und  $\sigma$  (Standardabweichung) bzw.  $\sigma^2$  (Varianz) angegeben. In den nachfolgenden Berechnungen kommt folgende Normalverteilung zur Anwendung:

$$X \sim N(\mu, \sigma) = N(\mu = 1, \sigma = 0.25) \quad 5.1$$

Die Parametrierung der Normalverteilung wurde in Abschnitt 4.5.3 dahingehend geprüft, dass sie valide Ergebnisse liefert. Es konnte dort gezeigt werden, dass die (1, 0.25)-Normalverteilung sinnvolle Streuungen des Kostenabbaus der Netzbetreiber erzeugt, die sich zwischen den Extremszenarien ‚Nichts-Tun‘ und ‚Präventivstrategie‘ bewegen (vgl. Abbildung 72). Die resultierenden ‚extremere‘ Effizienzwertschwankungen die in den späteren Ertragswertberechnungen zugrunde gelegt werden, führen somit zu robusteren Ergebnissen.

Der Sollwert des Kostenabbaus in der jeweiligen Regulierungsperiode wird mit dieser Zufallszahl multipliziert. Die Dichtefunktion dieses ‚Zufallsfaktors‘ für den Kostenabbau ist in Abbildung 78 dargestellt.

In der Regel liegt der Kostenabbau somit im Bereich des Trends, der dem jeweiligen Szenario zugrunde liegt, da der Zufallsfaktor durchschnittlich im Bereich 1 liegt. Er kann aber beispielsweise auch bei kleiner 0,6 oder größer 1,4 liegen (Wahrscheinlichkeit jeweils ca. 5 %). Anders ausgedrückt bedeutet das: die Wahrscheinlichkeit, dass der Kostenabbau im Bereich des 0,6- bzw. 1,4-fachen des berechneten Trendwertes im Szenario liegt, beträgt ca. 90 %. Diese Wahrscheinlichkeitswerte können der kumulierten Verteilungsfunktion entnommen werden, die hier nicht gesondert abgebildet wird. Bei 100 Durchläufen liegt demzufolge der Kostenabbau beispielsweise in ca. 10 Fällen jenseits dieser Grenzen.

Innerhalb der Monte-Carlo-Analyse erfolgen jeweils 200 Durchläufe. Dieser recht geringe Wert wurde infolge der großen erforderlichen Rechenleistung so gewählt. Pro Szenario und Rehabilitationsstrategie werden 5 Regulierungsperioden simuliert. Es ergeben sich somit 1.000 Effizienzberechnungen pro Szenario und Rehabilitationsstrategie (Data-Envelopment-Analyse und Stochastic-Frontier-Analyse). Insgesamt werden 4 Szenarien mit jeweils 3 unterschiedlichen Erneuerungsstrategien betrachtet und somit 12.000 Effizienzberechnungen durchgeführt. In jedem Durchlauf der Monte-Carlo-Analyse ergeben sich für alle anderen Netzbetreiber zufällig erzeugte Kosten, die normalverteilt um den Sollwert der erforderlichen jährlichen Kostenreduktion streuen.

Jeder einzelne Durchlauf im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse entspricht somit einem möglichen zukünftigen Umweltzustand. In jedem einzelnen Fall ergibt sich damit auch ein auf den speziellen Umweltzustand bezogener Effizienzwert des eigenen betrachteten Beispielnetzbetreibers.

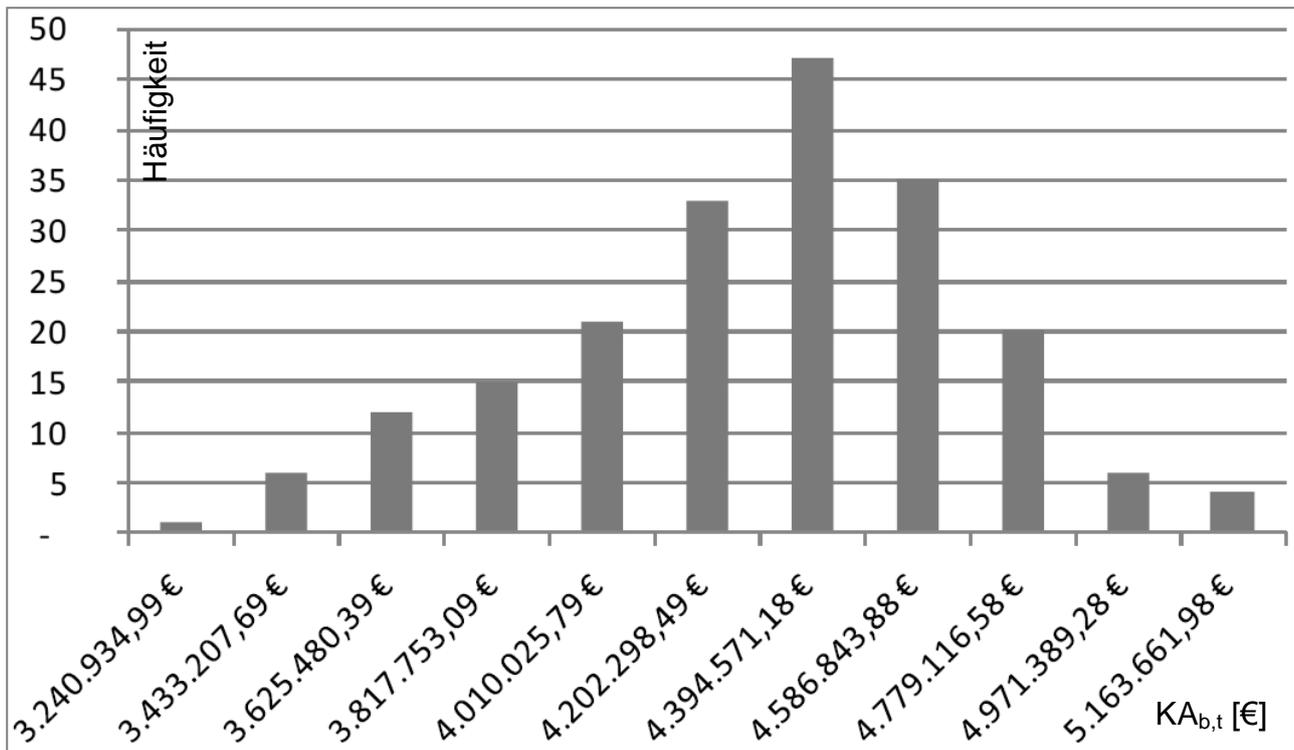


Abbildung 79: Häufigkeitsverteilung der beeinflussbaren Kosten  $KA_{b,t}$  eines beispielhaften Netzbetreibers im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse

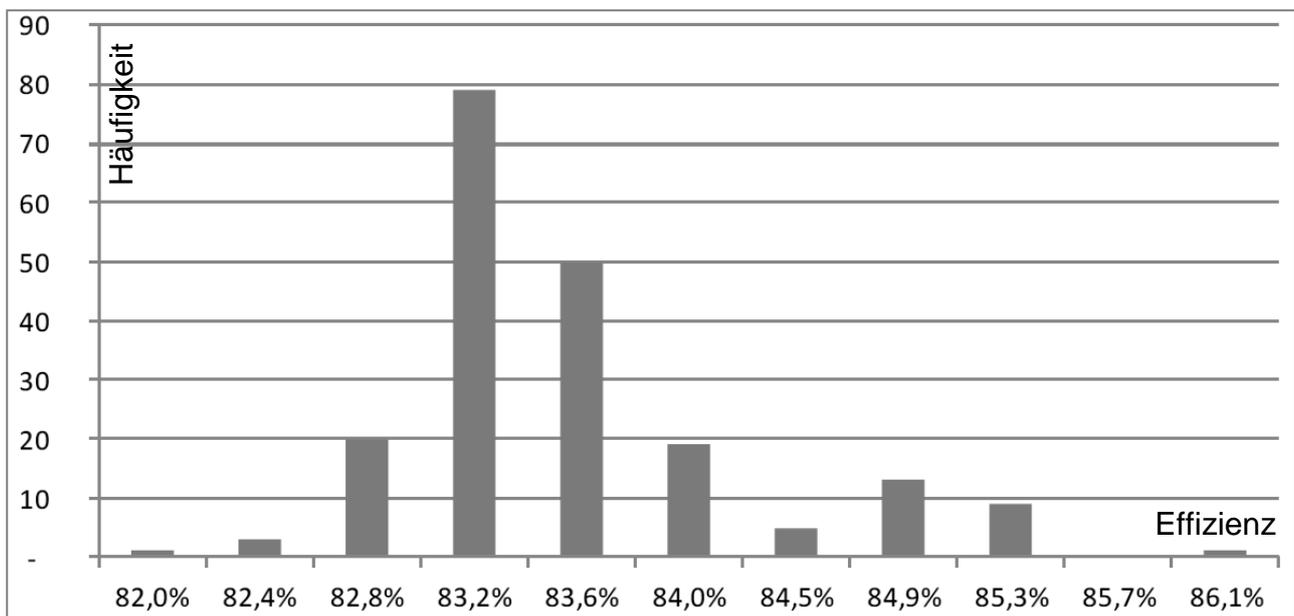


Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Effizienz des betrachteten Beispielnetzbetreibers

Für einen Netzbetreiber aus dem Effizienztool ist die Streuung der beeinflussbaren Kosten beispielhaft in Abbildung 79 dargestellt. Dieses Beispiel zeigt einen Netzbetreiber im Szenario 3 (ambitionierte Konkurrenz) im Basisjahr der 2. Regulierungsperiode (2010). Die beeinflussbaren Kosten  $KA_{b,t}$  (ineffizienter Kostenanteil) liegen in einem Bereich von etwa 4,4 Millionen €. Die im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse erzeugten Extremwerte liegen bei ca. 3,2 Millionen € bzw. bei ca. 5,2 Millionen €.

In Abbildung 80 ist die aus der Streuung der Kosten der anderen Netzbetreiber resultierende Häufigkeitsverteilung des Effizienzwertes des betrachteten Netzbetreibers – ebenfalls für die 2. Regulierungsperiode in Szenario 3 (ambitionierte Konkurrenz) – für die ‚Nichts-Tun-Strategie‘ dargestellt. Je nach (zufälliger) Entwicklung der Kosten der anderen Netzbetreiber ergibt sich eine Effizienz zwischen 82,0 und 86,1 %.

Aufbauend auf den Werten der jeweiligen Regulierungsperioden werden auch die Effizienzwerte der Folge-Regulierungsperioden bestimmt. Durch die sich daraus ergebenden Hebelwirkungen können sich im Betrachtungszeitraum besonders positive oder negative Verläufe der einzelnen Netzbetreiber ergeben.

Eine zusätzliche Modellierungsmöglichkeit ist die weitere Senkung der Kosten der 100 %-effizienten Unternehmen. Hierzu kann ein entsprechender ‚Abbauparameter‘ eingegeben werden. In den Szenarien 2 und 4 – also den ‚Effizienz+‘-Szenarien<sup>18</sup> – ist dieser Wert auf 2 % gesetzt worden (siehe Tabelle 18 und Tabelle 20).

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Ergebnisse der Monte-Carlo-Analysen. In allen Ergebnistabellen (Tabelle 17 bis Tabelle 36) ist bezüglich der Normalverteilung der Kennwert ‚Streuung‘ angegeben – im Rahmen dieser Arbeit repräsentiert diese Angabe die doppelte Standardabweichung in Prozent.<sup>19</sup>

		Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau		Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung		Kennzahlen MC-Analyse	Effizienz				
		Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen + = Abbau) Kosten(KAvnb) in %	2010		2015	2020	2025	2030	
<b>Szenario "Schlafte Konkurrenz"</b>	0PZ	14	50%	0%	Minimum	82,6	86,7	89,6	95,4	100	
					Mittelwert	84,1	88,6	93,2	98	100	
					Maximum	86,2	90,3	95	98,7	100	
	1PZ	14	50%	0%	Minimum	82,4	85,1	86,5	88,3	100	
					Mittelwert	83,9	86,6	89,3	94,1	100	
					Maximum	85,9	88,4	91,1	99,9	100	
	1-5PZ	14	50%	0%	Minimum	82	83,5	82,4	84,2	100	
					Mittelwert	83,7	85	85,9	89,1	100	
					Maximum	85,6	86,5	88,4	99,9	100	

Tabelle 17: Effizienzwerte Monte-Carlo-Analyse im Szenario 1 ‚Schlafte Konkurrenz‘ in Prozent

Jeweils im oberen Bereich der Tabellen (in roter Farbe) ist die Nichts-Tun-Strategie (0PZ), im mittleren Bereich (in blauer Farbe) die zustandsorientierte Strategie (1PZ) und im unteren Bereich (in grüner Farbe) die präventive Strategie (1-5PZ) dargestellt. Als Ergebnisse der Monte-Carlo-Analyse werden für alle drei genannten Strategien die Maximal-, Minimal- und Mittelwerte der Effizienz des eigenen betrachteten Beispielnetzbetreibers für die 2., 3., 4., und 5. Regulierungsperiode angegeben. Ab dem Basisjahr 2030 wird für alle Netzbetreiber eine vollständige Effizienz angenommen. In den

<sup>18</sup> Die ‚Effizienz+‘-Szenarien ergeben sich aus Abbildung 62

<sup>19</sup> Im Rahmen dieser Arbeit wird durchgängig  $\sigma = 0,25$  verwendet. Die Kennzahl ‚Streuung‘ beträgt demnach 50 %.

späteren Ertragswertberechnungen hat der Zeitraum nach 2030 ohnehin keinen Einfluss mehr, da der Ertragswert lediglich für maximal 20 Jahre ab 2010 bestimmt wird.

Im Szenario 1 (,Schlafte Konkurrenz', vgl. Tabelle 17) ergibt sich für die 0PZ-Strategie im Mittel eine Effizienzentwicklung von 2010-2025 von 84,1 auf 98 %. Bei der 1PZ-Strategie steigert sich die Effizienz von 83,9 auf 94,1 % und bei der 1-5-PZ-Strategie von 83,7 auf 89,1 %.

		Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	<b>Kennzahlen MC-Analyse</b>	Effizienz				
					2010	2015	2020	2025	2030
		Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen + = Abbau) Kosten(KAvnb) in %					
<b>Szenario "Schlafte Konkurrenz - Effizienz +"</b>	0PZ	14	50%	2% Minimum	82	85,6	87,3	90,7	100
				Mittelwert	84,3	88,4	91,2	95,6	100
				Maximum	86,1	89,7	93,6	97	100
	1PZ	14	50%	2% Minimum	81,9	83,7	83,2	84,2	100
				Mittelwert	83,9	86,3	86,9	89,1	100
				Maximum	85,6	87,9	89,6	93,1	100
	1-5PZ	14	50%	2% Minimum	81,5	82,4	79,7	79,3	100
				Mittelwert	83,7	84,7	83,5	83,9	100
				Maximum	85,3	86,3	86,8	87,8	100

Tabelle 18: Effizienzwerte Monte-Carlo-Analyse im Szenario 2 ,Schlafte Konkurrenz – Effizienz+' in Prozent

Im Szenario 2 (,Schlafte Konkurrenz- Effizienz +', vgl. Tabelle 18) ergibt sich für die 0PZ-Strategie im Mittel eine Effizienzentwicklung von 2010-2025 von 84,3 auf 95,6 %. Bei der 1PZ-Strategie steigert sich die Effizienz von 83,9 auf 89,1 % und bei der 1-5-PZ-Strategie von 83,7 auf 83,9 %. Im Vergleich zum Szenario 1 liegen die Effizienzzuwächse damit auf deutlich niedrigerem Niveau. Obwohl der Abbau der Ineffizienz ebenfalls in 14 Jahren erfolgt, wirkt sich die zusätzliche Kostenreduktion bei den 100 %-effizienten Netzbetreibern deutlich auf die Effizienzentwicklung des eigenen betrachteten Beispielnetzbetreibers aus. Die Effizienzen im Startjahr der Monte-Carlo-Analyse 2010 sind nahezu identisch mit Szenario 1.

		Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Effizienz				
		Abbaue Zeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen + = Abbau) Kosten(KAvnb) in %	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Szenario "Ambitionierte Konkurrenz"</b>	0PZ	10	50%	0% Minimum	82	84,5	89	94,9	100
				Mittelwert	83,4	86,2	93	98	100
				Maximum	86,1	88	94,7	98,7	100
	1PZ	10	50%	0% Minimum	81,9	82,4	82,9	83,8	100
				Mittelwert	83,2	84,1	88,8	94,2	100
				Maximum	85,3	86,6	91,7	99,9	100
	1-5PZ	10	50%	0% Minimum	81,4	80,7	81,4	82,7	100
				Mittelwert	82,9	82,3	85,4	88,8	100
				Maximum	85,2	85	87,9	96,4	100

Tabelle 19: Effizienzwerte Monte-Carlo-Analyse im Szenario 3 ‚Ambitionierte Konkurrenz‘ in Prozent

Im Szenario 3 (‚ambitionierte Konkurrenz‘) ergibt sich für die 0PZ-Strategie im Mittel eine Effizienzentwicklung von 2010-2025 von 83,4 auf 98 %. Bei der 1PZ-Strategie steigert sich die Effizienz von 83,2 auf 94,2 % und bei der 1-5-PZ-Strategie von 82,9 auf 88,1 %. In den Basisjahren 2010 und 2015 liegen die Effizienzwerte im Szenario 3 damit deutlich unter den Effizienzwerten im Szenario 1. Allerdings erreichen die Effizienzwerte im Jahr 2025 ähnliche Werte wie im Szenario 1.

Es kann also bereits hier festgestellt werden, dass sich eine höhere Abbaugeschwindigkeit der Ineffizienz (zum Beispiel 10 Jahre statt 14 Jahre) der anderen Netzbetreiber besonders auf die Effizienz des eigenen betrachteten Beispielnetzbetreibers in den Regulierungsperioden mit den Basisjahren 2010 und 2015 auswirkt. Hingegen haben die Effizienzzuwächse der 100 %-effizienten Netzbetreiber zusätzlichen Einfluss auf die mittel- und langfristige Effizienzentwicklung des eigenen betrachteten Beispielnetzbetreibers.

		Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Effizienz				
		Abbaue Zeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen + = Abbau) Kosten(KAvnb) in %	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Szenario "Ambitionierte Konkurrenz - Effizienz +"</b>	0PZ	10	50%	2% Minimum	81,3	83,3	85,5	90,3	100
				Mittelwert	83,3	85,5	89,8	94,4	100
				Maximum	85,5	87,6	92,3	96,8	100
	1PZ	10	50%	2% Minimum	80,8	81,7	82,2	83,5	100
				Mittelwert	83	83,7	85,8	88,1	100
				Maximum	84,7	85,7	88,3	93,5	100
	1-5PZ	10	50%	2% Minimum	80,8	79,7	77,7	77,9	100
				Mittelwert	82,9	81,9	82,3	82,6	100
				Maximum	84,5	83,8	84,6	86,4	100

Tabelle 20: Effizienzwerte Monte-Carlo-Analyse im Szenario 4 ‚Ambitionierte Konkurrenz – Effizienz +‘ in Prozent

Im Szenario 4 (‚ambitionierte Konkurrenz – Effizienz+‘) ergibt sich für die 0PZ-Strategie im Mittel eine Effizienzentwicklung von 2010-2025 von 83,3 auf 94,4%. Bei der 1PZ-Strategie

steigert sich die Effizienz von 83,0 auf 88,1 %, und bei der 1-5-PZ-Strategie sinkt sie von 82,9 auf 82,6 %. Auch hier ergeben sich nahezu gleiche Effizienzen im Basisjahr 2010, jedoch im Vergleich zum Szenario 3 deutlich niedrigere Effizienzwerte des eigenen betrachteten Beispielnetzbetreibers im Basisjahr 2025.

Die Wahl der Rehabilitationsstrategie hat einen signifikanten Einfluss auf die Entwicklung des Effizienzwertes. In allen betrachteten Szenarien führen höhere Instandhaltungsinvestitionen zu einer schlechteren Effizienz im Vergleich zur OPZ-Strategie. Dies ist in der Methodik der Effizienzberechnung aber auch ein logisches Ergebnis, da der Kostenabbau bei der OPZ-Strategie größer als beispielsweise bei der 1-5-PZ-Strategie ist und die Outputparameter annahmegetreu gleich bleiben. Dies wäre nur dann anders, wenn die Aufwendungen zur Schadensbeseitigung größer wären als die Einsparungen durch eine reduzierte Investitionstätigkeit. Dass dies nicht der Fall ist, wurde bereits in Abbildung 77 gezeigt.

#### **5.4.2 Entscheidungen unter Unsicherheit**

Bei der Frage, welche Rehabilitationsstrategie im regulierten Umfeld optimal ist, handelt es sich um ein ‚Entscheidungsproblem‘. Im Rahmen der Entscheidungstheorie spricht man bei Problemen, in denen die möglichen Umweltzustände nicht bekannt bzw. unsicher sind, von ‚Entscheidungen unter Unsicherheit‘ [11]. Es gibt drei Grundtypen von Entscheidungen unter Unsicherheit:

- Spielsituationen, in denen die Entscheider rational handeln und sich dieses Handeln gegenseitig beeinflusst.
- Ungewissheitssituationen, in denen den jeweiligen möglichen Umweltzuständen keine Wahrscheinlichkeiten zugeordnet werden können.
- Risikosituationen, in denen den jeweiligen möglichen Umweltzuständen Wahrscheinlichkeiten zugeordnet werden können (subjektiv / objektiv).

Die vorzuziehende Alternative kann in einzelnen Fällen mittels so genannter ‚Dominanzprinzipien‘ ermittelt bzw. vorselektiert werden. In der Entscheidungstheorie gibt es unterschiedliche Dominanzprinzipien. Bei der absoluten Dominanz ist selbst das schlechteste Ergebnis der Alternative A besser als das beste Ergebnis der Alternative B. In diesem Fall ist Alternative A auszuwählen.

Eine schwächere Form der Dominanz ist die ‚Zustandsdominanz‘. Bei diesem Dominanzprinzip ist Alternative A in keinem Fall schlechter, aber mindestens in einem Fall besser als Alternative B. Auch in diesem Fall ist Alternative A vorzuziehen.

Bei der ‚Wahrscheinlichkeitsdominanz‘ ist Alternative A dann vorzuziehen, wenn es in jedem Fall zumindest keine niedrigere Wahrscheinlichkeit für ein Ergebnis besser als Alternative B gibt und in mindestens einem Fall die Wahrscheinlichkeit für ein besseres Ergebnis als Alternative B größer ist. Dies lässt sich leicht an Abbildung 80 verdeutlichen. Die Wahrscheinlichkeit, dass der betrachtete Beispielnetzbetreiber eine Effizienz von 82 %

erhält, ist recht klein, allerdings nicht ausgeschlossen. Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Effizienz von mindestens 83 % erreicht wird, ist deutlich größer. Ist die betrachtete Rehabilitationsstrategie gegenüber einer alternativen Strategie bei 83 % noch vorteilhaft, bei 82 % allerdings nicht mehr, so ist sie wahrscheinlichkeitsdominant.

Darüber hinaus gibt es in der Entscheidungstheorie verschiedene, auch quantitative Verfahren, wie man die Auswahl einer vorzuziehenden Alternative ermöglichen kann. Auf diese Verfahren wird hier nicht weiter eingegangen, da sie im weiteren Verlauf der Arbeit nicht verwendet werden.

### **5.4.3 Weitere Erläuterungen zur Szenarioanalyse**

Im Rahmen der durchgeführten Szenarioanalyse werden die in Abschnitt 4.4.1 vorgestellten Szenarien und Strategien betrachtet (vgl. Abbildung 62). Ergänzend werden noch Varianten hinsichtlich der Abschreibungsdaueransätze und hinsichtlich der Regulierungsmethodik ergänzt.

Bei den Abschreibungsdaueransätzen wird zunächst mit unterschiedlichen handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern gearbeitet. In einer ergänzenden Variante werden innerhalb jedes Szenarios handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gleichgesetzt (vgl. Tabelle 11).

Eine weitere Variation ergibt sich durch den Einsatz zweier unterschiedlicher Regulierungsmethodiken. Im ersten Fall wird die aktuell angewendete Logik der Regulierung in den Folge-Regulierungsperioden fortgesetzt. In der alternativen Variante werden ab dem Jahr 2018 nur noch die effizienten Kostenanteile in der Erlösbergrenze berücksichtigt. Diese Varianten werden jeweils in einem separaten Szenario beschrieben. Die alternative Regulierungsmethodik wird in der Betrachtung des Szenarios 1a (Abschnitt 5.4.5) vertiefend erläutert.

Zur Berechnung des Ertragswertes werden die Ergebnisse der Monte-Carlo-Analysen in das Asset Management Tool (AMT) importiert. Im AMT können für das entsprechende Szenario und die eingegebenen Effizienzwertverläufe (Ergebnis der Monte-Carlo-Analyse) die Ertragswerte der jeweiligen Strategien abgelesen werden. Die Ertragswerte entsprechen den Summen der abgezinsten jährlichen Ergebnisbeiträge und werden für einen Zeitraum von 5, 10, 15 und 20 Jahren bestimmt. Längere Betrachtungszeiträume werden nicht untersucht, da hier eine noch größere Ungewissheit bezüglich der äußeren Bedingungen (insbesondere Regulierungsmethodik) besteht.

Die Darstellung der Ertragswerte erfolgt in normierter Form, da die absoluten Werte nur den CAPEX-Anteil sowie den schadensabhängigen OPEX-Anteil beinhalten und somit zu Fehlinterpretationen führen könnten. Daher werden die erhaltenen, absoluten Ertragswerte auf den maximalen Ertragswert im jeweiligen Szenario bezogen und so normiert. Sie werden prozentual angegeben, was auch eine einfache Vergleichbarkeit ermöglicht.

#### 5.4.4 Szenario 1: Schlafe Konkurrenz (heutige Regulierungsmethodik)

In diesem Szenario bauen die anderen Netzbetreiber in durchschnittlich 14 Jahren ihre Ineffizienz ab. Die bereits zu 100 %-effizienten Netzbetreiber realisieren keine weiteren Kostenreduktionen.

Zunächst wird in Tabelle 21 das Ergebnis im Szenario 1 vorgestellt, in dem unterschiedliche Nutzungsdauern für den handelsrechtlichen und den kalkulatorischen Ansatz verwendet werden. Die Nutzungsdauern wurden in Abschnitt 4.3.2 vorgestellt.

Szenario	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)				
				5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	
				Abbaue Zeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAvnb) in %		
Szenario "Schlafe Konkurrenz"	0PZ	14	50%	0% Minimum	99,2%	97,2%	96,9%	96,6%
				Mittelwert	100,0%	98,4%	98,3%	98,4%
				Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	14	50%	0% Minimum	97,7%	95,2%	95,2%	95,4%
				Mittelwert	98,5%	96,4%	96,6%	97,3%
				Maximum	98,5%	98,0%	98,3%	99,1%
	1-5PZ	14	50%	0% Minimum	95,5%	92,9%	93,2%	94,1%
				Mittelwert	96,2%	94,0%	94,9%	96,1%
				Maximum	97,0%	95,6%	96,3%	98,4%

Tabelle 21: Ertragswerte im Szenario 1 (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Die normierten Ertragswerte sind in Tabelle 21 für die jeweiligen Rehabilitationsstrategien (0PZ - rot, 1PZ - blau und 1-5PZ - grün) angegeben. Beim 5-jährigen Betrachtungszeitraum dominiert die 0PZ-Strategie alle anderen Strategien absolut im Sinne der Entscheidungstheorie (vgl. Abschnitt 5.4.2). Das heißt, selbst die schlechteste Möglichkeit in der 0PZ-Strategie dominiert die bestmöglichen Ergebnisse der 1PZ- und 1-5PZ-Strategie. Diese absolute Dominanz ergibt sich für die 10-, 15- und 20-jährigen Ertragswerte nicht.

Wahrscheinlichkeitsdominanz wird dann unterstellt, wenn der Mittelwert einer Rehabilitationsstrategie (zum Beispiel 0PZ-Strategie) größer ist als alle anderen Ertragswerte (Minimum, Maximum, Mittelwert) der Vergleichs-Rehabilitationsstrategien. In Tabelle 21 liegt beispielsweise Wahrscheinlichkeitsdominanz für den 10-jährigen Ertragswert bei der 0PZ-Strategie gegenüber der 1PZ-Strategie und der 1-5PZ-Strategie vor. Der Mittelwert von 98,4 % (normierter Ertragswert) wird weder bei der 1PZ-Strategie noch bei der 1-5PZ-Strategie erreicht. Für den 15-jährigen und 20-jährigen Ertragswert lässt sich die Vorteilhaftigkeit der 0PZ-Strategie mittels Dominanzprinzipien nicht mehr begründen. Ein Vergleich der Mittelwerte legt allerdings auch für diese Ertragswerte nahe, dass die 0PZ-Strategie wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber der 1PZ-Strategie sowie der 1-5PZ-Strategie ist.

In Tabelle 22 ist das Ergebnis im Szenario 1 dargestellt, wenn die handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern gleichgesetzt werden (vgl. Ausführungen in Abschnitt 4.3.2).

Szenario	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)							
				Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KÄvnb) in %	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	
				0PZ	14	50%	0%	Minimum	Mittelwert	Maximum	99,4%
"Schlafte Konkurrenz"	0PZ	14	50%	0%	Minimum			99,4%	97,5%	97,0%	96,5%
					Mittelwert			100,0%	98,6%	98,3%	98,3%
					Maximum			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	14	50%	0%	Minimum			98,7%	96,8%	97,5%	98,3%
					Mittelwert			99,4%	97,9%	98,9%	100,2%
					Maximum			99,4%	99,3%	100,6%	102,1%
	1-5PZ	14	50%	0%	Minimum			97,5%	96,1%	98,1%	100,5%
					Mittelwert			98,1%	97,5%	99,7%	102,6%
					Maximum			98,7%	98,6%	101,4%	105,0%

Tabelle 22: Ertragswerte im Szenario 1 (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Hier ist zu erkennen, dass die Unterschiede hinsichtlich der Ertragswerte zwischen den unterschiedlichen Rehabilitationsstrategien deutlich kleiner werden, sich langfristig sogar umkehren. Bei einem 15- bzw. 20-jährigen Betrachtungszeitraum scheint die präventive 1-5PZ-Strategie den maximalen Ertragswert zu liefern. Für den 20-jährigen Betrachtungszeitraum ist die 1-5PZ-Strategie sogar wahrscheinlichkeitsdominant gegenüber der 0PZ- und der 1PZ-Strategie.

In realen Berechnungen muss daher besonderer Wert auf den richtigen Modellierungsansatz hinsichtlich der handelsrechtlichen Nutzungsdauern gelegt werden, da es einen nicht unwesentlichen Ergebniseffekt bei differierenden handelsrechtlichen und kalkulatorischen Kosten gibt. Dieser Effekt ist abhängig von den Nutzungsdaueransätzen aber auch von der aktuellen Lebenszyklusphase, in der sich die Mehrzahl der Betriebsmittel befindet. Beispielsweise führt der Ansatz einer geringeren handelsrechtlichen Nutzungsdauer zu Beginn des Lebenszyklus eines Betriebsmittels zu höheren jährlichen handelsrechtlichen Abschreibungen innerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung. Gleichzeitig bleiben die kalkulatorischen Abschreibungen und die Netzentgelte aber auf gleichem Niveau. Dies führt dazu, dass höheren Aufwendungen gleichbleibende Umsatzerlöse gegenüberstehen. Dieser negative Ergebniseinfluss kehrt sich in der späten Phase des Lebenszyklus eines Betriebsmittels um, so dass dann im Extremfall handelsrechtliche Abschreibungen bereits weggefallen sind, noch bestehende kalkulatorische Abschreibungen aber weiterhin Umsatzerlöse generieren. Dieser Effekt ist bei Gleichsetzung der handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern eliminiert.

Allerdings ist sowohl in Tabelle 21 als auch in Tabelle 22 ein weiterer Ergebniseffekt enthalten, auf den im folgenden Abschnitt näher eingegangen wird.

### 5.4.5 Szenario 1a: Schlaffe Konkurrenz (alternative Regulierungsmethodik)

Im Szenario 1 wurde unterstellt, dass die Regulierungsmethodik während der ersten 5 Regulierungsperioden gleich bleibt. Die heutige Regulierungsmethodik beinhaltet, dass im Basisjahr der betrachteten Regulierungsperiode die Kosten bestimmt und in ihren effizienten und ineffizienten Anteil aufgesplittet werden. Innerhalb der folgenden Regulierungsperiode dürfen zunächst weiterhin die ineffizienten Kosten anteilig in die Netzentgelte eingerechnet werden und müssen erst bis zum Ende der jeweiligen Regulierungsperiode vollständig abgebaut sein.

Inwiefern dieses Vorgehen ab der 3. Regulierungsperiode (Basisjahr 2015, Regulierungsperiode von 2018-2022) noch gilt, ist fraglich. Die Regulierung der Gasverteilnetze ist so angelegt, dass alle ursprünglichen Ineffizienzen aus dem Basisjahr 2006 bis zum Ende der 2. Regulierungsperiode vollständig abgebaut sein sollten.

Daher wird ergänzend zum Szenario 1 im Szenario 1a untersucht, wie die Ertragswerte sich einstellen, wenn ab der 3. Regulierungsperiode (2018 beginnend) die ineffizienten Kostenanteile nicht mehr in die Erlösobergrenze einfließen. Alle sonstigen Annahmen bleiben gleich: auch in diesem Szenario bauen die anderen Netzbetreiber in durchschnittlich 14 Jahren ihre Ineffizienz ab. Die bereits zu 100 %-effizienten Netzbetreiber realisieren auch hier keine weiteren Kostenreduktionen.

Zur Verdeutlichung dieses Effekts sind in Abbildung 81 und Abbildung 82 die auf das Jahr 2010 abgezinsten Ergebnisverläufe der drei betrachteten Rehabilitationsstrategien im Zeitverlauf dargestellt. Es wurde keine Inflationierung vorgenommen. Statt einer Darstellung der Ergebnisse in absoluter Form wurde auch hier eine normierte Darstellung mit Bezug auf den maximalen Ergebniswert gewählt. In Abbildung 81 ist zunächst das Szenario 1 dargestellt, in dem die aktuell gültige Regulierungsmethodik für alle Regulierungsperioden im Betrachtungszeitraum beibehalten wird. Dies ist daran zu erkennen, dass die Ergebnisse zum Beginn einer jeweiligen Regulierungsperiode stets einen Sprung nach oben machen und dann im Verlauf der Regulierungsperiode um die ineffizienten Anteile reduziert werden.

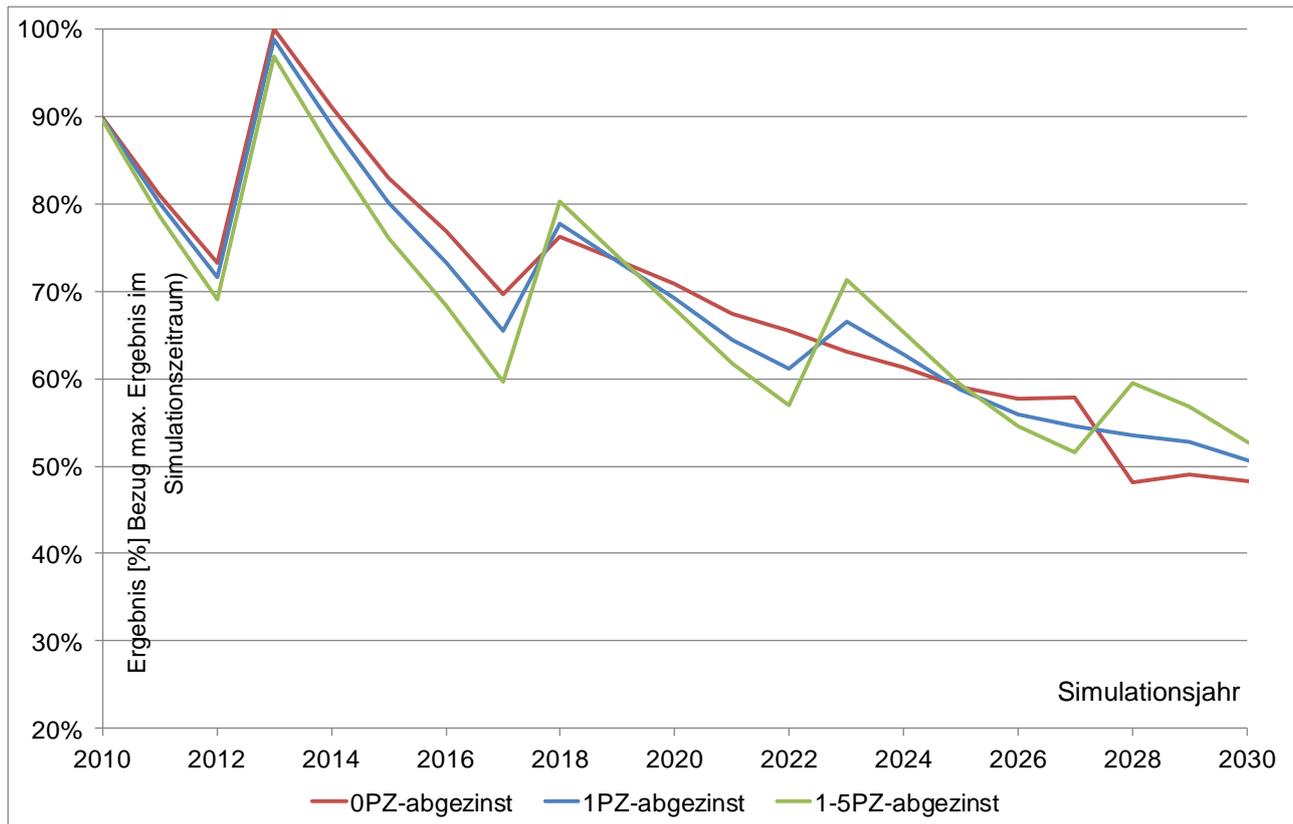


Abbildung 81: Normierte Ergebnisverläufe (abgezinst) der drei betrachteten Rehabilitationsstrategien im Szenario 1 (Ansatz mit unterschiedlichen handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern)

Dabei wird deutlich, dass die 1-5PZ-Strategie beispielsweise im 1. Jahr der 3. Regulierungsperiode (2018) einen Ergebnisbeitrag liefert, der oberhalb der 0PZ- und der 1PZ-Strategie liegt. Am Ende dieser Regulierungsperiode (2022) kehrt sich die Rangfolge der Ergebnisbeiträge allerdings wieder um.

In Abbildung 82 ist Szenario 1a (alternative Regulierungsmethodik) dargestellt. Die Sprünge, die im Szenario 1 in den Startjahren der Regulierungsperiode (2018, 2023, 2028) vorhanden sind, treten im Szenario 1a nicht auf. Deutlich zu erkennen ist die nahezu durchgehende Vorteilhaftigkeit der 0PZ-Strategie im Betrachtungszeitraum. Erst im Jahr 2028 kommt es zu einem sprunghaften Ergebnisrückgang, der auf einen signifikanten Rückgang der kalkulatorischen Abschreibungen zurückzuführen ist.

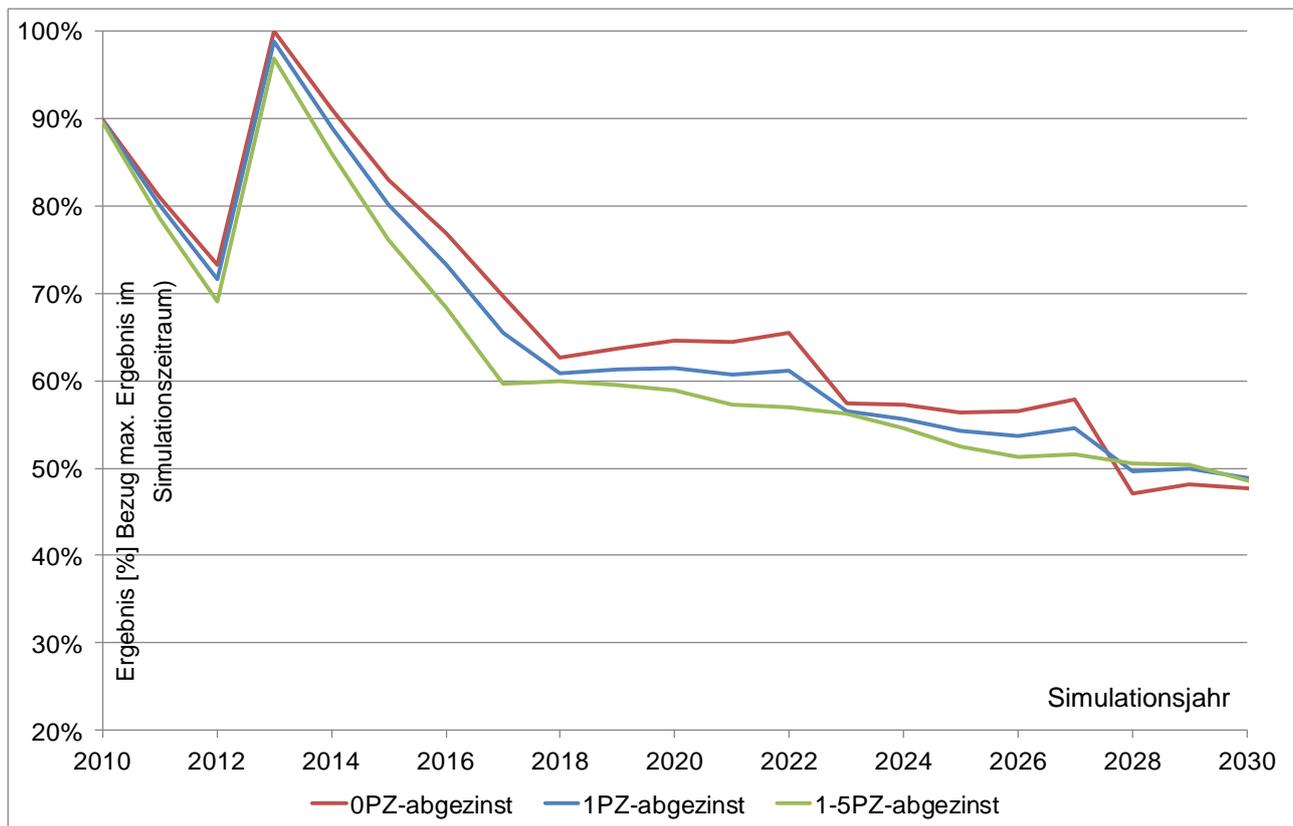


Abbildung 82: Normierte Ergebnisverläufe (abgezinst) der drei betrachteten Rehabilitationsstrategien im Szenario 1a (Ansatz mit unterschiedlichen handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern)

Der Ertragswert bestimmt sich aus der Summe der einzelnen jährlichen Ergebniswerte. Daher ist offenkundig, dass die präventive 1-5PZ-Strategie bei der heutigen Regulierungsmethodik einen höheren Ertragswert ergibt als bei der unterstellten alternativen Regulierungsmethodik.

Das Szenario 1a stellt einen Versuch dar, die Regulierungsmethodik ab der 3. Regulierungsperiode realistischer abzuschätzen. Inwiefern die unterstellte Methodik so tatsächlich zur Umsetzung kommen wird, ist selbstverständlich rein spekulativ. Diese alternative Betrachtungsweise wird auch für die Szenarien 2, 3 und 4 (vgl. Abschnitte 5.4.7, 5.4.9 und 5.4.11) im Rahmen der Szenarien 2a, 3a und 4a angewendet.

Bei Ansatz des alternativen Regulierungsmodells ergeben sich die in Tabelle 23 (handelsrechtliche  $\neq$  kalkulatorischen Nutzungsdauern) und Tabelle 24 (handelsrechtliche = kalkulatorische Nutzungsdauern) dargestellten normierten Ertragswerte.

					Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)			
		Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	<b>Kennzahlen MC-Analyse</b>	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
		Abbauezeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung		Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KÄvnb) in %			
<b>Szenario "Schlafte Konkurrenz"</b>	0PZ	14	50%	0% Minimum	99,2%	96,3%	95,0%	94,8%
				Mittelwert	<b>100,0%</b>	<b>98,0%</b>	<b>97,7%</b>	<b>97,7%</b>
				Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	14	50%	0% Minimum	97,7%	93,9%	92,4%	91,8%
				Mittelwert	<b>98,5%</b>	<b>95,5%</b>	<b>94,8%</b>	<b>94,8%</b>
				Maximum	98,5%	97,6%	97,1%	98,1%
	1-5PZ	14	50%	0% Minimum	95,5%	90,2%	88,6%	88,0%
				Mittelwert	<b>96,2%</b>	<b>91,9%</b>	<b>91,3%</b>	<b>91,8%</b>
				Maximum	97,0%	93,9%	93,9%	96,0%

Tabelle 23: Ertragswerte im Szenario 1a (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

In Tabelle 23 ist zu erkennen, dass der 5-Jahres-Ertragswert noch mit dem in Szenario 1 übereinstimmt (dies gilt selbstverständlich auch für den absoluten Ertragswert). Im 5-jährigen Betrachtungszeitraum dominiert die 0PZ-Strategie absolut. Im 10- und 15-jährigen Betrachtungszeitraum liegt für die 0PZ-Strategie Wahrscheinlichkeitsdominanz vor. Im 20-jährigen Betrachtungszeitraum legt erneut lediglich ein Vergleich der Mittelwerte nahe, dass die 0PZ-Strategie wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die 0PZ-Strategie hebt sich bei Anwendung der alternativen Regulierungsmethodik deutlicher von den konkurrierenden Rehabilitationsstrategien ab (vgl. Tabelle 21).

					Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)			
		Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	<b>Kennzahlen MC-Analyse</b>	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
		Abbauezeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung		Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KÄvnb) in %			
<b>Szenario "Schlafte Konkurrenz"</b>	0PZ	14	50%	0% Minimum	99,4%	96,7%	95,2%	94,4%
				Mittelwert	<b>100,0%</b>	<b>98,2%</b>	<b>97,5%</b>	<b>97,6%</b>
				Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	14	50%	0% Minimum	98,7%	95,6%	94,6%	94,7%
				Mittelwert	<b>99,4%</b>	<b>97,1%</b>	<b>96,6%</b>	<b>97,8%</b>
				Maximum	99,4%	99,3%	99,2%	101,0%
	1-5PZ	14	50%	0% Minimum	97,5%	94,5%	93,5%	94,4%
				Mittelwert	<b>98,1%</b>	<b>96,0%</b>	<b>96,0%</b>	<b>98,3%</b>
				Maximum	98,7%	97,8%	98,6%	102,7%

Tabelle 24: Ertragswerte im Szenario 1a (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

In Tabelle 24 ist das Ergebnis für das Szenario 1a dargestellt, wenn die handelsrechtlichen Nutzungsdauern den kalkulatorischen Nutzungsdauern gleichgesetzt werden. Im Gegensatz zu Tabelle 22 (Szenario 1) ergibt sich beim Szenario 1a beim Vergleich der Mittelwerte eine Vorteilhaftigkeit der 0PZ-Strategie für den

Betrachtungszeitraum von 5, 10 und 15 Jahren. Erst beim 20-jährigen Betrachtungszeitraum ergibt sich eine Vorteilhaftigkeit bei der 1-5PZ-Strategie.

Die verwendete Regulierungsmethodik ist demnach entscheidend für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit der unterschiedlichen Rehabilitationsstrategien. Solange die heutige Regulierungsmethodik beibehalten wird, in der zum Teil auch ineffiziente Kosten in die Erlösobergrenze eingerechnet werden dürfen, können ggf. auch Rehabilitationsstrategien mit höheren Rehabilitationsraten betriebswirtschaftlich sinnvoll sein.

#### 5.4.6 Szenario 2: Schlafe Konkurrenz – Effizienz+ (heutige Regulierungsmethodik)

Auch in diesem Szenario bauen die anderen Netzbetreiber in durchschnittlich 14 Jahren ihre Ineffizienz ab. Die bereits zu 100 %-effizienten Netzbetreiber realisieren hier aber weitere Kostenreduktionen in Höhe von durchschnittlich 2 % pro Regulierungsperiode.

Szenario	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)											
				Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAvnb) in %	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre					
				0PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	99,2%	96,8%	96,3%	95,9%	
"Schlafe Konkurrenz - Effizienz +"	0PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	100,0%	98,4%	98,6%	98,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	97,7%	94,8%	94,6%	94,5%	98,5%	96,4%	96,6%	97,0%
	1-5PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	95,5%	92,1%	92,6%	92,9%	96,2%	94,0%	94,9%	95,6%
								97,0%	95,2%	96,3%	97,9%				

Tabelle 25: Ertragswerte im Szenario 2 (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Auch hier ist festzustellen, dass die 0PZ-Strategie die wirtschaftlich vorteilhafteste Rehabilitationsstrategie ist (siehe Tabelle 25). Durch die zusätzlichen Kostenreduktionen bei den 100 %-effizienten Netzbetreibern vergrößert sich der Abstand des Ertragswertes zwischen der 0PZ- und der 1-5PZ-Strategie im Vergleich zu Szenario 1 weiter. Beispielsweise beim 20-jährigen Betrachtungszeitraum um 0,5 Prozentpunkte (vgl. Tabelle 21).

Szenario	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie OPZ)							
				Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAvnb) in %	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	
				0PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	99,4%
"Schlafte Konkurrenz - Effizienz +"	0PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	100,0%	98,9%	98,6%	98,3%
	1PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	99,4%	98,2%	98,9%	99,8%
	1-5PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	99,4%	99,6%	100,6%	101,9%
								97,5%	96,1%	97,5%	99,5%
								98,1%	97,8%	99,7%	102,1%
								98,7%	98,9%	101,4%	104,5%

Tabelle 26: Ertragswerte im Szenario 2 (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Bei den Ertragswerten in Szenario 2, bei dem handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gleichgesetzt sind (siehe Tabelle 26), ergibt sich kein wesentlicher Unterschied zur entsprechenden Ertragswerttabelle im Szenario 1 (vgl. Tabelle 22).

#### 5.4.7 Szenario 2a: Schlafte Konkurrenz – Effizienz+ (alternative Regulierungsmethodik)

Auch in diesem Szenario bauen die anderen Netzbetreiber in durchschnittlich 14 Jahren ihre Ineffizienz ab. Die bereits zu 100 %-effizienten Netzbetreiber realisieren hier auch weitere Kostenreduktionen in Höhe von 2 % pro Regulierungsperiode. Es wird aber die in Szenario 1a beschriebene alternative Regulierungsmethodik angewendet.

Szenario	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie OPZ)							
				Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAvnb) in %	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	
				0PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	99,2%
"Schlafte Konkurrenz - Effizienz +"	0PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	100,0%	98,4%	97,9%	97,6%
	1PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1-5PZ	14	50%	2%	Minimum	Mittelwert	Maximum	97,7%	93,1%	90,9%	90,0%
								98,5%	95,5%	94,4%	94,1%
								98,5%	97,6%	97,1%	97,2%
								95,5%	89,8%	87,4%	86,3%
								96,2%	92,2%	90,9%	90,8%
								97,0%	94,3%	93,5%	94,3%

Tabelle 27: Ertragswerte im Szenario 2a (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Im Szenario 2a ist die 0PZ-Strategie für den 5-jährigen Betrachtungszeitraum absolut dominierend und für alle anderen Betrachtungszeiträume wahrscheinlichkeitsdominant (vgl. Tabelle 27).

Szenario	Strategie	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau		Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung		Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)				
		Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KÄvnb) in %				5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
								Minimum	Mittelwert	Maximum	
Szenario "Schlafte Konkurrenz - Effizienz +"	0PZ	14	50%	2%	Minimum	99,4%	96,0%	94,6%	93,4%		
					Mittelwert	100,0%	98,5%	98,0%	97,5%		
					Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		
	1PZ	14	50%	2%	Minimum	98,7%	94,9%	93,4%	92,6%		
					Mittelwert	99,4%	97,1%	96,9%	97,1%		
					Maximum	99,4%	98,9%	99,1%	100,2%		
	1-5PZ	14	50%	2%	Minimum	97,5%	93,8%	92,9%	92,6%		
					Mittelwert	98,1%	96,0%	96,3%	97,3%		
					Maximum	98,7%	97,4%	98,9%	100,7%		

Tabelle 28: Ertragswerte im Szenario 2a (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Bei Gleichsetzen der handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern ist bei einem Vergleich der Mittelwerte ebenfalls die 0PZ-Strategie die wirtschaftlich vorteilhaftere Rehabilitationsstrategie (vgl. Tabelle 28).

#### 5.4.8 Szenario 3: Ambitionierte Konkurrenz (heutige Regulierungsmethodik)

In diesem Szenario bauen die anderen Netzbetreiber in durchschnittlich 10 Jahren (statt wie bisher in 14 Jahren) ihre Ineffizienz ab. Die bereits zu 100 %-effizienten Netzbetreiber realisieren hier keine weiteren Kostenreduktionen.

Szenario	Strategie	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau		Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung		Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)				
		Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KÄvnb) in %				5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
								Minimum	Mittelwert	Maximum	
Szenario "Ambitionierte Konkurrenz"	0PZ	10	50%	0%	Minimum	99,2%	96,8%	96,6%	96,1%		
					Mittelwert	99,2%	98,0%	98,0%	98,2%		
					Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		
	1PZ	10	50%	0%	Minimum	97,7%	95,2%	94,6%	94,3%		
					Mittelwert	97,7%	96,4%	96,3%	96,8%		
					Maximum	98,5%	98,0%	98,3%	99,3%		
	1-5PZ	10	50%	0%	Minimum	95,5%	92,4%	92,6%	93,1%		
					Mittelwert	96,2%	93,6%	94,0%	95,6%		
					Maximum	96,2%	95,6%	96,6%	98,2%		

Tabelle 29: Ertragswerte im Szenario 3 (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Beim Vergleich der Mittelwerte ergibt sich die 0PZ-Strategie als wirtschaftlich vorteilhafteste Rehabilitationsstrategie (vgl. Tabelle 29).

Szenario	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)						
				Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAvnb) in %	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
				10	50%	0% Minimum Mittelwert Maximum				
"Ambitionierte Konkurrenz"	0PZ				99,4%	97,1%	96,7%	96,2%		
					<b>99,4%</b>	<b>98,2%</b>	<b>98,1%</b>	<b>98,1%</b>		
					100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		
	1PZ				98,7%	96,8%	96,9%	96,9%		
					<b>98,7%</b>	<b>97,5%</b>	<b>98,3%</b>	<b>99,8%</b>		
					99,4%	99,3%	100,6%	102,1%		
	1-5PZ				97,5%	95,7%	97,5%	99,8%		
					<b>98,1%</b>	<b>96,8%</b>	<b>99,2%</b>	<b>102,1%</b>		
					98,7%	98,6%	101,4%	104,8%		

Tabelle 30: Ertragswerte im Szenario 3 (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Bei Gleichsetzung der handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauer tritt erneut der bereits im Szenario 1 beschriebene Effekt ein, dass, langfristig betrachtet, die präventive 1-5PZ-Strategie die wirtschaftlich vorteilhafteste Rehabilitationsstrategie wäre (vgl. Tabelle 30).

#### 5.4.9 Szenario 3a: Ambitionierte Konkurrenz (alternative Regulierungsmethodik)

In diesem Szenario bauen die anderen Netzbetreiber auch in durchschnittlich 10 Jahren ihre Ineffizienz ab. Die bereits zu 100 %-effizienten Netzbetreiber realisieren auch hier keine weiteren Kostenreduktionen. Es kommt im Gegensatz zu Szenario 3 aber die alternative Regulierungsmethodik zur Verwendung (vgl. Abschnitt 5.4.5).

					Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)				
		Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau		Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
		Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAVnb) in %					
<b>Szenario "Ambitionierte Konkurrenz"</b>	0PZ	10	50%	0%	Minimum	99,2%	95,9%	94,7%	94,3%
					Mittelwert	99,2%	97,5%	97,3%	97,4%
					Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	10	50%	0%	Minimum	97,7%	93,0%	90,8%	89,3%
					Mittelwert	97,7%	94,7%	94,1%	94,3%
					Maximum	98,5%	97,1%	97,3%	98,3%
	1-5PZ	10	50%	0%	Minimum	95,5%	89,3%	87,3%	86,7%
					Mittelwert	96,2%	91,0%	90,2%	90,7%
					Maximum	96,2%	93,9%	93,8%	95,5%

Tabelle 31: Ertragswerte im Szenario 3a (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Sowohl im Fall unterschiedlicher Ansätze bei den handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern als auch im Fall mit gleichgesetzten handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern ergibt sich mehr oder weniger deutlich eine Vorteilhaftigkeit der 0PZ-Strategie (vgl. Tabelle 31 und Tabelle 32).

					Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)				
		Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau		Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
		Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAVnb) in %					
<b>Szenario "Ambitionierte Konkurrenz"</b>	0PZ	10	50%	0%	Minimum	99,4%	96,3%	94,8%	94,1%
					Mittelwert	99,4%	97,8%	97,1%	97,3%
					Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	10	50%	0%	Minimum	98,7%	95,2%	93,1%	92,1%
					Mittelwert	98,7%	96,7%	96,0%	97,3%
					Maximum	99,4%	98,9%	99,1%	101,2%
	1-5PZ	10	50%	0%	Minimum	97,5%	93,7%	92,5%	93,1%
					Mittelwert	98,1%	95,2%	95,1%	97,3%
					Maximum	98,7%	97,8%	98,9%	102,2%

Tabelle 32: Ertragswerte im Szenario 3a (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

#### 5.4.10 Szenario 4: Ambitionierte Konkurrenz – Effizienz+ (heutige Regulierungsmethodik)

In diesem Szenario bauen die anderen Netzbetreiber erneut in durchschnittlich 10 Jahren ihre Ineffizienz ab. Die bereits zu 100 %-effizienten Netzbetreiber realisieren aber hier weitere Kostenreduktionen in Höhe von durchschnittlich 2 % pro Regulierungsperiode.

Szenario	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)				
				5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	
				Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KA <sub>avn</sub> ) in %		
"Ambitionierte Konkurrenz - Effizienz +"	0PZ	10	50%	2% Minimum Mittelwert Maximum	98,5%	96,8%	96,0%	95,6%
					99,2%	98,4%	98,0%	97,9%
					100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	10	50%	2% Minimum Mittelwert Maximum	97,7%	94,8%	94,3%	94,2%
					97,7%	96,4%	96,3%	96,8%
					98,5%	98,0%	98,0%	98,6%
	1-5PZ	10	50%	2% Minimum Mittelwert Maximum	95,5%	92,0%	92,0%	92,3%
					96,2%	94,0%	94,3%	95,4%
					96,2%	95,2%	96,0%	97,2%

Tabelle 33: Ertragswerte im Szenario 4 (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Beim Vergleich der Mittelwerte stellt erneut die 0PZ-Strategie die wirtschaftlichste Rehabilitationsstrategie dar (siehe Tabelle 33).

Szenario	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)				
				5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	
				Abbauzeitraum Ineffizienz	Streuung Normalverteilung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KA <sub>avn</sub> ) in %		
"Ambitionierte Konkurrenz - Effizienz +"	0PZ	10	50%	2% Minimum Mittelwert Maximum	99,4%	96,8%	96,4%	95,4%
					99,4%	98,2%	98,3%	98,1%
					100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	1PZ	10	50%	2% Minimum Mittelwert Maximum	98,1%	96,4%	96,6%	97,1%
					98,7%	97,8%	98,6%	99,5%
					99,4%	98,9%	100,3%	101,7%
	1-5PZ	10	50%	2% Minimum Mittelwert Maximum	97,5%	95,7%	97,2%	98,8%
					98,1%	97,1%	99,4%	101,9%
					98,1%	98,6%	100,8%	103,8%

Tabelle 34: Ertragswerte im Szenario 4 (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Bei Gleichsetzen der handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern kehrt sich auch in diesem Szenario, die zunächst bei der 0PZ-Strategie vorhandene Vorteilhaftigkeit langfristig zugunsten der 1-5PZ- Strategie um (siehe Tabelle 34).

### 5.4.11 Szenario 4a: Ambitionierte Konkurrenz – Effizienz+ (alternative Regulierungsmethodik)

In diesem Szenario bauen die anderen Netzbetreiber auch in durchschnittlich 10 Jahren ihre Ineffizienz ab. Die bereits zu 100 %-effizienten Netzbetreiber realisieren auch hier weitere Kostenreduktionen in Höhe von durchschnittlich 2 % pro Regulierungsperiode. Es

kommt im Gegensatz zu Szenario 4 aber erneut die alternative Regulierungsmethodik zur Verwendung (vgl. Abschnitt 5.4.5).

Szenario	Abbauezeitraum Ineffizienz	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Streuung Normalverteilung	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAvnb) in %	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)			
							5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
							0PZ	1PZ	1-5PZ	
"Ambitionierte Konkurrenz - Effizienz +"	10	50%	2%	Minimum	98,5%	95,5%	93,7%	93,0%		
				Mittelwert	99,2%	97,9%	97,0%	96,9%		
				Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		
	10	50%	2%	Minimum	97,7%	93,0%	90,4%	89,4%		
				Mittelwert	97,7%	95,0%	93,7%	93,5%		
				Maximum	98,5%	97,1%	96,4%	96,9%		
	10	50%	2%	Minimum	95,5%	89,3%	86,3%	84,6%		
				Mittelwert	96,2%	91,7%	89,9%	89,6%		
				Maximum	96,2%	93,8%	92,5%	92,8%		

Tabelle 35: Ertragswerte im Szenario 4a (normiert) – unterschiedliche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Im Szenario 4a ergibt sich bei Ansatz der unterschiedlichen handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern die größte Diskrepanz zwischen 0PZ- und 1-5PZ-Strategie aller betrachteten Szenarien. Die 0PZ-Strategie ist hier mit Abstand die wirtschaftlich vorteilhafteste Rehabilitationsstrategie (siehe Tabelle 35).

Szenario	Abbauezeitraum Ineffizienz	Ineffiziente Netzbetreiber Prämissen zum Kostenabbau	Streuung Normalverteilung	Effiziente Netzbetreiber Prämissen zur Entwicklung	Abbau (positives Vorzeichen += Abbau) Kosten(KAvnb) in %	Kennzahlen MC-Analyse	Ertragswerte PROZENTUAL (normiert mit den maximalen Ertragswerten der Nichtstun-Strategie 0PZ)			
							5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
							0PZ	1PZ	1-5PZ	
"Ambitionierte Konkurrenz - Effizienz +"	10	50%	2%	Minimum	99,4%	95,9%	94,2%	92,8%		
				Mittelwert	99,4%	97,8%	97,1%	96,8%		
				Maximum	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		
	10	50%	2%	Minimum	98,1%	94,8%	93,0%	92,3%		
				Mittelwert	98,7%	96,7%	96,2%	96,3%		
				Maximum	99,4%	98,5%	98,8%	99,8%		
	10	50%	2%	Minimum	97,5%	93,3%	91,6%	91,0%		
				Mittelwert	98,1%	95,2%	95,3%	96,3%		
				Maximum	98,1%	97,0%	98,0%	99,5%		

Tabelle 36: Ertragswerte im Szenario 4a (normiert) – gleiche handelsrechtliche und kalkulatorische Nutzungsdauern gemäß Abschnitt 4.3.2

Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der 0PZ-Strategie ist auch bei Gleichsetzen der handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauer weiter gegeben (siehe Tabelle 36).

### **5.4.12 Zusammenfassung der Szenarioanalyse**

Der Ertragswert des Beispielnetzbetreibers und damit der Unternehmenserfolg sind abhängig vom Verhalten der anderen, konkurrierenden Netzbetreiber. Der grundlegende Ansatz der Anreizregulierung ist somit als funktionstüchtig zu bewerten.

In allen betrachteten Szenarien zeigt sich auch, dass in der Regel kein finanzieller Anreiz zur nachhaltigen Rehabilitation und Einhaltung von Mindeststandards für den betrachteten Beispielnetzbetreiber gegeben ist.

Der Einfluss der zukünftigen Ausgestaltung der Regulierung (zum Beispiel nach 2018) auf den Ertragswert ist als wesentlich einzustufen. Bleibt es dauerhaft bei der jetzigen Regulierungsmethodik, sind Erneuerungsinvestitionen eher wirtschaftlich als bei Einführung einer Regulierung beispielsweise mittels Yardstick-Competition.

Bei Ansatz der gleichen Nutzungsdauern in handelsrechtlicher und kalkulatorischer Sicht werden für den betrachteten Beispielnetzbetreiber Erneuerungsinvestitionen tendenziell wirtschaftlicher. Dies kann sich bei einem Netzbetreiber, der sich in einer anderen Phase des Lebenszyklus‘ des Netzes befindet, gegensätzlich sein.

Wenn sich die bereits 100 %-effizienten Netzbetreiber weiter verbessern, so sinkt in der Regel die Effizienz des betrachteten Beispielnetzbetreibers weiter ab.

Von wenigen Ausnahmen abgesehen, ergeben sich in der Regel höhere Ertragswerte bei Rehabilitationsstrategien mit geringen bzw. gar keinen Erneuerungsraten. Es kann somit relativ robust konstatiert werden, dass die Netzbetreiber vermutlich eher Rehabilitationsstrategien mit geringen Rehabilitationsraten wählen werden, wenn sie sich bei ihren Entscheidungen am Unternehmensergebnis orientieren.

## 6 Alternatives Modell zur Qualitätsregulierung

### 6.1 Allgemeines

Im Folgenden wird aus den unterschiedlichen Sicherheitsdimensionen (vgl. Abbildung 38) der Aspekt der ‚Technischen Sicherheit‘ näher betrachtet und ein Modell entwickelt, das diese Qualitätsdimension im Rahmen der Anreizregulierung nachhaltig sicherstellt.

Zunächst wird dazu der Begriff der ‚Technischen Sicherheit‘ definiert und das für Gasversorgungsnetze zulässige Grenzzisiko festgelegt. Daraus wird unter ergänzender Einbeziehung von Nachhaltigkeitskennzahlen eine technisch sinnvolle Rehabilitationsstrategie entwickelt, die es ermöglicht, das zulässige Grenzzisiko nachhaltig zu unterschreiten. Es wird eine zukunftsorientierte Qualitätsregulierung vorgeschlagen, die sicherstellt, dass die aus technischen Gesichtspunkten empfehlenswerte Rehabilitationsstrategie auch betriebswirtschaftlich sinnvoll ist.

### 6.2 Begriff der Technischen Sicherheit

Im EnWG § 49, Abs. 1 wird gefordert, dass Energieanlagen so zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist [15]. Hier stellt sich die Frage, wie technische Sicherheit zu definieren ist.

In [107] findet sich eine Definition zum Begriff der Technischen Sicherheit:

*„Unter ‚Technischer Sicherheit‘ wird begrifflich verstanden, dass ein technisches System, eine Anlage, ein Produkt über einen geplanten Zeitraum (gegebenenfalls die geplante Lebensdauer) hinweg die vorgesehenen Funktionen erfüllt und bei bestimmungsgemäßer Nutzung keine geschützten Rechtsgüter verletzt, d.h. weder Personen noch Sachen geschädigt werden, soweit dafür das System, die Anlage oder das Produkt ursächlich sein können. Die Zuverlässigkeit der Funktion über die vorgesehene Lebensdauer ist kein notwendiger Bestandteil der Sicherheit, sofern der Verlust der Funktion zu keinem unsicheren Zustand führt. (...) Einerseits sind in Teilen der Ingenieurwissenschaften (...) die Entscheidungsgrundlagen hierzu schwächer entwickelt, andererseits sind die Vorstellungen von Sicherheit in der Öffentlichkeit so breit angelegt, dass sich eine hinreichende Akzeptanz nur auf Basis eines Risikominimierungsgebots – einer Eingrenzung mit akzeptiertem Grenzzisiko – herstellen lässt.“ (siehe [107], S.14)*

Daraus kann man schließen, dass Technische Sicherheit die Begrenzung des Risikos bedeutet, das beispielsweise von Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß, aber auch von subjektiver und sich zeitlich verändernder Risikowahrnehmung abhängt.

Vielfach gibt es zur Eingrenzung des Risikos einen ordnungsrechtlichen Rahmen. Zum Beispiel gibt es für komplexe Bauwerke die Pflicht zur Aufstellung eines Standsicherheitsnachweises, der dann in definierten Fällen auch noch von einem anerkannten Sachverständigen geprüft werden muss. Hierzu gibt es beispielsweise in Nordrhein-Westfalen die ‚Verordnung über bautechnische Prüfungen (BauPrüfVO)‘. Es werden ein Standsicherheits- und ein Gebrauchstauglichkeitsnachweis gemäß den

allgemein anerkannten Regeln der Technik (z.B. bei Stahlbeton nach DIN 1045) aufgestellt und je nach Fall ggf. auch geprüft. Dadurch wird das Risiko der Verletzung der o.g. geschützten Rechtsgüter minimiert.

Im Hinblick auf die leitungsgebundene Versorgung mit Gas stellt sich die Frage, ob eine Leitung mit einer Schadensrate von beispielsweise 2 Schäden pro Jahr und Kilometer erneuert werden muss oder ob dies tolerabel ist. Muss dabei unterschieden werden, ob diese Leitung unter einer Grünfläche verläuft oder beispielsweise in der Nähe einer Veranstaltungshalle oder einer Bahntrasse? Reicht das Monitoring der Schadensrate über das gesamte Unternehmen aus, oder sind auch Schadensraten an Einzelleitungen zu überwachen? Es könnten noch weitere derartige Fragen aufgeführt werden. Wesentlich für die Definition der Technischen Sicherheit ist demzufolge die Definition eines akzeptierten Grenzrisikos.

### 6.3 Festlegung des zulässigen Grenzrisikos

Gemäß EnWG § 1, Abs. 1 „ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung“ mit Gas zu realisieren [15]. Zielkonflikte sind offenkundig: will man eine möglichst sichere Versorgung, ist sie ggf. nicht preisgünstig, will man eine umweltverträgliche Versorgung, ist sie vielleicht nicht effizient, usw.

Es wird vorausgesetzt, dass es sich bei der Festlegung der Grenzschaadensraten um nicht kathodisch geschützte Leitungen handelt. Für kathodisch geschützte Leitungen müsste ein eigenständiges System entwickelt werden.

#### 6.3.1 Grenzschaadensrate im Gesamtnetz

Orientiert man sich an den Grenzwerten, die im DVGW Arbeitsblatt G 465-1 genannt sind (siehe Tabelle 5), so könnte man beispielsweise festlegen:

- Niedrige Schadensrate:  $\leq 0,1 \text{ S} / (\text{a} \cdot \text{km})$
- Mittlere Schadensrate:  $> 0,1 \text{ und } \leq 0,5 \text{ S} / (\text{a} \cdot \text{km})$
- Hohe Schadensrate:  $> 0,5 \text{ S} / (\text{a} \cdot \text{km})$

Diese gelten zwar eigentlich als Schadensraten im Überprüfungsbezirk – hier werden sie aber für das Gesamtnetz angesetzt. Um den Langfristigeitsaspekt zu integrieren, müssen die definierten Schadensraten langfristig und nachhaltig unter einer sogenannten Grenzschaadensrate liegen. Die langfristig und nachhaltig einzuhaltende Grenzschaadensrate wird in Analogie zu G 465-1 auf  $0,1 \text{ S} / (\text{a} \cdot \text{km})$  – Bereich niedriger Schadensraten – festgelegt. Bei Zugrundlegung dieser Grenzschaadensrate ergibt sich bei einem Leitungsbetreiber mit 1.000 km Netzlänge eine Schadensanzahl pro Jahr von 100 Schäden. Diese Schadensrate muss vom betrachteten Netzbetreiber langfristig und nachhaltig im Mittel in seinem Gesamtnetz eingehalten werden.

Diese mittlere Schadensrate im Gesamtnetz ergibt sich als Mittel aus überdurchschnittlich und unterdurchschnittlich schadensanfälligen Leitungen. Im Extremfall könnte es sein, dass sich dieser Mittelwert aus einer extrem schadensanfälligen und zugleich kritischen Leitung und zahlreichen schadensunauffälligen Leitungen ergibt und im Ergebnis unterhalb der Grenzschadensrate für das Gesamtnetz liegt. In diesem Fall gäbe es für das Gesamtnetz kein Rehabilitationsbudget. Um jedoch keine Leitungen im Netz zu haben, deren Schadensanfälligkeit eine tolerable Grenze überschreitet, muss auch auf Leitungsebene das entsprechende Grenzkrisiko festgelegt werden. Zur Rehabilitation der kritischen, schadensanfälligen Leitungen muss ein entsprechendes Budget bereitgestellt werden, sofern sich dieses nicht aus der Rehabilitationsstrategie ergeben sollte.

### **6.3.2 Grenzschadensrate pro Leitungsstrang**

Es bietet sich an, nicht ausschließlich die aktuelle jährliche Schadensrate oder die Gesamtschadensrate zu verwenden, sondern beispielsweise eine Schadensrate mit einem längerfristigen Horizont (beispielsweise 6 Jahre) und eine Schadensrate mit kurzfristiger Ausrichtung (beispielsweise 2 Jahre). Somit kann man erkennen, ob der Leitungsstrang bereits seit längerem schadensanfällig ist und ob diese Entwicklung stabil oder ggf. auch wieder rückläufig ist. Das Phänomen der Rückläufigkeit ist beispielsweise in Gebieten mit Bergbaueinfluss gegeben, in denen sich Schadensraten nach Ende der Abbautätigkeiten zum Teil auch wieder reduzieren können.

Eine Vorgabe dieser Kennzahlen ist infolge der unterschiedlichen Längen der Leitungsabschnitte im Geografischen Informationssystem (im Folgenden GIS) problematisch. Hat beispielsweise ein Leitungsstrang eine Länge von 100 m und weist einen Schaden pro Jahr auf, so ergibt sich eine Schadensrate von  $10 \text{ S} / (a \cdot \text{km})$ . Zerlegt man diesen Leitungsstrang in 10 Stränge zu je 10 m, wird lediglich dem betroffenen 10 m-Abschnitt der Schaden zugeordnet, und es ergibt sich eine zehnmal höhere Schadensrate. Die Schadensrate ist also abhängig von der Art der Leitungsabbildung im GIS. Dieses Phänomen ist systemtechnisch abzufangen. Hier wird unterstellt, dass die Leitungsabschnitte so zusammengefasst sind, dass sich die notwendige homogene Struktur bei der Länge der Leitungsabschnitte ergibt.

Nun ist ferner zu hinterfragen, ob die Grenzschadensrate des Leitungsabschnittes alleine ein aussagefähiges Kriterium ist. Eine identische Schadensrate unter einer Grün- oder landwirtschaftlichen Nutzfläche ist sicherlich anders zu bewerten als die gleiche Schadensrate an einer Leitung, die unter einer Gleisanlage oder an anderen sensiblen Bauwerken vorbeiführt. Einen möglichen Ansatz, von der Schadensrate zu einem Risiko zu kommen, bietet die Klassifizierungsmethodik gemäß G 465-3. Selbstverständlich sind aber auch andere unternehmensindividuelle Methoden denkbar.

Wie eine Priorisierung erfolgen kann, ist in Abschnitt 4.2.3 beschrieben worden.

### **6.3.3 Grenzkrisiko - Klassifizierung der Leckstellen nach G 465-3**

In der Regel ist die Berechnung des Risikos, dass von einem Leitungsstrang ausgeht, eine Berechnung, die umfassend verschiedene Einflussgrößen berücksichtigt (z.B. Bedeutung der Leitung, Umgebungsdaten, Schadensdaten, Bestandsdaten).

Ein recht einfacher Ansatz, den alle Gasverteilnetzbetreiber im Zuge ihrer Turnuslecksuche durchführen, ist die Klassifizierung von Leckstellen gemäß DVGW G 465-3 [47]. Dabei sind A1-Schäden solche innerhalb von Gebäuden, AII-Schäden solche in unmittelbarer Nähe von Gebäuden, B-Schäden solche in größerem Abstand zu Gebäuden und C-Schäden solche, bei denen keine Gefahr von Eindringen von Gas in Gebäude besteht. A1-Schäden sind beispielsweise unmittelbar zu reparieren. B- und C-Schäden können hingegen in die Rehabilitationsplanung aufgenommen werden.

Dieser Ansatz bildet lediglich einen kleinen, aber gleichzeitig wichtigen Aspekt der risikoorientierten Instandhaltung ab. Durch dieses Vorgehen ist die Gefahr von schwersten Sach- und Personenschäden, die ggf. durch Explosion eines zündfähigen Gas-Luft-Gemisches innerhalb von Gebäuden entstehen, minimiert.

## **6.4 Nachweisverfahren zur nachhaltigen Einhaltung des Grenzkrisikos**

Ein Nachweisverfahren bzw. ein Modell zur Einhaltung der Technischen Sicherheit (z.B. im Rahmen eines Monitoring durch die Bundesnetzagentur) sollte insbesondere zwei wesentliche Ziele verfolgen:

- 1) Langfristiger und nachhaltiger Erhalt der Technischen Sicherheit
- 2) Einfachheit und möglichst schlanke Datenverwendung.

Stellt man den Aspekt der Datenschlankheit in den Vordergrund, so könnte man beispielsweise lediglich die aktuellen Schadensraten abfordern und bei Überschreiten einer Grenzschadensrate auf Netzebene eine Erhöhung der Rehabilitationsrate fordern.

Im anderen Extremfall könnte man diverse Bestands-, Umgebungs-, Schadens- und sonstigen Zustandsdaten abfordern und seitens der BNetzA selbstständig Rehabilitationsbedarfe bestimmen. Dies wäre allerdings extrem aufwändig für die BNetzA und würde die Innovationskraft der Unternehmen im Bereich des Asset-Managements reduzieren.

Insofern soll im Folgenden ein Kompromiss-Modell aufgebaut werden, dass beide oben genannten Ziele anhand eines sinnvollen Mittelweges zu erreichen sucht.

### **6.4.1 Bisherige Ansätze zur Prüfung der Nachhaltigkeit von Erneuerungsstrategien**

Schlicht und Heyen entwickelten eine einfache Kennzahlenlogik zur Bewertung der Nachhaltigkeit bei der Rehabilitation von Wassernetzen [100].

$$\begin{aligned} & \text{Verlustindex} \\ & = \frac{\text{tatsächliche mittlere spezifische Wasserverluste}}{\text{geringe mittlere spezifische Wasserverluste gem. DVGW W 392}} \end{aligned} \quad 6.1$$

$$\begin{aligned} & \text{Schadensindex} \\ & = \frac{\text{tatsächliche mittlere Schadensrate}}{\text{niedrige Schadensghäufigkeit gem. DVGW W 400 – 3}} \end{aligned} \quad 6.2$$

$$\text{Nachhaltigkeit} = \frac{\text{mittlere Rehabilitationsrate in \% pro Jahr}}{\text{Verlustindex} \cdot \text{Schadensindex}} \quad 6.3$$

Die Nachhaltigkeit ergibt sich aus dem Quotienten aus Rehabilitationsrate im Zähler und dem Produkt aus Verlustindex und Schadensindex im Nenner (Formeln 6.1 bis 6.3). Die Nachhaltigkeitskennzahl sollte im Bereich von 1 liegen. Allerdings wird hier von den Autoren eingeräumt, dass die Anwendung der oben angegebenen Formeln lediglich die grundsätzlichen Tendenzen der Nachhaltigkeitsentwicklung abzubilden vermag. Der Ansatz setzt ferner voraus, dass die durchschnittliche Lebensdauer der Betriebsmittel im Netz ca. 100 Jahre beträgt. Für langjährig aufgebaute Netze ohne Spitzen in der Bestandsstatistik ergibt sich in diesem Fall eine durchschnittliche Rehabilitationsrate von etwa 1 % pro Jahr. Als Näherungsansatz wird diese Kennzahl im Folgenden ebenfalls berechnet.

Eine weitere Möglichkeit, die Nachhaltigkeit zu bewerten, wird in DWA-Regelwerk DWA-M 143-14 [37], S.20 ff. vorgestellt (vgl. auch Abschnitt 2.4.1). Dazu wird der relative Substanzwert herangezogen, der grundsätzlich zwischen 0 und 1 liegt. Ein relativer Substanzwert von 1 entspräche einem Netz, das vollständig im aktuellen Jahr erstellt wurde. In diesem Fall wäre der Substanzwert und der Wiederbeschaffungswert gemäß Formel 2.45 identisch. Dieser Wert ist selbstverständlich nur theoretisch erreichbar. Ein relativer Substanzwert größer 0,5 beschreibt ein relativ junges Netz. In DWA Merkblatt 143-14 wird angegeben, dass sinnvolle Rehabilitationsstrategien im Laufe mehrerer Jahrzehnte (Zeitraum einer Nutzungsdauer) um den Wert 0,5 schwanken sollten. Für Werte zwischen 0,2 und 0,5 wird empfohlen, die Rehabilitationsraten zukünftig zu steigern. Ein relativer Substanzwert kleiner 0,2 scheint auf einen erheblichen Rehabilitationsbedarf hinzudeuten.

In Formel 2.44 wird das Alter der Rohrleitung in Bezug zur betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer gesetzt. Die Verwendung von handelsrechtlichen oder kalkulatorischen Nutzungsdauern würde bei der Bestimmung des relativen Substanzwertes zu fehlerhaften

Ergebnissen und damit zu Fehlinterpretationen bezüglich des Netzzustandes führen<sup>20</sup>. Berechnet man in Formel 2.44 den angegebenen Wiederbeschaffungswert (Produkt aus Spezifischen Erneuerungskosten des Leitungsabschnittes  $i$  [€/m] und zu erneuernder Länge  $l_i$  [m]), ergibt sich Formel 6.4.

$$SW_{Netz} = \sum_{i=1}^n \left( \text{Spezif. Erneuerungskosten}_i \cdot l_i \cdot \left( 1 - \frac{\text{Alter}_i}{\text{Nutzungsdauer}_i} \right) \right) \quad 6.4$$

Bei Ansatz gleicher spezifischer Erneuerungskosten für die einzelnen Leitungsabschnitte ergibt sich der in Formel 6.5 dargestellte Netz-Substanzwert.

$$SW_{Netz} = \text{Spezif. Erneuerungskosten} \cdot \sum_{i=1}^n \left( l_i \cdot \left( 1 - \frac{\text{Alter}_i}{\text{Nutzungsdauer}_i} \right) \right) \quad 6.5$$

In Formel 2.45 ist der relative Substanzwert definiert. Der Nenner, also der Wiederbeschaffungswert des Netzes, ergibt sich bei Ansatz ebenfalls gleicher spezifischer Erneuerungskosten für alle Leitungsabschnitte gemäß Formel 6.6.

$$WBW_{Netz} = \sum_{i=1}^n WBW_i = \text{Spezif. Erneuerungskosten} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \quad 6.6$$

Somit kann die Berechnung des relativen Substanzwertes unter der Annahme gleicher spezifischer Erneuerungskosten für alle Leitungsabschnitte wie folgt angegeben werden (siehe Formel 6.7).

$$SW_{rel} = \frac{SW_{Netz}}{WBW_{Netz}} = \frac{\sum_{i=1}^n \left( l_i \cdot \left( 1 - \frac{\text{Alter}_i}{\text{Nutzungsdauer}_i} \right) \right)}{\sum_{i=1}^n l_i} \quad 6.7$$

Bei entsprechender Datenlage kann auch eine Differenzierung erfolgen (z.B. leitungsabschnittsbezogen, gebietsbezogen, o.ä.).

Schmidt [102], [101] regt neben der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit auch die Bewertung des verbleibenden Restwertes / der Restnutzungsdauer als Zuverlässigkeitskenngrößen an. Er empfiehlt neben der langfristigen Begrenzung der Schadensraten auch die

<sup>20</sup> Diese Aussage trifft nur zu, wenn die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von der handelsrechtlichen und der kalkulatorischen Nutzungsdauer abweicht. Dies ist im Rahmen der vorliegenden Arbeit der Fall.

Erhaltung von mindestens 50 % Restlebensdauer (bezogen auf die Ursprungslebensdauer) sowie die nachhaltige Einhaltung weiterer Kennzahlen. Diese weiteren Kennzahlen gibt er aber mit dem Focus auf Wassernetze an (z.B. Entwicklung der mittleren Fließgeschwindigkeiten oder Aufenthaltszeiten im Rohrnetz). Der ‚Restlebensdauer-Ansatz‘ nach Schmidt entspricht im Wesentlichen dem oben beschriebenen Ansatz des relativen Substanzwertes.

#### 6.4.2 Ziele des eigenen Modells

Grundsätzlich können die Ziele, die im Abschnitt 6.4 bereits grob umrissen worden sind, wie folgt konkretisiert und ergänzt werden:

- Netzbetreiber, die über eine schlechte Qualität verfügen, sollen pönalisiert werden.
- Netzbetreiber, die über eine schlechte Qualität verfügen, müssen Investitionen dennoch tätigen können. Insofern darf die Pönale nicht zu einer weiteren Reduzierung von Instandhaltungsinvestitionen führen.
- Netzbetreiber, die über eine gute Qualität verfügen, sollen einen Bonus erhalten.
- Netzbetreiber, die langfristig und nachhaltig einen guten Netzzustand sicherstellen, sollen einen Bonus erhalten.

Das Ziel einer anreizorientierten Qualitätsregulierung ist somit eine nachhaltige, an den gesetzten Maßstäben orientierte Netzzustandsentwicklung.

Dabei muss beachtet werden, dass die Ursache-Wirkungsketten im Bereich der Netzzustandsentwicklung langfristig sind. Ein Netzbetreiber, der heute über keinen guten Netzzustand verfügt und aus diesem Grunde pönalisiert wird, wird für sein Verhalten in der Vergangenheit bestraft. Ebenso wird ein Netzbetreiber, der heute über einen guten Netzzustand verfügt, für die sinnvollen Rehabilitationen der Vergangenheit belohnt. Das Bonus-Malus-System ist somit vergangenheitsorientiert angelegt.

Dieser Aspekt ist insofern zunächst nicht zu kritisieren, da ein Netzbetreiber, der in der Vergangenheit zu geringe Rehabilitationsaufwendungen getätigt hat, dadurch in der Vergangenheit finanziell vermutlich überdurchschnittliche Vorteile erzielt hat, für die er jetzt pönalisiert wird. Ein Netzbetreiber, der bereits in der Vergangenheit sinnvolle Rehabilitationsstrategien verfolgt hat, sollte für sein richtiges Verhalten in der Vergangenheit einen Bonus erhalten.

Allerdings muss die Ebene der Vergangenheits- und Gegenwartsorientierung um eine Ebene der Zukunftsorientierung ergänzt werden. Ein Netzbetreiber der heute beispielsweise einen schlechten Netzzustand hat, aktuell aber eine sinnvolle Rehabilitationsstrategie verfolgt, die langfristig und nachhaltig einen guten Netzzustand sicherstellen wird, sollte dafür ebenfalls einen Bonus erhalten. Umgekehrt sollte ein

Netzbetreiber, der heute über einen guten Zustand verfügt, aber zukunftsorientierte Rehabilitationsaufwendungen unterlässt, pönalisiert bzw. nicht zusätzlich belohnt werden.

Die Ebene der Vergangenheitsorientierung ist über die Abfrage aktueller Schadensdaten oder anderer Zustands- oder Zuverlässigkeitsgrößen relativ einfach realisierbar. Besonders anspruchsvoll hingegen ist die Ebene der Zukunftsorientierung. Hier ist die Simulation des Netzzustandes unumgänglich. Dies zeigt beispielsweise auch die Beschreibung der Nachhaltigkeitskennzahlen in Abschnitt 6.4.1.

Die Betrachtung in mehreren Ebenen (Vergangenheits- und Gegenwartsorientierung / Zukunftsorientierung) ermöglicht, dass ein Netzbetreiber, der in der Vergangenheit keine ausreichende Rehabilitationsstrategie verfolgte und dafür pönalisiert wird, nun mit einer zukunftsgerichteten, sinnvollen Rehabilitationsstrategie und dem damit verbundenen Bonus die vergangenheitsorientierte Pönale im Idealfall kompensieren kann. Dies würde das Problem eines Teufelskreises (Pönale führt wiederum zu unzureichenden Rehabilitationsaufwendungen) vermeiden. Lediglich ein Netzbetreiber, der bereits in der Vergangenheit unzureichende Rehabilitationsraten umsetzte und dies auch zukünftig beibehält, erhielte eine vergangenheitsorientierte Pönale und keinen zukunftsorientierten Bonus für die Umsetzung einer nachhaltigen Rehabilitationsstrategie.

### **6.4.3 Eigenes Modell zur Qualitätsregulierung**

Abbildung 83 zeigt den eigenen Modellvorschlag. In dieser Darstellung sind links die beiden Ebenen der Qualitätsregulierung im Sinne des Modellvorschlags dargestellt (oben: Vergangenheitsorientierung, unten: Zukunftsorientierung gemäß eigenem Modellvorschlag). Auf der rechten Seite in Abbildung 83 ist die Summe aus vergangenheitsorientierten und zukunftsorientierten Anteilen in den Auf- bzw. Abschlägen auf die Erlösbergrenze dargestellt. Die zukunftsorientierte Ebene verzichtet dabei auf eine Pönale, sondern beschränkt sich auf einen Bonus für richtiges zukunftsorientiertes Verhalten. Fehlverhalten in der Vergangenheit kann durch eine nachhaltige zukunftsorientierte Rehabilitation somit (zumindest teilweise) kompensiert werden.

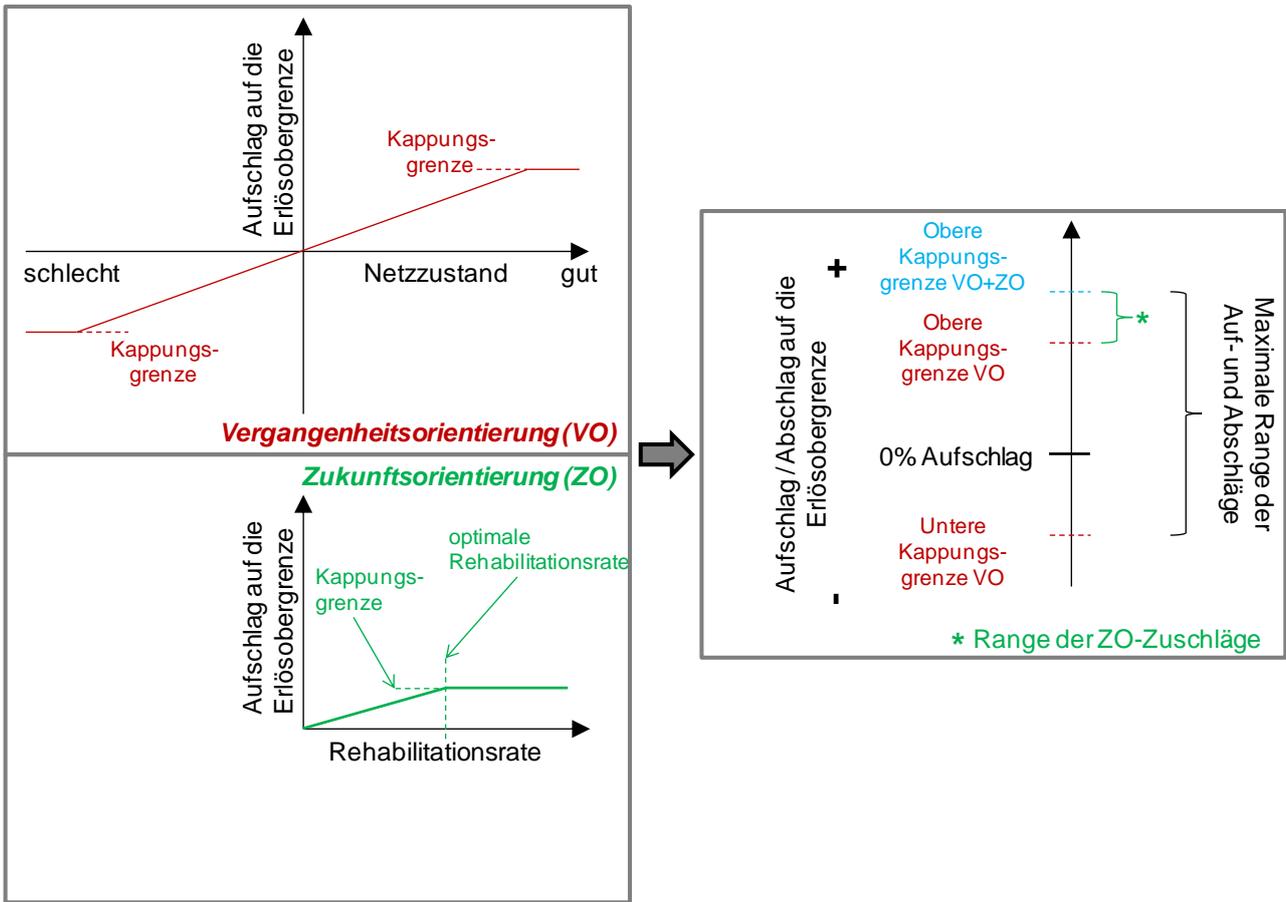


Abbildung 83: Eigener Modellvorschlag zur Qualitätsregulierung

Die in Abbildung 83 oben dargestellte vergangenheitsorientierte Form der Qualitätsregulierung kommt sinngemäß heute bereits für den Stromnetzbetrieb zur Anwendung. Die Abszisse stellt hier den Netzzustand dar. Im Stromnetzbetrieb liegt der Schwerpunkt auf der Versorgungszuverlässigkeit und wird in Form von Unterbrechungskennzahlen umgesetzt. Es ist denkbar, im Gasbereich Kombinationen aus dieser und weiteren Qualitätsdimensionen abzubilden (vgl. Abbildung 27 und Abbildung 38). In der Anreizregulierungsverordnung wird das Q-Element in der in Formel 3.11 angegebenen Logik in die Erlösobergrenze integriert. In einem von der BNetzA beauftragten Bericht zur Qualitätsregulierung im Stromnetzbetrieb ist seitens der Gutachter eine maximale Höhe des Q-Elementes von 3-5 % der Erlösobergrenze empfohlen worden (siehe [33], S.133). Mit geringfügigen Änderungen wurde dieses Konzept durch die BNetzA im Strombereich umgesetzt. Die genauen Regelungen finden sich in [25]. Wie bereits erwähnt, ist die Abbildung der Vergangenheit anhand der Abfrage von vergangenheitsbasierten und damit validen Daten im Grundsatz unproblematisch und soll hier nicht weitergehend thematisiert werden.

Das eigene Modell soll die zukunftsorientierte Ebene der Qualitätsregulierung betrachten. Ein Netzbetreiber, der die technisch sinnvolle ‚Mindeststrategie‘ umsetzt, soll näherungsweise mit dem Netzbetreiber finanziell gleichgestellt werden, der die

vermeintlich wirtschaftliche Strategie (Nichts-Tun- bzw. OPZ-Strategie) verfolgt. Dies wird im eigenen Modell dann unterstellt, wenn alle Ertragswerte (5, 10, 15 und 20 Jahre) bei Umsetzung der Mindeststrategie gleich oder höher sind, als bei Umsetzung der Nichts-Tun- bzw. OPZ-Strategie. Am Beispielnetsbetreiber wird dieses Vorgehen geprüft (Abschnitt 6.5).

Der untere Teil der Darstellung in Abbildung 83 enthält den Vorschlag der zukunftsorientierten Qualitätsregulierung. Der Vorschlag ist so konzipiert, dass beim Nachweis der Einhaltung der ‚optimalen Rehabilitationsrate‘ ein maximaler (additiver) Zuschuss zur Erlösobergrenze gewährt wird. Dieser muss aufgrund der langfristigen Nutzungsdauern von Rohrleitungen über größere Zeiträume (zum Beispiel 20 Jahre) verbindlich gewährt werden. Die optimale Rehabilitationsrate wäre durch das jeweilige Unternehmen im Rahmen einer Simulation gemäß Abschnitt 5.3 zu bestimmen und ist im Rahmen eines Audits zu bestätigen. Dabei sollte neben der sinnvollen Bestimmung der Rehabilitationsrate auch die Rehabilitationsplanung (z.B. risikoorientierte Priorisierung von Rehabilitationsmaßnahmen in Form einer Prioritätenliste) auditiert werden. Nur bei erfolgreicher Auditierung kann der Zuschuss bei der BNetzA beantragt werden. Es sollte eine ‚Geringfügigkeitsgrenze‘ definiert werden, die sicherstellt, dass die Beantragung und der damit verbundene administrative Aufwand erst ab einer bestimmten Größenordnung (z.B. ab einer Rehabilitationsrate in Höhe von 0,2 % des Bestandes) erforderlich wird.

Die Methodik zur Berechnung könnte in der Art erfolgen, dass bei Einhaltung der ‚optimalen Rehabilitationsrate‘ ein Zuschuss von beispielsweise 1 % der CAPEX gewährt wird. Liegt die tatsächliche Rehabilitationsrate bei 0 %, so liegt auch der Zuschuss bei 0 %. Zwischenwerte könnten linear interpoliert werden. Wird über die ‚optimale Rehabilitationsrate‘ hinaus rehabilitiert, so wäre der Aufschlag durch eine entsprechende Deckelung immer noch 1 % der CAPEX (vgl. Abbildung 83).

Die Berechnung und Festlegung des maximalen Zuschusses (‚Kappungsgrenze‘; vgl. Abbildung 83) bei Einhaltung der ‚optimalen Rehabilitationsrate‘ müsste durch die Bundesnetzagentur im Zuge von weitergehenden Analysen verschiedener Netzbetreiber noch abschließend erfolgen. Der maximale Zuschuss ist mit 1 % der CAPEX hier lediglich geschätzt. Er orientiert sich am ‚Pauschalieren Investitionszuschlag‘, der gemäß ARegV § 25 innerhalb der ersten Regulierungsperiode und im ersten Jahr der zweiten Regulierungsperiode für Gasverteilnetze beantragt werden konnte. Er betrug maximal 1 % der standardisierten Kapitalkosten. Abschnitt 3.6 enthält weitergehende Informationen zum ‚Pauschalieren Investitionszuschlag‘. Dadurch, dass dieser ab 2014 nicht mehr gewährt wird, gleichzeitig aber noch keine Qualitätsregulierung eingeführt wurde, wäre eine Einführung eines analogen ‚Qualitätszuschusses‘ ohne besonderen Aufwand umsetzbar.

Dieser ‚Qualitätszuschuss‘ könnte einerseits in die Netzentgelte des jeweiligen Netzbetreibers eingerechnet werden oder alternativ in Form eines Umlageverfahrens

erhoben werden. In letzterem Fall würde der Beitrag der Letztverbraucher in ganz Deutschland spezifisch gleich sein.

Diese Kosten könnten bei Bedarf transparent ausgewiesen werden. So würde offengelegt, welchen Preis die Letztverbraucher in Deutschland zahlen, um über einen höheren Standard hinsichtlich der technischen Versorgungssicherheit zu verfügen, als es ggf. betriebswirtschaftlich für die Netzbetreiber sinnvoll wäre.

Hierzu wird beispielsweise in [85] ausgeführt:

*„Ein intelligentes Instrument der Qualitätsregulierung besteht darin, den Kundenanspruch an Qualität in das Optimierungskalkül des Netzbetreibers zu internalisieren. Dies geschieht, indem die abgefragten Zahlungsbereitschaften der Kunden in ein Bonus-Malus-Schema überführt werden, das die regulierten Tarife des Netzbetreibers entsprechend anpasst. Durch dieses Instrument werden die positiven (oder negativen) externen Effekte von Qualität privatisiert und damit direkt mit der Investitionsentscheidung des Netzbetreibers verknüpft.“ [85], S.19*

Die praktische Umsetzung des Modells kann beispielsweise in der Form erfolgen, dass die Netzbetreiber im Rahmen eines Audits (z.B. durch den DVGW) ihre Rehabilitationsstrategien zertifizieren lassen. Dies kann beispielsweise im Rahmen der turnusmäßigen TSM<sup>21</sup>-Überprüfungen bzw. TSM-Wiederholungsprüfungen erfolgen, die alle 5 Jahre durchgeführt werden. Damit wäre zudem auch die Einhaltung der Vorgabe einer regelmäßigen Überprüfung / Fortschreibung der aufgestellten Rehabilitationsstrategien sichergestellt. Für die meisten Netzbetreiber bedeutete eine solche Regelung keinen oder kaum Mehraufwand, da die meisten Netzbetreiber bereits über eine Rehabilitationsstrategie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 403 verfügen. Für Netzbetreiber, die keine TSM-Zertifizierung anstreben, könnte ein spezialisiertes Audit eingeführt werden, das sich ausschließlich auf die Rehabilitation beschränkt.

Die festgelegten und im Audit geprüften Rehabilitationsraten müssten der Bundesnetzagentur – zum Beispiel im Rahmen einer jährlichen Datenübermittlung – berichtet und damit nachgewiesen werden. Dies entspräche auch dem bisher erfolgreichen und akzeptierten Ansatz der technischen Selbstverwaltung in der Gaswirtschaft.

## **6.5 Anwendung auf den Beispielnetsbetreiber**

In den folgenden Abschnitten soll nun das eigene Modell dahingehend angewendet werden, eine technisch sinnvolle Rehabilitationsstrategie herzuleiten, deren Nachhaltigkeit zu belegen und abschließend den Nachweis zu erbringen, dass bei Anwendung des alternativen Modells zur Qualitätsregulierung diese Strategie auch eine wirtschaftliche Realisierung durch den Netzbetreiber ermöglicht.

---

<sup>21</sup> TSM: Technisches Sicherheitsmanagement (Audit zur Gewährleistung einer rechtssicheren Aufbau- und Ablauforganisation)

### 6.5.1 Ergänzung weiterer Rehabilitationsstrategien

In der Anwendung des Modells auf einen Beispielnetzbetreiber ergaben sich die in Abbildung 75 dargestellten Verläufe der Schadensratenentwicklung. Die maximalen Schadensraten bei der 1PZ-Strategie lagen dabei beispielsweise nachhaltig unterhalb des in Abschnitt 6.3.1 festgelegten Grenzwertes für die Schadensrate in Höhe von 0,1 Schäden pro Jahr und Kilometer.

Daher wird im Zuge des iterativen Prozesses die Erneuerungsstrategie weiter optimiert. Es werden ergänzend noch eine 0-5- und eine 0-8-PZ-Strategie eingeführt und simuliert. Die Parameter des Herzansatzes sind in Tabelle 37 und Tabelle 38 dargestellt.

	$t_{100}$	$t_{50}$	$t_{10}$	a	b	c
ST-PE	35	100	145	20,55	0,05	35
ST-BIT	25	55	80	10,81	0,09	25
ST-PE-KKS	70	120	160	12,39	0,05	70
PE 80	25	55	80	10,81	0,09	25
PE 100	70	120	160	12,39	0,05	70
PVC	25	45	70	2,95	0,08	25

Tabelle 37: Parameter der Herzfunktion für den 0-8PZ-Ansatz

	$t_{100}$	$t_{50}$	$t_{10}$	a	b	c
ST-PE	40	110	160	18,36	0,04	40
ST-BIT	25	60	90	9,85	0,07	25
ST-PE-KKS	80	130	180	6,00	0,04	80
PE 80	25	60	90	9,85	0,07	25
PE 100	80	130	180	6,00	0,04	80
PVC	25	50	80	3,37	0,07	25

Tabelle 38: Parameter der Herzfunktion für den 0-5PZ-Ansatz

Damit ergeben sich die in Abbildung 84 dargestellten Rehabilitationsraten. Die beiden ergänzten Strategien 0-5PZ und 0-8PZ sind in Gelb und in Hellblau dargestellt. Die Schadensratenentwicklung findet sich in Abbildung 85.

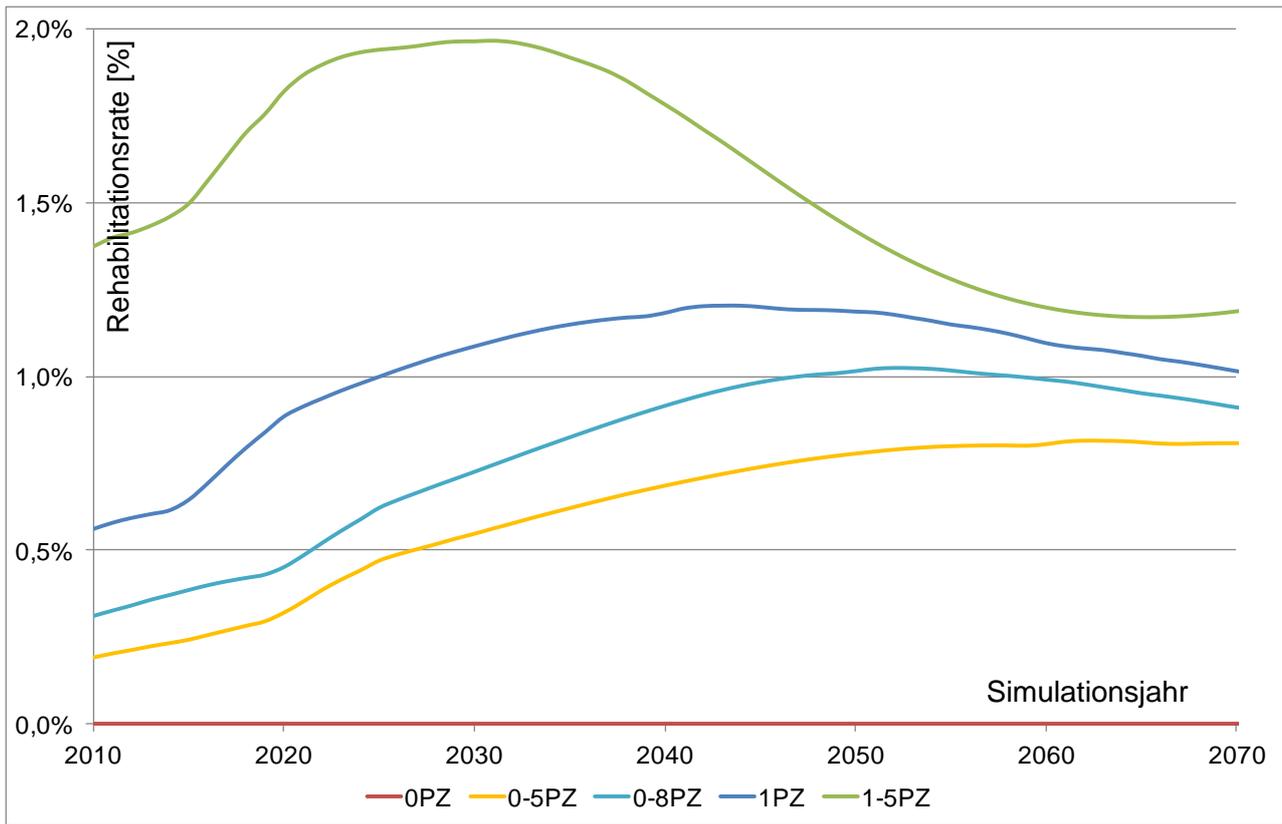


Abbildung 84: Rehabilitationsraten

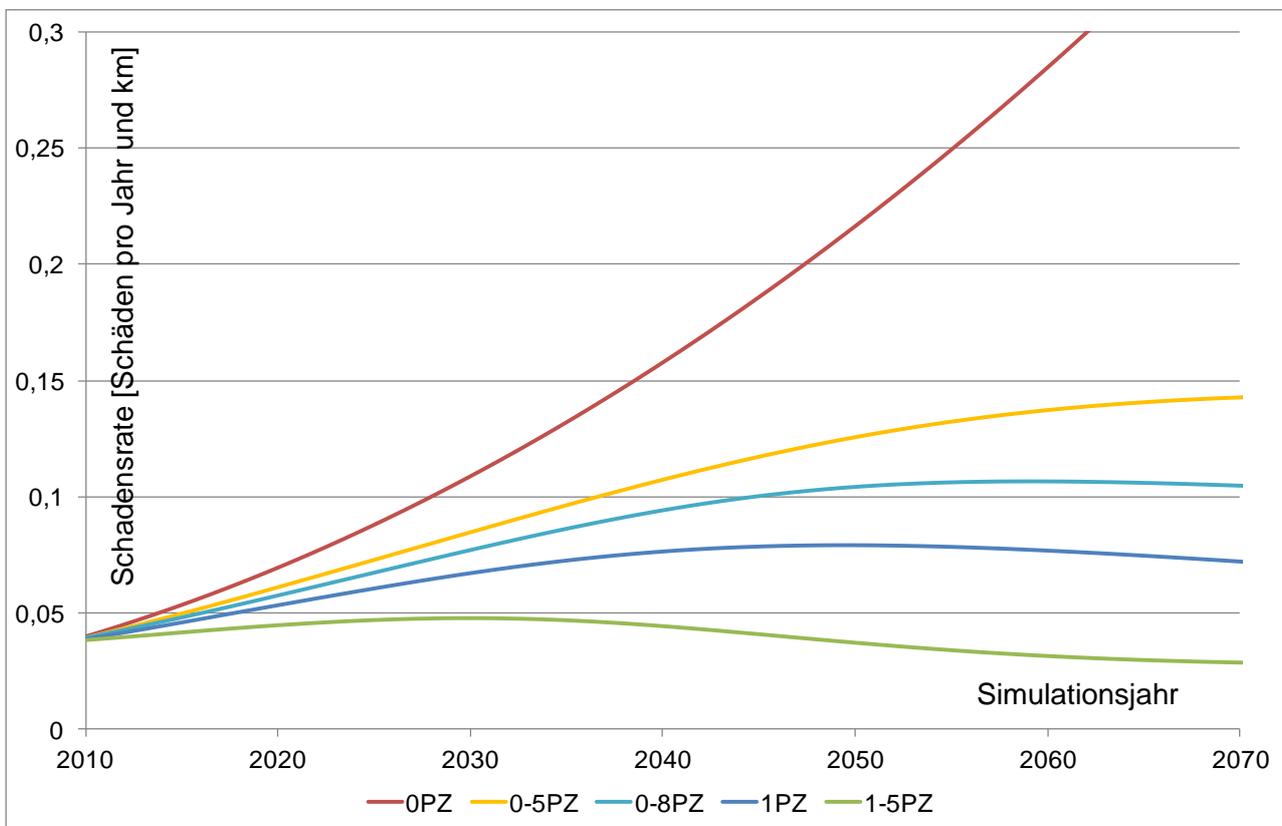


Abbildung 85: Schadensratenentwicklungen

Die 0-5-PZ-Strategie überschreitet deutlich die gesetzte Grenzschadensrate von 0,1 Schäden pro Jahr und Kilometer. Hingegen überschreitet die 0-8PZ-Strategie diesen Grenzwert nur geringfügig. Unter Beachtung der Prognoseunsicherheiten wird angenommen, dass der betrachtete Beispielnetsbetreiber sich dazu entschließt, dieses zu akzeptieren, durch ein gezieltes Monitoring über die nächsten Jahre zu überwachen und ggf. die Rehabilitationsrate mittelfristig anzupassen. Es soll demnach die 0-8PZ-Strategie umgesetzt werden.

## 6.5.2 Prüfen der Nachhaltigkeitskennzahlen

Im Folgenden wird die Einhaltung der in Abschnitt 6.4 eingeführten Nachhaltigkeitskennzahlen geprüft.

Die Entwicklung des Substanzwertes ist in Abbildung 86 dargestellt. Im Falle der 0PZ-Strategie verfällt der Substanzwert erwartungsgemäß. Bereits zwischen 2020 und 2025 unterschreitet der Wert die Grenze von 0,5. Im Bereich zwischen 0,2 und 0,5 wird empfohlen, die Instandhaltungsaufwendungen zu erhöhen.

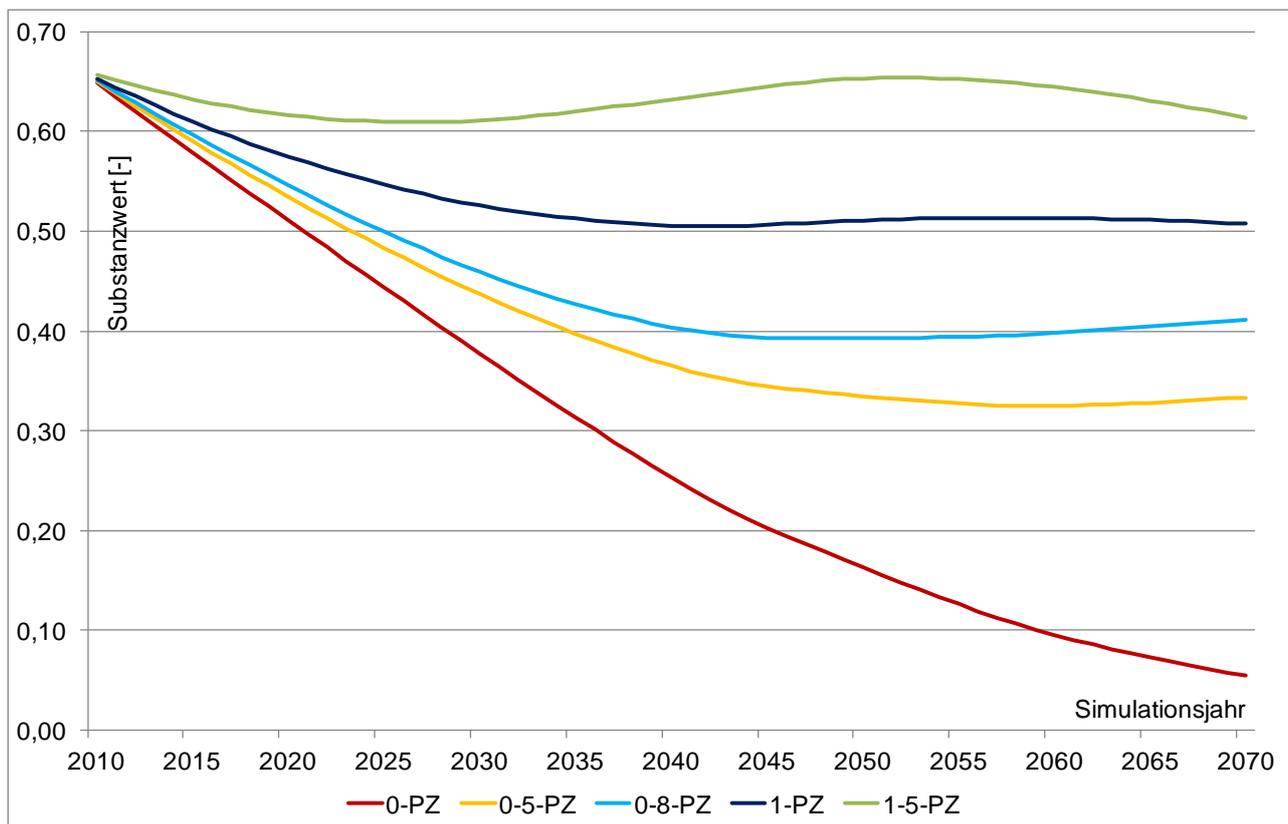


Abbildung 86: Substanzwertentwicklung bei den unterschiedlichen Strategien

Bei der hellblau dargestellten 0-8PZ-Strategie unterschreitet der Substanzwert ca. 2025 die Marke von 0,5. Die Rehabilitationsraten steigen in dieser Zeit deutlich an (vgl. Abbildung 84). In der Folge stabilisiert sich die hellblaue Kurve der 0-8PZ-Strategie und unterschreitet den Substanzwert von 0,4 nur marginal. Sie steigt am Ende des

Betrachtungszeitraums wieder auf einen Wert größer 0,4 an. Insofern entspricht die 0-8PZ-Strategie auch den Vorgaben und Empfehlungen zur Substanzwertstrategie.

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch bei der Überprüfung der Nachhaltigkeitskennzahl nach Schlicht / Heyen. Diese liegt bei der 0-8PZ-Strategie im Bereich des ‚Sollwertes‘ von 1,0 (siehe Abbildung 87).

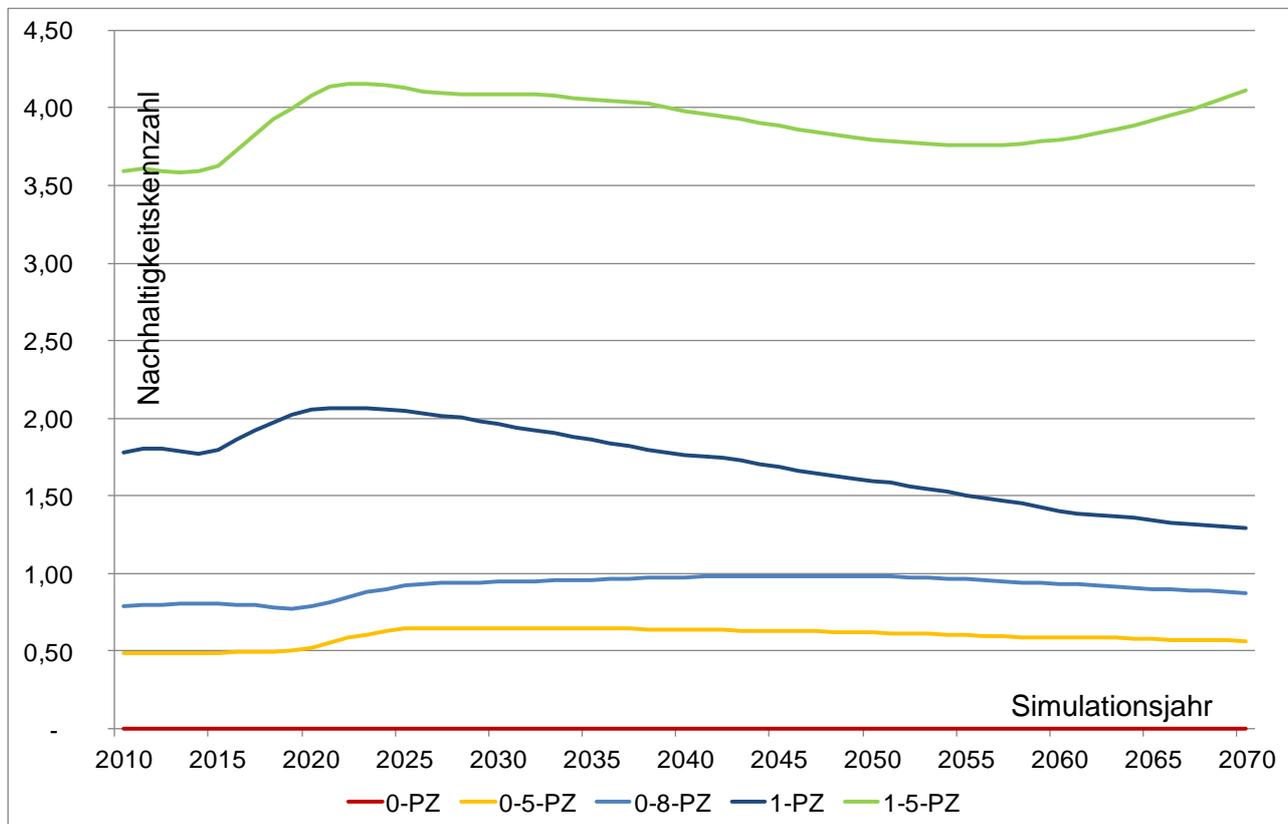


Abbildung 87: Entwicklung des Nachhaltigkeitskennwertes nach Schlicht / Heyen bei den unterschiedlichen Strategien

Die Wahl des Netzbetreibers, die 0-8PZ-Strategie umzusetzen, kann somit auch vor dem Hintergrund der Bewertung der Nachhaltigkeitskennzahlen als sinnvoll betrachtet werden.

### 6.5.3 Prüfung des Modellvorschlags zur Q-Regulierung

Der in Abschnitt 6.4.3 gemachte Modellvorschlag zur Gestaltung einer zukunftsorientierten Qualitätsregulierung soll anhand des betrachteten Beispielnetzbetreibers überprüft werden. Es wird beispielhaft das Szenario ‚Schlaffe Konkurrenz – Effizienz +‘ zugrunde gelegt. Es werden die mittleren Effizienzwerte aus der Monte-Carlo-Analyse verwendet (vgl. Tabelle 18).

Zum Vergleich der unterschiedlichen Rehabilitationsstrategien wird der ‚Ertragswertquotient‘ eingeführt. Dieser repräsentiert das Verhältnis des Ertragswertes der betrachteten ‚optimalen Rehabilitationsstrategie‘ (hier 0-8PZ-Strategie) im Verhältnis zur ‚Nichts-Tun-Strategie‘ (0PZ-Strategie). Der Wert wird in Prozent angegeben. Ergibt sich ein Wert kleiner 100 %, so bedeutet dies, dass die 0PZ-Strategie einen größeren

Ertragswert ergibt als die 0-8PZ-Strategie. Nicht zu rehabilitieren wäre in diesem Fall wirtschaftlicher, als entsprechende Ersatzinvestitionen zu tätigen.

Ziel des eigenen Modells zur zukunftsorientierten Qualitätsregulierung ist es, durch den in Abschnitt 6.4.3 beschriebenen Qualitätszuschuss auf die Erlösobergrenze einen Ertragswertquotienten von ca. 100 % zu erhalten. Liegt er über 100 %, zeigt dies, dass die Realisierung der 0-8PZ-Strategie im Vergleich zur 0PZ-Strategie sogar wirtschaftlicher ist.

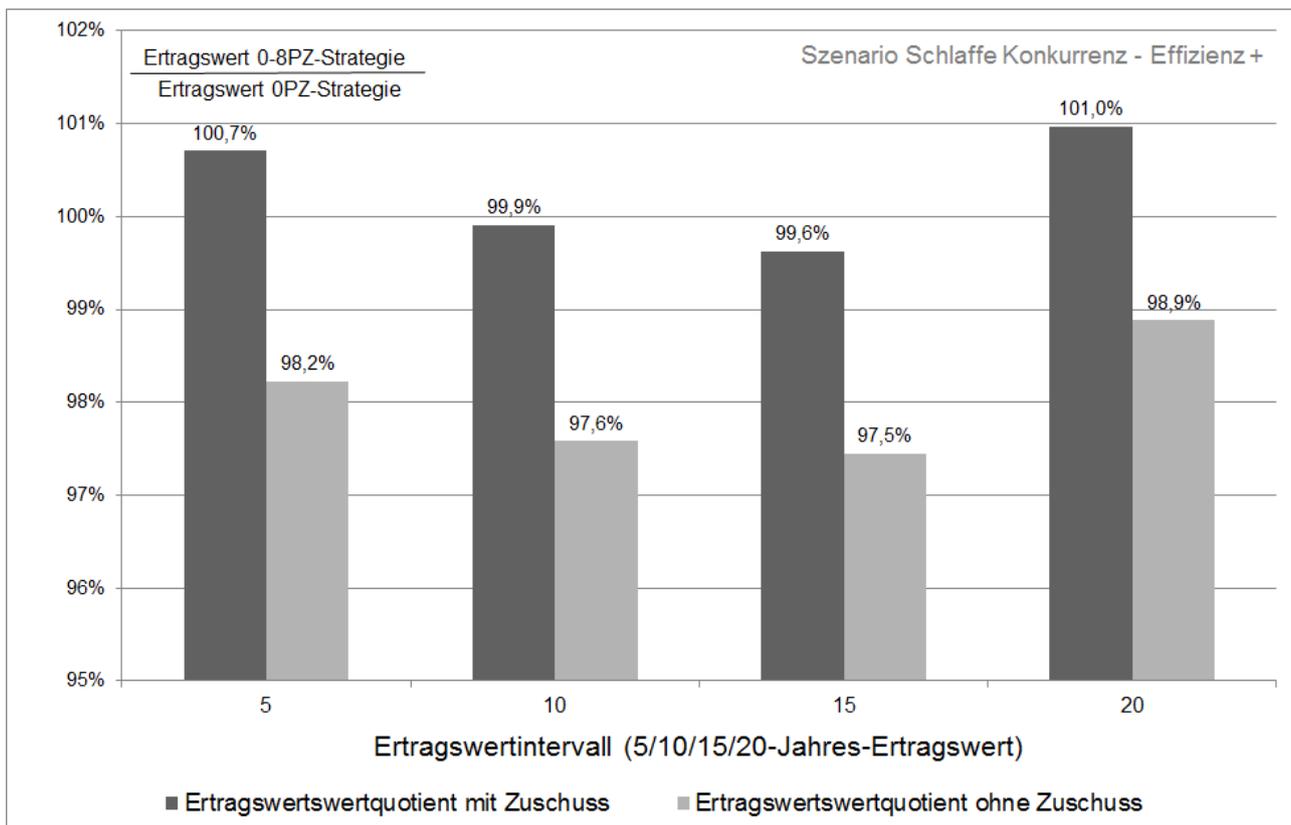


Abbildung 88: Ertragswertquotienten im Szenario 'Schlafte Konkurrenz - Effizienz+'

Abbildung 88 zeigt die Ertragswertquotienten für die Fälle mit und ohne Qualitätszuschuss. Die Gewährung eines Zuschusses in der genannten Größenordnung von 1 % der CAPEX führt dazu, dass sich die Wirtschaftlichkeit der nachhaltigen 0-8PZ-Strategie deutlich verbessert. Der abgezinste Ertragswert für einen Zeitraum von 5 Jahren sowie der Ertragswert für einen 20-jährigen Betrachtungszeitraum ergeben, dass die Realisierung der 0-8PZ-Strategie gegenüber der ‚Nichts-Tun-Strategie‘ vorzuzuziehen ist. Für einen Betrachtungszeitraum von 10 bzw. 15 Jahren ergeben sich hingegen geringfügig bessere Ertragswerte bei Realisierung der ‚Nichts-Tun-Strategie‘. Dabei wurde die derzeit zur Anwendung kommende Regulierungsmethodik angewendet.

In Abbildung 89 wird die Wirkung des Qualitätszuschusses unter Anwendung der in Abschnitt 5.4.5 eingeführten alternativen Regulierungsmethodik getestet.

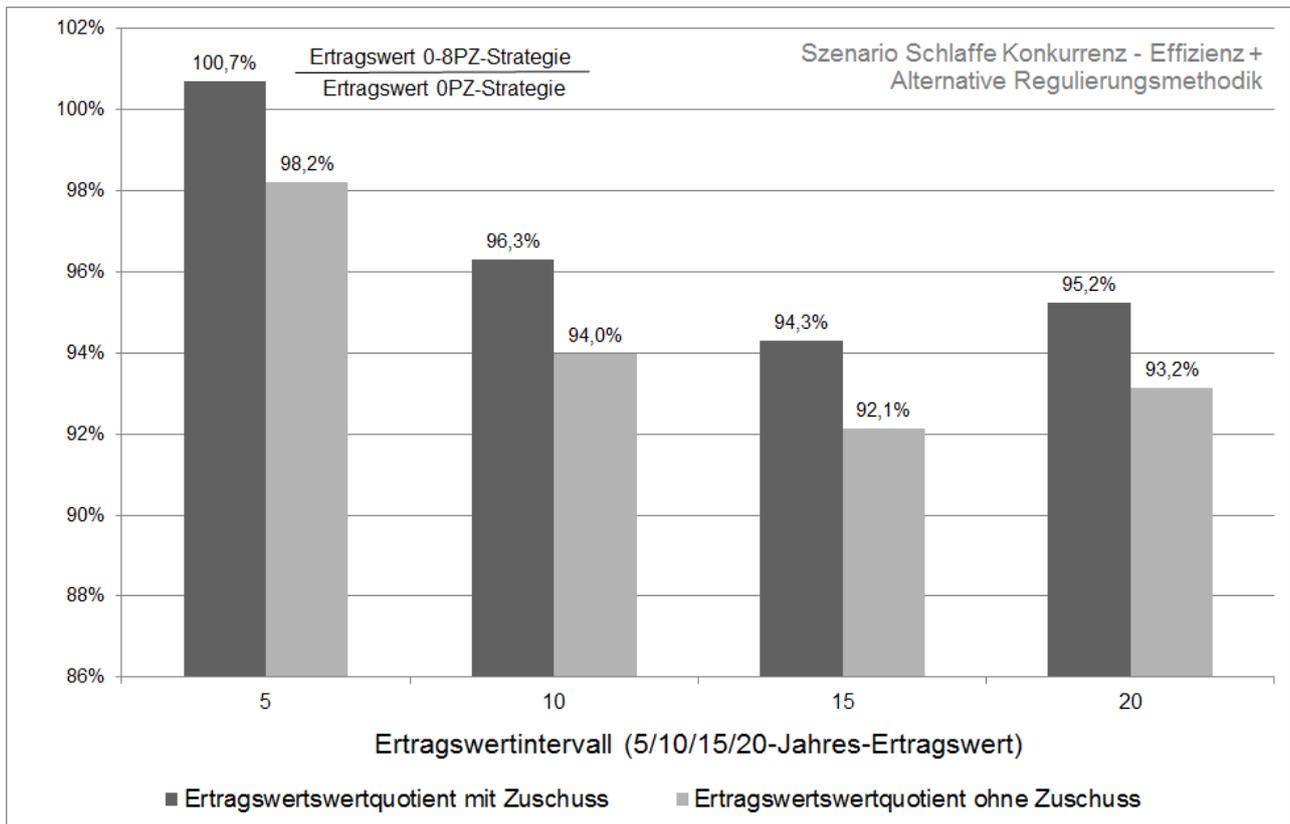


Abbildung 89: Ertragswertquotienten im Szenario 'Schlafte Konkurrenz - Effizienz+' - Alternative Regulierungsmethodik

Hier zeigt sich, dass die Gewährung des Qualitätszuschusses in Höhe von 1 % der CAPEX zwar zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beiträgt, diese jedoch noch deutlich unterhalb des Sollwertes von 100 % liegt. In diesem Fall müsste demnach ein deutlich höherer Zuschuss als 1 % der CAPEX erfolgen.

Zur weitergehenden Verifizierung der Zuschusshöhe müssen aber, wie bereits in Abschnitt 6.4.3 erwähnt, durch die Bundesnetzagentur weitere Untersuchungen zu unterschiedlichen Netzbetreibern und unterschiedlichen Entwicklungsszenarien erfolgen. Der hier verwendete Wert von 1 % der CAPEX erscheint für den betrachteten Beispielnetsbetreiber für das unterstellte Szenario im Rahmen der heutigen Regulierungsmethodik aber passend.

### 6.5.4 Bewertung der Ergebnisse und Empfehlungen

Anhand des Beispielnetsbetreibers wurde die technisch sinnvolle Rehabilitationsstrategie hergeleitet. Die Strategie mit einer durchschnittlichen Rehabilitationsrate von ca. 0,8 % pro Jahr (Mittel im Simulationszeitraum) als optimale Strategie stellt dabei sicher, dass die Grenzschadensrate nur geringfügig den maximalen Wert von 0,1 Schäden pro Jahr und Kilometer überschreitet und auch die Vorgaben zu den Nachhaltigkeitskennzahlen eingehalten werden. Nachhaltigkeitskennzahlen können die Strategie zusätzlich untermauern und die Ergebnisse der Simulation aus einem zusätzlichen Blickwinkel festigen.

Die Berechnung von Nachhaltigkeitskennzahlen erfordert die Simulation des Netzes. Ohne Festlegung von Nutzungsdauern, Angabe der korrespondierenden Bestandsstatistik und Definition des Grenzkrisikos (z.B. Grenzschadensrate) lassen sich keine Nachhaltigkeitskennzahlen abbilden. Insofern ist eine Netzsimulation unausweichlich, will man eine nachhaltige Netzentwicklung langfristig prognostizieren und sicherstellen und somit die bisherige Vergangenheitsorientierung um die Ebene der Zukunftsorientierung ergänzen.

Zur Validierung des Modells der alternativen Qualitätsregulierung wurde die favorisierte und technisch als sinnvoll bewertete 0-8PZ-Strategie mit der 0PZ-Strategie verglichen. Das Beispielunternehmen würde bei Realisierung der ‚optimalen Rehabilitationsrate‘ jährlich einen Aufschlag auf seine Erlösobergrenze zugestanden bekommen. Der eingeführte ‚Ertragswertquotient‘ belegt, dass bei Gewährung eines dauerhaften Qualitätszuschusses in Höhe von ca. 1 % der CAPEX beide Alternativen (‚Nichts-Tun‘ und ‚Sinnvolle Rehabilitation‘) nahezu gleiche Ertragswerte liefern.

Für das berechnete Beispiel kann somit gezeigt werden, dass der Vorschlag einer zukunftsorientierten Ebene der Qualitätsregulierung den Beispielnetsbetreiber dazu veranlassen wird, eine technisch sinnvolle Rehabilitation seiner Netzinfrastruktur umzusetzen. Ohne den Qualitätszuschuss würde er vermutlich zu Lasten der Qualität zu geringe Ersatzinvestitionen durchführen. Da nur ein beispielhafter Netzbetreiber betrachtet wurde, muss allerdings geprüft werden, inwiefern sich dieses Ergebnis verallgemeinern lässt. Die dazu notwendigen Informationen liegen aber in Gänze nur der Bundesnetzagentur vor, so dass diese Untersuchungen nur durch sie direkt oder beauftragte Gutachter erfolgen könnten.

## 7 Fazit

### 7.1 Zusammenfassung

Derzeit ist die Versorgungsqualität der Gasverteilungsnetze in Deutschland auf einem hohen Niveau. Die Versorgungsqualität umfasst die Säulen Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit, Produktqualität, Servicequalität und Versorgungssicherheit.<sup>22</sup> Letztgenannte Säule beinhaltet insbesondere die ‚Technische Sicherheit‘, deren nachhaltige Sicherstellung im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersucht wird. Im Rahmen seines jährlich zu erstellenden Berichts zur Versorgungssicherheit konstatiert das derzeit hohe Niveau der technischen Sicherheit auch regelmäßig das dafür zuständige Bundeswirtschaftsministerium (siehe z.B. [17], [18]).

Von verschiedenen Stakeholdern, darunter auch die BNetzA, wird zugleich dargelegt, dass die Auswirkungen einer nicht nachhaltigen Rehabilitation sich erst mittel- bis langfristig zeigen [22]. Somit ist das heutige hohe Niveau ein Zeugnis für gutes und nachhaltiges Handeln der Netzbetreiber in der Vergangenheit. Bis zum 01.01.2009 erfolgte der Netzbetrieb noch unter anderen Rahmenbedingungen, unter denen nachhaltige Ersatzinvestitionen refinanziert wurden. Zur Reduzierung von Gasunfällen trugen zudem zahlreiche technische Verbesserungen der letzten Jahrzehnte, unter anderem im Bereich der gastechnischen Sicherheit (z.B. Einführung von Gasströmungswächtern) und der Arbeitssicherheit (z.B. restriktive Regelungen zum Arbeiten unter Gasaustritt), bei.

Inwiefern die heutigen, im Umfeld der Anreizregulierung durchgeführten Ersatzinvestitionen ausreichend sind, um einen guten Netzzustand in der Zukunft sicherzustellen, kann damit jedoch nicht belegt werden. Verschiedene Veröffentlichungen, unter anderem durch die BNetzA, kommen zu dem Schluss, dass eine Anreizregulierung ohne Qualitätsregulierung die Gefahr birgt, dass notwendige Einsparungen zu Lasten der Netzsubstanz erfolgen könnten (siehe z.B. [22], [83]). Inwiefern diese Gefahr bei einem betriebswirtschaftlich handelnden Netzbetreiber wahrscheinlich ist, und wie dieser Gefahr entgegengewirkt werden kann, ist eine zentrale Frage der vorliegenden Arbeit.

Als Beitrag zur Beantwortung dieser Fragestellung wird in der vorliegenden Arbeit ein Modell vorgestellt, das eine Netzsimulation ermöglicht und folgende Aspekte einschließt:

- Simulation der Netzalterung (inkl. Schadensprognose)
- Abbildung der Effizienzwertentwicklung
- Modellierung der relevanten Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung des betrachteten Beispielnetzbetreibers
- Berechnung eines Ertragswertes für jede betrachtete Rehabilitationsstrategie

Dazu werden umfassende Recherchen zu bisher verwendeten Modellen zum Aufbau von Instandhaltungsstrategien durchgeführt und insbesondere dahingehend untersucht, ob sie

---

<sup>22</sup> Im Evaluierungsbericht der BNetzA wird eine veränderte Definition der Versorgungsqualität gegeben. Diesbezüglich wird auf Abschnitt 2.5.1 verwiesen.

ggf. bereits ohne Modifizierungen geeignet sind, die o.g. Fragestellungen beantworten zu können. Ferner wird die Regulierung von Gasverteilnetzen in Deutschland und Europa vorgestellt.

Um unterschiedliche Rehabilitationsstrategien miteinander vergleichen zu können, wird der Ertragswert verwendet. Um diesen bestimmen zu können, müssen Kosten-, Erlös- und Effizienzentwicklungen des betrachteten Beispielnetzbetreibers bekannt sein.

Zukünftige Kostenentwicklungen der Netzbetreiber und die künftige Ausgestaltung der Regulierung lassen sich aber nicht oder nur näherungsweise vorhersagen. Um dennoch robuste Ergebnisse zu erhalten, wurde eine Netzbetreiberdatenbank aufgebaut (basierend auf veröffentlichten Daten, ergänzt durch eigene Schätzungen / Annahmen) und Szenarien definiert, die verschiedene Entwicklungstrends beschreiben. Die Randbedingungen zum jeweiligen Szenario geben damit einen ‚Branchentrend‘ vor und werden auf alle Netzbetreiber gleichermaßen angewendet.

Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird sich aber auch das Verhalten von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedlich darstellen. Dazu werden die Kostenverläufe nicht deterministisch vorgegeben, sondern als normalverteilte Zufallsgröße berücksichtigt. Im Zuge einer Monte-Carlo-Analyse wurde eine Vielzahl von Berechnungen (Zufallsexperimente) durchgeführt. Jede Berechnung stellt somit eine mögliche Zukunft dar. Aus der Vielzahl der Zukunftsexperimente wurden ein Mittelwert sowie die Maximal- und Minimalwerte der Effizienzentwicklung bestimmt. Durch diese Analyse lassen sich mittels bekannter Dominanzprinzipien der Entscheidungstheorie robuste Aussagen zur Vorteilhaftigkeit einer Rehabilitationsstrategie machen.

Abhängig vom betrachteten Szenario und von den unterstellten Prämissen, ergibt sich in der Regel eine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit, wenn keine Ersatzinvestitionen durchgeführt werden. Dies deckt sich mit den Vermutungen der Bundesnetzagentur (vgl. z.B. [22], S.14) oder z.B. von Maeding für Stromnetze (siehe [83], S.111 und S.243f.). Insofern sind korrigierende Maßnahmen zur Sicherstellung eines ausreichenden Reinvestitionsverhaltens erforderlich.

Hierzu wird, neben der bislang schon angedachten vergangenheitsorientierten Ebene der Qualitätsregulierung, eine ergänzende zukunftsorientierte Ebene vorgeschlagen. Im Rahmen dieses Modellvorschlags erhalten die Netzbetreiber bei Umsetzung einer technisch optimalen Erneuerungsstrategie (nachzuweisen in einem Auditierungsverfahren) einen entsprechenden Qualitätszuschuss in Höhe von 1 % der CAPEX pro Jahr. Für den betrachteten Netzbetreiber ergeben sich nur vernachlässigbare Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit bei der technisch sinnvollen Strategie und einer Strategie, in der auf Ersatzinvestitionen verzichtet wird. Inwiefern sich dieses Ergebnis verallgemeinern lässt, ist allerdings durch die BNetzA zu prüfen, da nur ihr die Gesamtheit der dazu erforderlichen Informationen vorliegt.

Bei der technisch sinnvollen Strategie werden unternehmensindividuell gesetzte Grenzwerte (z.B. Schadensrate) eingehalten bzw. nur in einem tolerablen Rahmen überschritten. Gleiches gilt für in der Literatur bestehende Empfehlungen hinsichtlich Nachhaltigkeitskennzahlen.

## 7.2 Ausblick

Es besteht Handlungsbedarf das Regulierungsmodell anzupassen, um langfristig eine Netzqualität zu halten, die den Ansprüchen in Deutschland genügt. Dazu kann eine zukunftsorientierte und auf Nachhaltigkeit ausgerichtete Qualitätsregulierung dienen. Ein Vorschlag dazu wurde in Abschnitt 6.4.3 gemacht.

Da der eigene Modellvorschlag umfangreiche Annahmen beinhaltet, muss die Allgemeingültigkeit der Ergebnisse bei Bedarf bestätigt werden. Aufgrund der Informationslage kann eine derartige Untersuchung nur die BNetzA durchführen.

Das eigene Modell wurde in zwei getrennten Modulen in EXCEL inkl. entsprechender VBA-Programmierungen implementiert. Auf Basis dieser Grundlagen bietet sich zukünftig eine integrierte Umsetzung z.B. in Form einer ‚Serviceorientierten Architektur‘ an (vgl. z.B. [82]). Diese Software-Architektur wird im Deutschen als ‚dienstorientiert‘ bezeichnet. Es werden dazu relativ starre Schnittstellen zwischen den Diensten definiert, die Dienste selbst sind an verschiedensten Stellen wiederverwend- und austauschbar. Ändert sich beispielsweise die Methodik im Effizienzvergleich der BNetzA durch Verwendung anderer Parameter, so bleibt das Ergebnis ein Effizienzwert. Die Schnittstelle ‚Effizienzwert‘ kann also starr beibehalten werden, es wird lediglich der Dienst ‚Effizienzberechnung‘ ausgetauscht. Hinzu kommt, dass derartige Dienste und deren Schnittstellen auch einen verschlüsselten Zugriff ermöglichen. So könnte die BNetzA zum Beispiel einen Dienst ‚Effizienzbestimmung‘ mit einer fest definierten Schnittstelle zur Verfügung stellen. Die Daten und der Dienst selbst blieben für den Nutzer des Dienstes eine Black-Box und die Daten im Netzbetreiberdatenpool entsprechend geschützt.

Die Bereitschaft der Verbraucher, einen Qualitätszuschuss zu zahlen, kann in Form einer stichprobenartigen Befragung überprüft werden. Dadurch, dass lediglich ein geringer Teil des Gaspreises auf die Verteilung entfällt (< 20 %), dürfte der erforderliche Qualitätszuschuss pro Kunde vernachlässigbar sein<sup>23</sup>. Der Qualitätszuschuss ermöglicht den Netzbetreibern Rehabilitationsaufwendungen, die den Qualitätsanspruch erfüllen, aber betriebswirtschaftlich ohne Qualitätszuschuss zu keiner ausreichenden Refinanzierung führen würden.

In zukünftigen Simulationen müssen ergänzend noch weitergehende Sensitivitätsstudien zu verschiedenen verwendeten Parametern erfolgen (z.B. Zinssätze).

---

<sup>23</sup> Bei einer Gasrechnung von 1.000 € / Jahr entfallen weniger als 200 € auf die Gasverteilung (vgl. Abbildung 32). Bei 10 % Kosteneinsparung (zu Lasten der Substanz) im Bereich der Gasverteilung wäre die Einsparung beim Endkunden lediglich ca. 1,50 €/Monat.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] Agrell, P.J., Bogetoft, P., Cullmann, A., von Hirschhausen, C., Neumann A. und Walter, M.: „Projekt Gerner IV, Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilnetzbetreiber Gas“, SUMISCID und TU Dresden, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, Sundsvall, 2008.
- [2] Aigner, D., Lovell, C.K. und Schmidt, P.: „Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models“, *Journal of Econometrics*, Nr. 6, S. 21-37, 1977.
- [3] Balzer G. und Schorn, C.: „Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser“, Berlin/Heidelberg, Verlag Springer Vieweg, 2014.
- [4] Banker, R., Charnes, A. und Cooper, W.: „Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis“, *Management Science*, Nr. 30, S. 1078-1092, 1984.
- [5] Bauer, C.: „Die Zukunft der Anreizregulierung vor dem Hintergrund britischer Erfahrungen“, *energie wasser praxis*, S. 46-48, Nr. 11, 2011.
- [6] Baur, J.F., Salje, P. und Schmidt-Preuß, M.: „Regulierung in der Energiewirtschaft“, Köln, Wolters Kluwer Deutschland GmbH, 2011.
- [7] Beck, M.: „Netzbewertung als Grundlage einer spartenübergreifenden Netz und Anlagenstrategie“, *3R international*, S. 186-192, Nr. 3, 2011.
- [8] Beck, M.: „Optnet - Bewertung von Leitungsnetzen“, Fischer IT Consulting AG, [Online]. Available: <http://www.optnet.de/index.php?id=179>. [Zugriff am 05.07.2014].
- [9] Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse (BG ETEM): „Berufsgenossenschaftliche Regel BGR 500 Kapitel 2.31: Arbeiten an Gasleitungen“, Köln, 2010.
- [10] Bitz, M., Schneeloch, D. und Wittstock, W.: „Der Jahresabschluss“, 4. Auflage, München, Verlag Franz Vahlen GmbH, 2003.
- [11] Bitz, M.: „Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre II - Entscheidungstheoretische Grundlagen“, Fernuniversität Hagen, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2001.
- [12] Bundesministerium der Finanzen (BMF): „AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig Energie- und Wasserversorgung“, Aktenzeichen IV A 8-S 1551-9/95 45-S 1551-20, 24.01.1995.

- [13] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV): „Handelsgesetzbuch“, 10.05.1897, in der in Bundesgesetzblatt Teil III Gliederungsnummer 41000-1 veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 22.12.2014 (BGBl. I, S. 2409).
- [14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011“, Berlin, 27.10.2010.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)“, 07.07.2005 (BGBl I 2005, 1970), zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 97 G v. 07.08.2013 I 3154.
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilnetze“, Berlin, 2015.
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas“, Bericht, Berlin, 2012.
- [18] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas“, Bericht, Berlin, 2014.
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV)“, 29.10.2007 (BGBl I Nr. 55 vom 05.11.2007, S. 2529), zuletzt geändert durch Art. 2 V vom 20.07.2012 I 1635.
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV)“, 03.09.2007 (BGBl. I, S. 2210).
- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV)“, 25.07.2005 (BGBl. I, S. 2197).
- [22] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung“, Deutscher Bundestag 18. Wahlperiode, Drucksache 18/536, 12.02.2014, Berlin, 2014.
- [23] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung“, Bericht, Bonn, 21. Januar 2015.

- [24] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Monitoringbericht 2012“, Bericht, Bonn, 2013.
- [25] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung“, Bonn, 2010.
- [26] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): „Wettbewerb 2012 - Wo steht der deutsche Energiemarkt?“, Berlin, 2012.
- [27] Charnes, A., Cooper, W. und Rhodes, E.: „Measuring the Efficiency of Decision Making Units“, *European Journal of Operational Research*, Vol. 2, S. 429-444, 1978.
- [28] Coelli, T.: „A Guide to FRONTIER Version 4.1: A computer Program for Stochastic Frontier Production and Cost Function Estimation“, The University of New England, Centre of Efficiency and Productivity Analysis (CEPA) Working Papers, Armidale, 1996.
- [29] Coelli, T.J., Prasada Rao, D.S., O'Donnell, C.J. und Battese, G.E.: „An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis“, 2<sup>nd</sup> Edition, New York, Springer Science+Business Media Inc., S. 41 ff., 2005.
- [30] Coelli, T.J.: „A Guide to DEAP Version 2.1: A Data Envelopment Analysis (Computer) Program“, The University of New England, Centre of Efficiency and Productivity Analysis (CEPA) Working Papers, Armidale, 1996.
- [31] Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) und SUMISCID: „Project NEREUS - Development of benchmarking models for distribution system operators in Belgium“, Bericht, Brüssel, 30.11.2011.
- [32] Consentec Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH: „Erarbeitung von Bemessungskriterien für die Ausgestaltung des Qualitätselementes Gas“ (im Auftrag der BNetzA), Aachen, 2010.
- [33] Consentec Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH: „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze“ (im Auftrag der BNetzA), Aachen, 2010.
- [34] Cooper, W.W., Seiford, L. M. und Tone, K.: „Introduction to Data Envelopment Analysis and its Uses“, New York, Springer Science+Business Media Inc., 2006.
- [35] Council of European Energy of European Energy Regulators (CEER): „Status Review on the Transposition of Unbundling Requirements for DSOs and Closed Distribution System Operators; C12-UR-47-03“, Brüssel, 16.04.2013.

- [36] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft (DWA): „Alterungsmodelle für Entwässerungssysteme: Entwicklung, Anforderungen und Nutzen“, Arbeitsbericht der DWA-Arbeitsgruppe ES-8.9 (Sanierungsstrategien), in: *KA Korrespondenz Abwasser, Abfall*, Bd. 55, Nr. 7, S. 766-770, 2008.
- [37] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft (DWA): „DWA-Merkblatt DWA-M 143-14: Sanierung von Entwässerungssystemen außerhalb von Gebäuden, Teil 14: Sanierungsstrategien“, Hennef, 2005.
- [38] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft (DWA): „Leitlinien zur Durchführung dynamischer Kostenvergleichsrechnungen (KVR-Leitlinien)“, 7. Auflage, Kulturbuchverlag Berlin GmbH, Berlin, 2005.
- [39] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Arbeitsblatt G 401: Entscheidungshilfen für die Rehabilitation von Gasverteilungsnetzen“ (zurückgezogen), Bonn, 1999.
- [40] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Arbeitsblatt G 402: Netz- und Schadensstatistik - Erfassung und Auswertung von Daten zum Aufbau von Instandhaltungsstrategien für Gasverteilungsnetze“, Bonn, 2011.
- [41] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Arbeitsblatt G 465-1: Überprüfen von Gasleitungen mit einem Betriebsdruck bis 4 bar“, Bonn, 1997.
- [42] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Arbeitsblatt W 400-1: Technische Regeln Wasserverteilungsanlagen (TRWV) - Teil 1: Planung“, Bonn, 2004.
- [43] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit“, Bonn, 2013.
- [44] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Arbeitsblatt G 410: Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas“, Bonn, 2012.
- [45] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Merkblatt G 403: Entscheidungshilfen für die Instandhaltung von Gasverteilungsnetzen“, Bonn, 2012.
- [46] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Merkblatt W 399: Ungeplante Versorgungsunterbrechungen / -störungen; Erfassung und Berechnung“, Bonn, 2014.
- [47] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Merkblatt G 465-3: Beurteilung von Leckstellen an erdverlegten und freiliegenden Gasleitungen in Gasrohrnetzen“, Bonn, 2000.

- [48] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Arbeitsblatt W 400-3: Technische Regeln Wasserverteilungsanlagen (TRWV) - Teil 3: Betrieb und Instandhaltung“, Bonn, 2006.
- [49] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): „DVGW-Arbeitsblatt W 392: Rohrnetzinspektion und Wasserverluste - Maßnahmen, Verfahren und Bewertungen“, Bonn, 2003.
- [50] Deutsches Institut für Normung (DIN): „DIN 31051 – Grundlagen der Instandhaltung“, Berlin, Beuth Verlag, 2003.
- [51] Deutsches Institut für Normung (DIN): „DIN EN 752 - Entwässerungssysteme außerhalb von Gebäuden“, Berlin, Beuth Verlag, 2008.
- [52] Dietzsch, F.: „Neue Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas“, in: *Proceedings Informationsveranstaltung G 410 / W 402, DVGW-LG Hessen/ Rheinland-Pfalz*, 18.03.2013.
- [53] Edelman, H.: „Kompaktwissen Gaswirtschaft“, Düsseldorf, Euroforum Verlag, 2007.
- [54] Energiemarkkinvirasto (emv): „National report 2013 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission“, Ref.: 675/601/2013, Energy Market Authority, Finland, Helsinki, 2013.
- [55] Energiemarkkinvirasto (emv): „The Finnish gas market from regulatory point of view“, Energy Market Authority, Finland, Helsinki, 04.10.2007.
- [56] Europäische Kommission: „EU energy in figures - Statistical Pocketbook 2013“, Brüssel, 2013.
- [57] Europäisches Parlament und Europäischer Rat: „Richtlinie 98/30/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt“, 22.06.1998 (ABl. Nr. L 204 S. 1), zuletzt geändert durch Art. 32 Abs. 2 RL 2003/55/EG vom 26.06.2003 (ABl. Nr. L 176 S. 57)
- [58] Fahrmeir, L.: „Lebensdauer- und Ereignisanalyse“, Vorlesungsskript, Institut für Statistik, Ludwig-Maximilians-Universität, 2007.
- [59] Fandel, G.: „Produktions- und Kostentheorie, Kurseinheit 1, Produktionstheorie“, Vorlesungsskript, Fernuniversität Hagen, 2003.
- [60] Fandel, G.: „Produktions- und Kostentheorie“, 8. Auflage, Berlin, Springer, 2010.
- [61] Frontier Economics: „Anlage A.BM - Effizienzvergleich für Verteilnetzbetreiber Gas - Bericht im Auftrag der Bundesnetzagentur“, Frontier Economics Ltd., London, 2013.

- [62] Fuchs, D.: „Decision Support Systeme für die Rehabilitationsplanung von Wasserrohrnetzen“, Dissertation, TU Graz, Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Landschaftswasserbau, 2001.
- [63] Griesche, A.: „Die Umsetzung der Qualitätsregulierung - Aktueller Stand der Bundesnetzagentur“, in: Proceedings *BDEW-Fachkongress Treffpunkt Netze 2009*, Berlin, 23.-24.03.2009.
- [64] Grohmann, A., Hässelbarth, U., Schwerdtger, W. (Hrsg.): „Die Trinkwasserverordnung – Einführung und Erläuterungen für Wasserversorgungsunternehmen und Überwachungsbehörden“, 4. Auflage, Berlin, Erich Schmidt Verlag, 2003.
- [65] Hartung, J., Elpelt, B. und Schweiger, B.: „Kurseinheit 2: Korrelationsanalyse“, in: *Multivariate Verfahren*, Fernuniversität Hagen, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2004, S. 24-40.
- [66] Herrmann, B.: „Aktueller Stand und Zukunft der Qualitätsregulierung der Energienetze“, in: Proceedings *Kölner Gespräche zum Energierecht, Universität Köln, Institut für Energierecht*, 11.10.2012.
- [67] Herrmann, B.: „Die Qualitätsregulierung Strom und Gas als besondere Ausprägung der Versorgungssicherheit“, in: Proceedings *3. Göttinger Tagung zu aktuellen Fragen zur Entwicklung der Energieversorgungsnetze*, Göttingen, 12.–13. Mai 2011.
- [68] Herz, R. und Baur, R.: „Schadensprognose für die Zustandsbewertung von Rohrleitungsnetzen“, *energie wasser praxis*, S. 10-15, Nr. 9, 2005.
- [69] Herz, R.: „Alterung und Erneuerung von Infrastrukturen - ein Kohortenüberlebensmodell“, in: *Jahrbuch für Regionalwissenschaft Jg. 14/15*, Göttingen, Vandenhoeck & Ruprecht, 1994, S. 5-29.
- [70] Heyen, B.: „Entscheidungshilfen für die Rehabilitation von Wasserverteilungsanlagen“, *energie wasser praxis*, S. 48-53, Nr. 5, 2011.
- [71] Hillier, F. S. und Liebermann, G. J.: „Operations Research“, München / Wien, Oldenbourg-Verlag, 2002.
- [72] Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW): „IDW Standard: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen (IDW S 1)“, 3. Auflage, Düsseldorf, IDW Verlag GmbH, 2008.
- [73] Jondrow, J., Lovell, C.K., Materov I.S. und Schmidt, P.: „On the Estimation of Technical Inefficiency in the Stochastic Frontier Production Function Model“, *Journal of Econometrics*, Nr. 19, S. 233-238, 1982.

- [74] Karaa, F. A.: „A decision support model for the investment planning of the reconstruction and rehabilitation of mature water distribution systems“, Massachusetts Institute of Technology (MIT), 1984.
- [75] Kleiner, Y.: „Optimal Scheduling of Rehabilitation and inspection/condition assessment in large buried pipes“, in: *Proceedings 4th International Conference on Water Pipeline Systems - Managing Pipeline Assets in an Evolving Market*, National Research Council Canada NRCC - 44487, Institute for Research in Construction, 2001, S. 181-197.
- [76] Klinghammer, S., Huber, T. und Nagel, M.: „Methodenstudie zur Verbesserung des Prognoseinstrumentariums für die langfristige Erhaltung der Bundesfernstraßen“, Bundesministerium für Verkehr, Forschung Straßenbau und Straßenverkehrstechnik, Heft 743, Bonn, 1996.
- [77] Kocks, H.-J.: „Stahlrohrleitungen - Instandhaltungskonzepte“, in: *Instandhaltung von Wasserversorgungsnetzen*, Richter, H. (Hrsg.), Essen, Vulkan-Verlag GmbH, 2010, S. 83-100.
- [78] König, D. und Sorge, H.-C.: „Neubewertung des Alterungs- und Ausfallverhaltens von Wasserrohrleitungen“, *energie wasser praxis*, S. 42-47, Nr. 10, 2012.
- [79] Kornatz, A.: „Risiko-basierte Budgetierung von Instandhaltungsmaßnahmen für Gas- und Wassernetze“, *energie wasser praxis*, S. 36-40, Nr. 11, 2008.
- [80] Kumbhakar S.C. und Knox Lovell, C.A.: „Stochastic Frontier Analysis“, Cambridge, Cambridge University Press, 2000.
- [81] Lomott, M.: „Instandhaltungsmanagement für Wasserversorgungsnetze“, in: *Instandhaltung von Wasserversorgungsnetzen*, Richter, H. (Hrsg.), Essen, Vulkan-Verlag, 2010, S. 215-256.
- [82] Löwy, J.: „Programming WCF Services“, Sebastopol, O'Reilly Media Inc., 2010.
- [83] Maeding, S.: „Kurz- und langfristige Wirkung der Anreizregulierung - Eine empirische und theoretische Analyse des Einflusses auf Investitionen und Versorgungsqualität“, Dissertation, Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften, TU Clausthal, 2011.
- [84] Michalik, P.: „Beitrag zur Ermittlung des ökonomisch günstigen Rekonstruktionszeitpunktes von Wasserversorgungsleitungen unter Nutzung des Datenbankteils Wasserversorgungsnetze (DBT WVN)“, Dissertation, TU Dresden, 1985.

- [85] Müller, C., Growitsch C. und Wissner, M.: „Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie - IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspaketes: Smart-Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung“, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (wik), Bad Honnef, 2010.
- [86] Müller, C.: „Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung - wik-Diskussionsbeitrag Nr. 343“, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (wik), Bad Honnef, 2010.
- [87] Müller-Syring, G.: „Schadensprognose von Gas- und Wasserrohrleitungen“, *energie wasser praxis*, S. 16-19, Nr. 2, 2008.
- [88] Office for Gas and Electricity Markets (ofgem): „Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 - History of Energy Network Regulation“, London, Großbritannien, 2009.
- [89] Parliament of the United Kingdom: „Gas Act 1986“, Chapter 44, London, 1986, zuletzt geändert am 01.10.2001.
- [90] Perrin, L.-M.: „Mapping power and utilities regulation in Europe,“ Ernst & Young - Power and Utilities, Paris, 2013.
- [91] Pricewaterhouse Coopers: „Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft“, Düsseldorf, Haufe Gruppe Freiburg/München, 2012.
- [92] Roscher, H.: „Rehabilitation von Rohrleitungen - Sanierung und Erneuerung von Ver- und Entsorgungsnetzen“, 2. Auflage, Weimar, 2008.
- [93] Röttsch, D. und Wolters, A.: „Analyse der Zuverlässigkeit eines Wasserversorgungssystems“, *3R international*, S. 293-297, Nr. 6, 2006.
- [94] Röttsch, D., Weduwen, H. und Wolters, A.: „Instandhaltung von Versorgungsnetzen“, *3R international*, S. 40-46, Nr. 1-2, 2008.
- [95] Röttsch, D.: „Zuverlässigkeit von Rohrleitungssystemen: Fernwärme und Wasser“, Berlin, Springer-Verlag, 1999.
- [96] Sanft, S.: „Anreizregulierung von Gasverteilnetzbetreibern - Analyse unternehmensstrategischer Handlungsoptionen mittels DEA“, Diplomarbeit, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Fernuniversität Hagen, 2007.
- [97] Sanft, S.: „Aufbau von Instandhaltungsstrategien für Wasserverteilungsnetze“, in: *ZOI - Zustandsorientierte Instandhaltung, DVGW-Seminar*, 10. September 2014, Frankfurt am Main, 2014.

- [98] Sanft, S.: „Priorisierung von Rehabilitationsmaßnahmen in Gasverteilungsnetzen“, *gwf Gas Erdgas*, S. 200-206, Nr. 4, 2010.
- [99] Schamir, U. und Howard, C. D. D.: „An analytic approach to scheduling pipe replacement“, *Journal AWWA*, S. 248-258, Nr. 5, 1979.
- [100] Schlicht H. und Heyen, B.: „Kennzahl zur Bewertung der Nachhaltigkeit der Rehabilitation von Trinkwasserrohrnetzen“, *energie wasser praxis*, Nr. 10, S. 67 ff., 2010.
- [101] Schmidt, D.: „Der Einfluss der Rehabilitations- und Finanzierungsstrategie auf die Netznutzungskosten und Versorgungssicherheit“, *gwf Wasser Abwasser 146*, S. 930-937, Nr. 12, 2005.
- [102] Schmidt, D.: „Trends, Benchmarks für die Rehabilitation von Wasserversorgungssystemen“, Dissertation, TU Dresden, Fakultät für Bauingenieurwesen, 2003.
- [103] Seeliger, A.: „Die europäische Erdgasversorgung im Wandel“, EMI Working Paper Nr. 04-2, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2004.
- [104] Soyck, F.: „Ermittlung der Netznutzungsentgelte für frei konfigurierbare Modellnetze“, Masterarbeit, Fakultät Versorgungstechnik, Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften, Bielefeld, 2012.
- [105] Stäck, B.: „Die Liberalisierung des deutschen Gasmarktes“, Dissertation, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, 2008.
- [106] Trujillo Alvarez, R.: „Bedarfsprognose und Strategieentwicklung für die Rehabilitation städtischer Wasserrohrnetze“, Dissertation, Schriftenreihe des Instituts für Städtebau und Landesplanung, Universität Karlsruhe, Heft 27, 1995.
- [107] Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI): „Qualitätsmerkmal Technische Sicherheit - Eine Denkschrift des Vereins Deutscher Ingenieure“, Düsseldorf, VDI-Ausschuss Technische Sicherheit, 2010.
- [108] Waldmann, K.-H. und Stocker, U. M.: „Stochastische Modelle - Eine anwendungsorientierte Einführung“, Karlsruhe, Springer-Verlag, 2003.
- [109] Wallerath, M. und Wehr, R.: „Neubestimmung der technischen Nutzungsdauer von Rohrleitungen“, *energie wasser praxis*, Nr.1, S. 30-36, 2014.

- [110] Wehr, R. und König, D.: „Die Instandhaltung von Versorgungsnetzen mit risiko- und kostenorientierter Ersatzerneuerung“, *gwf Wasser Abwasser* 148, S. 42-49, Nr. 13, 2007.
- [111] Weibler, J.: „Die Balanced Scorecard“, in: *Unternehmensführung I: Herausforderungen moderner Unternehmensführung*, Vorlesungsskript, Fernuniversität Hagen, Fachbereich Wirtschaftswissenschaften, 2002, S. 61-76.

## **9 Anlagen**

Anlage1:

Verifizierung der Ergebnisse der Stochastic Frontier Analyse (SFA)

Anlage 2:

Beispielhafte Auswertung der Monte-Carlo-Analyse im Szenario 1

Anlage 3:

Ergänzender Vergleich des Netzbetreiber-Datenpools mit den BNetzA-Ergebnissen

Anlage 4:

Ergänzungen zur technischen Nutzungsdauer

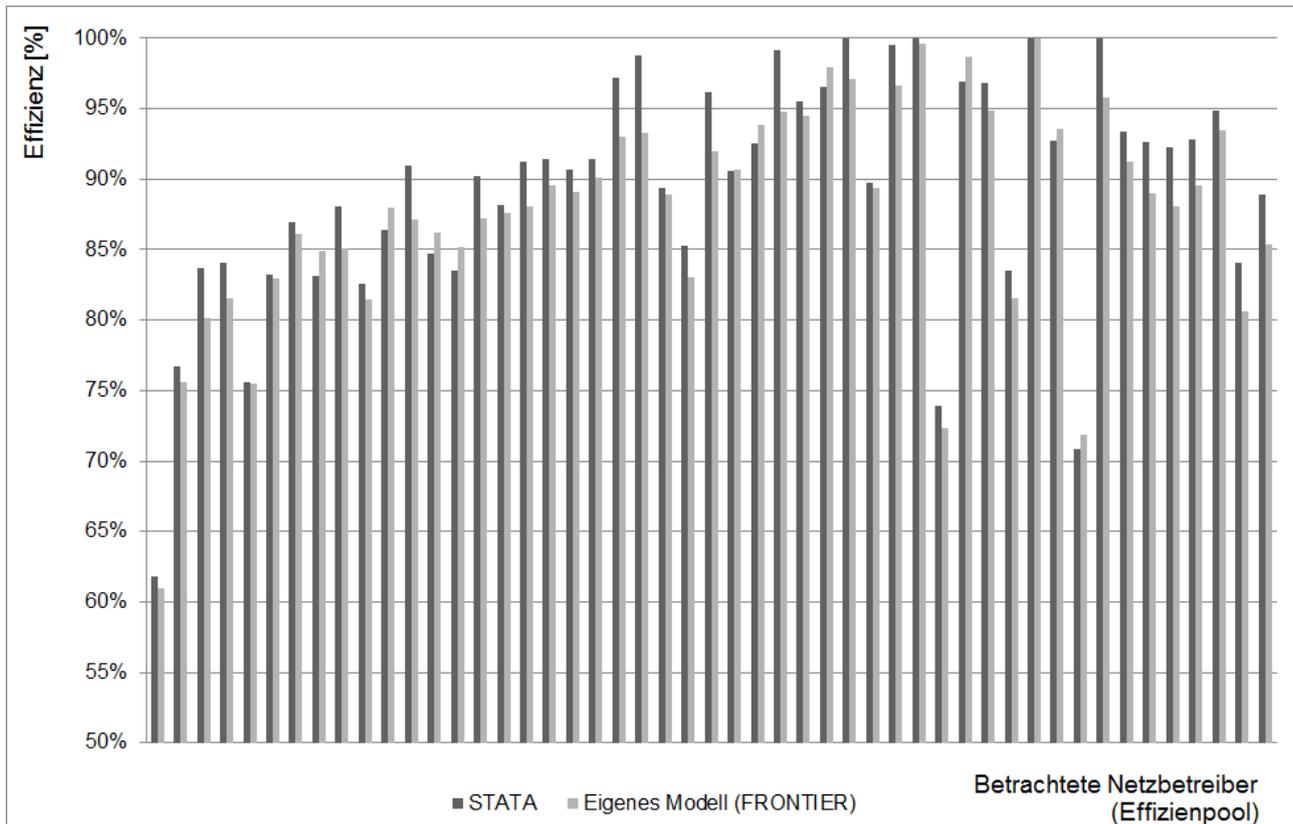
Anlage 5:

Zusammenstellung der erforderlichen Modellannahmen

## Anlage 1:

### Verifizierung der Ergebnisse der Stochastic Frontier Analyse (SFA)

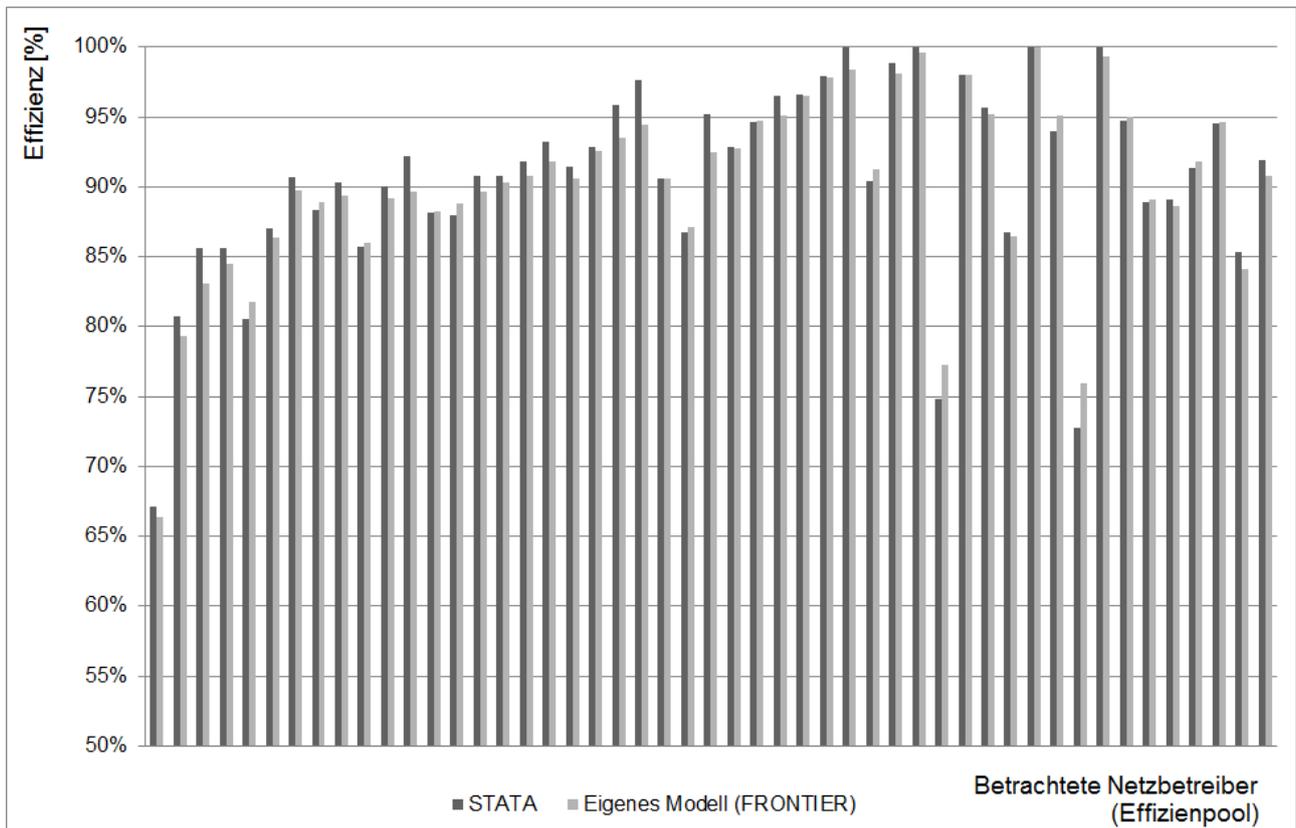
In Abbildung A-1.1 ist das Ergebnis des Effizienzvergleichs (nur SFA-Ergebnisse) für das Szenario 1 („schlaffe“ Konkurrenz) im Rahmen der 1PZ-Strategie dargestellt. Es werden die Ergebnisse aus dem eigenen Modell (berechnet mit FRONTIER) und die mit STATA erhaltenen Vergleichsergebnisse gegenübergestellt. Der Mittelwert der Abweichung beträgt 1,54 %-Punkte.



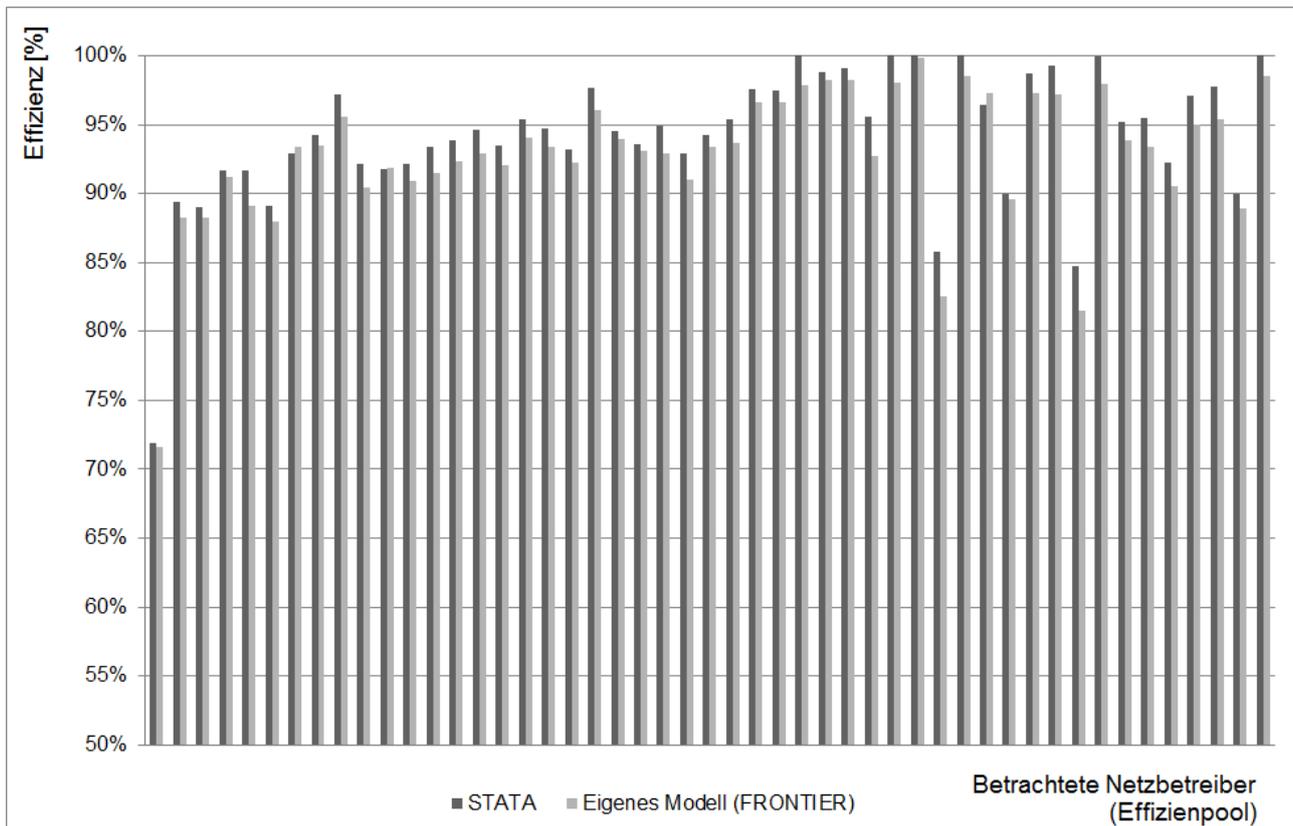
A-1.1: Vergleich der Ergebnisse des eigenen Modells (FRONTIER) mit STATA  
(Beispieldatensatz aus der 1. Regulierungsperiode, 1PZ-Strategie, Szenario 1)

Die Abweichungen entstehen durch unterschiedliche Optimierungsalgorithmen der angewendeten Programme und durch unterschiedlich eingestellte Toleranzwerte der inkrementellen Lösungsverfahren. In beiden Programmen wurden die ‚Werkseinstellungen‘ nicht verändert.

In den Abbildungen A-1.2 und A-1.3 sind Ergebnisse aus der 2. und 3. Regulierungsperiode gegenübergestellt. Dabei betragen die Mittelwerte der Abweichungen 0,44 % bzw. 1,34 %.



A-1.2: Vergleich der Ergebnisse des eigenen Modells (FRONTIER) mit STATA (Beispieldatensatz aus der 2. Regulierungsperiode, 1PZ-Strategie, Szenario 1)



A-1.3: Vergleich der Ergebnisse des eigenen Modells (FRONTIER) mit STATA  
(Beispieldatensatz aus der 3. Regulierungsperiode, 1PZ-Strategie, Szenario 1)

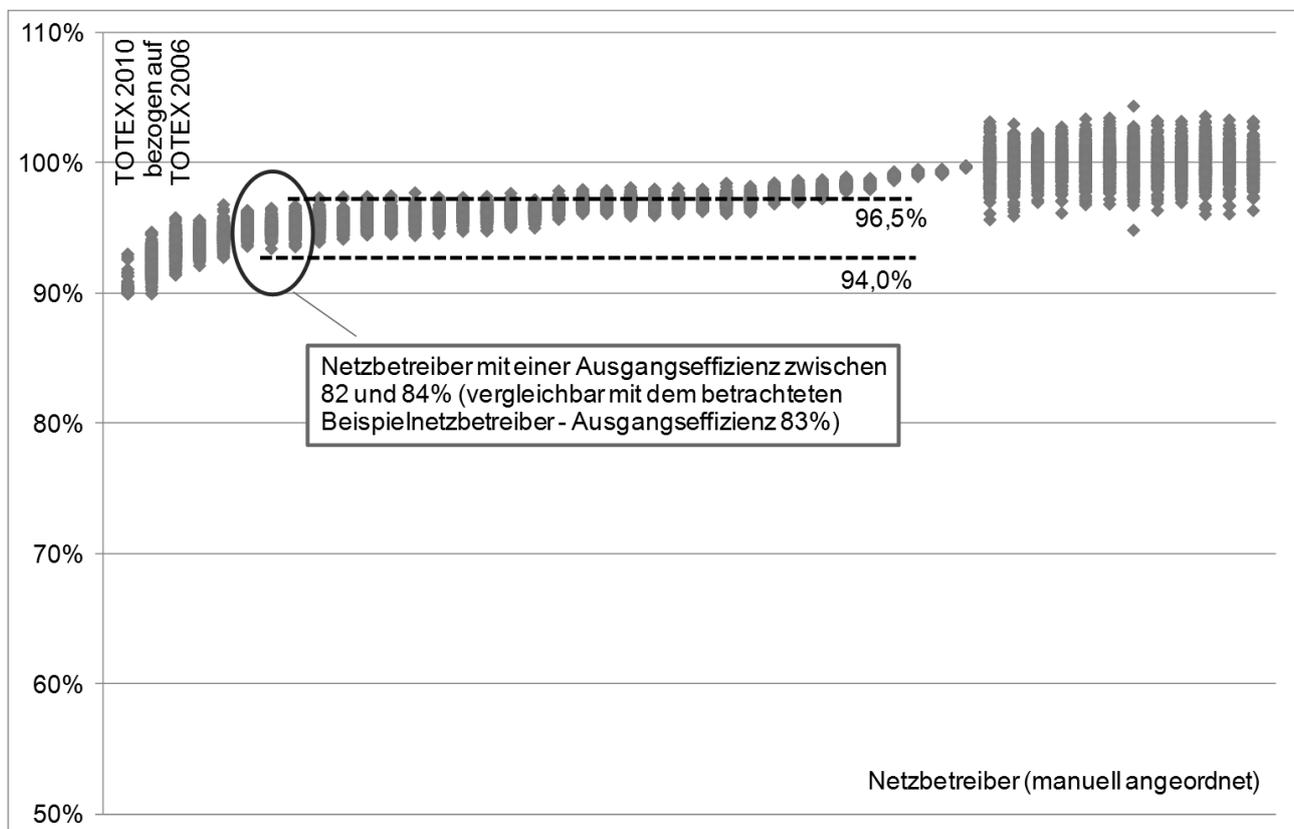
Die erhaltenen Ergebnisse sind hochkorreliert. In allen Fällen beträgt der Pearsonsche Korrelationskoeffizient  $> 0,97$ .

Augenscheinlich ist die bessere Übereinstimmung der Vergleiche in den ‚späteren‘ Regulierungsperioden. Offensichtlich führen die ‚Ausreißer‘ in den ersten Regulierungsperioden hier zu leicht abweichenden Ergebnissen bei den beiden eingesetzten Programmen. Dies ist insbesondere auch auf die relativ kleine Anzahl an Datensätzen von lediglich 49 Netzbetreibern zurückzuführen.

## Anlage 2:

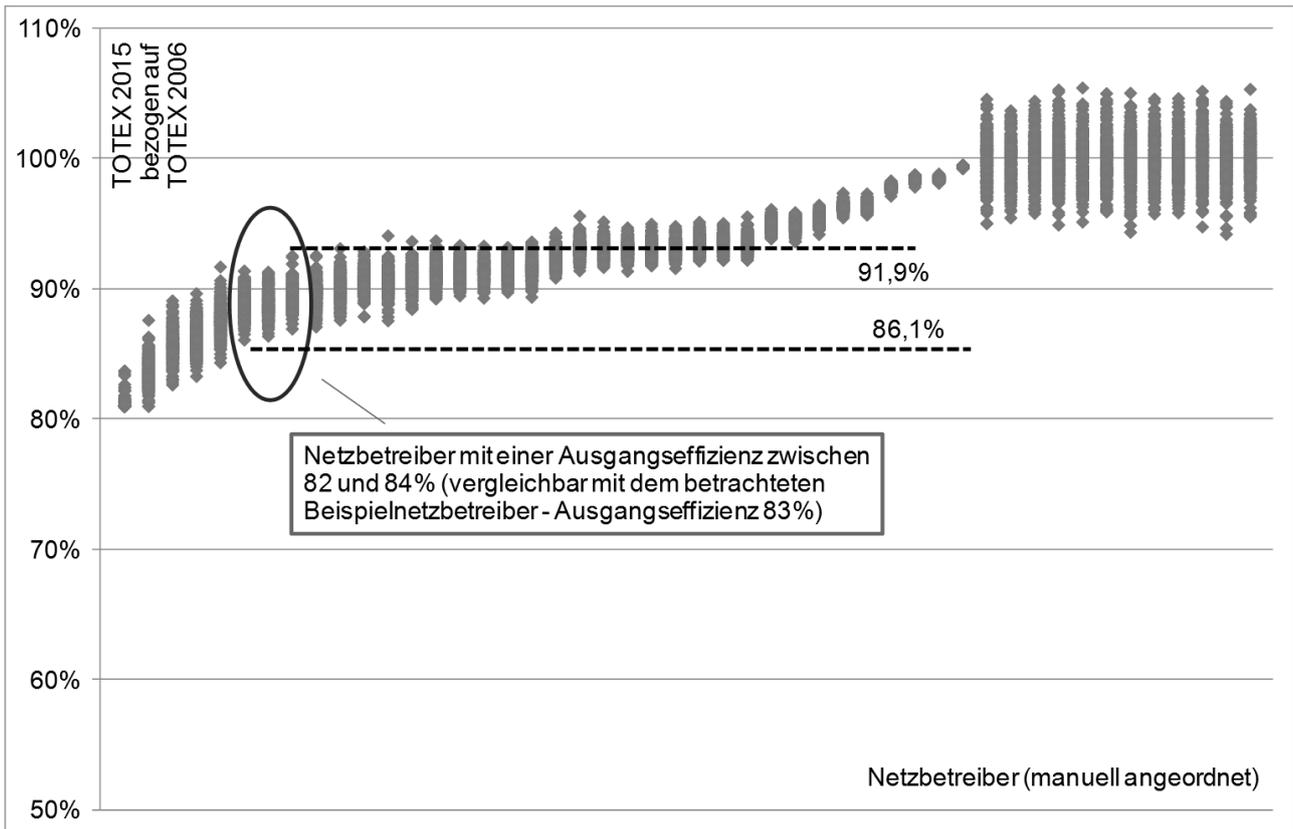
### Beispielhafte Auswertung der Monte-Carlo-Analyse im Szenario 1

In Abbildung 63 ist die TOTEX-Entwicklung des betrachteten Beispielunternehmens für die beiden grenzwertigen Erneuerungsstrategien (0PZ und 1-5PZ) zwischen 2010 und 2030 dargestellt. Im Rahmen der Modellvalidierung soll gezeigt werden, dass die angewendete Monte-Carlo-Analyse für die einzelnen anderen Netzbetreiber sinnvolle TOTEX-Entwicklungen generiert. Zu diesem Zweck werden nachfolgend die Schwankungsbreiten der TOTEX der einzelnen anderen Netzbetreiber, bezogen auf die Kosten im Basisjahr (analog Abbildung 63), für die Jahre 2010 (Abbildung A-2.1), 2015 (Abbildung A-2.2), 2020 (Abbildung A-2.3), 2025 (Abbildung A-2.4) und 2030 (Abbildung A-2.5) dargestellt. Bei den effizienten Unternehmen, wird die gleiche Verteilung auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten  $KA_{vnb,t}$  angewendet.

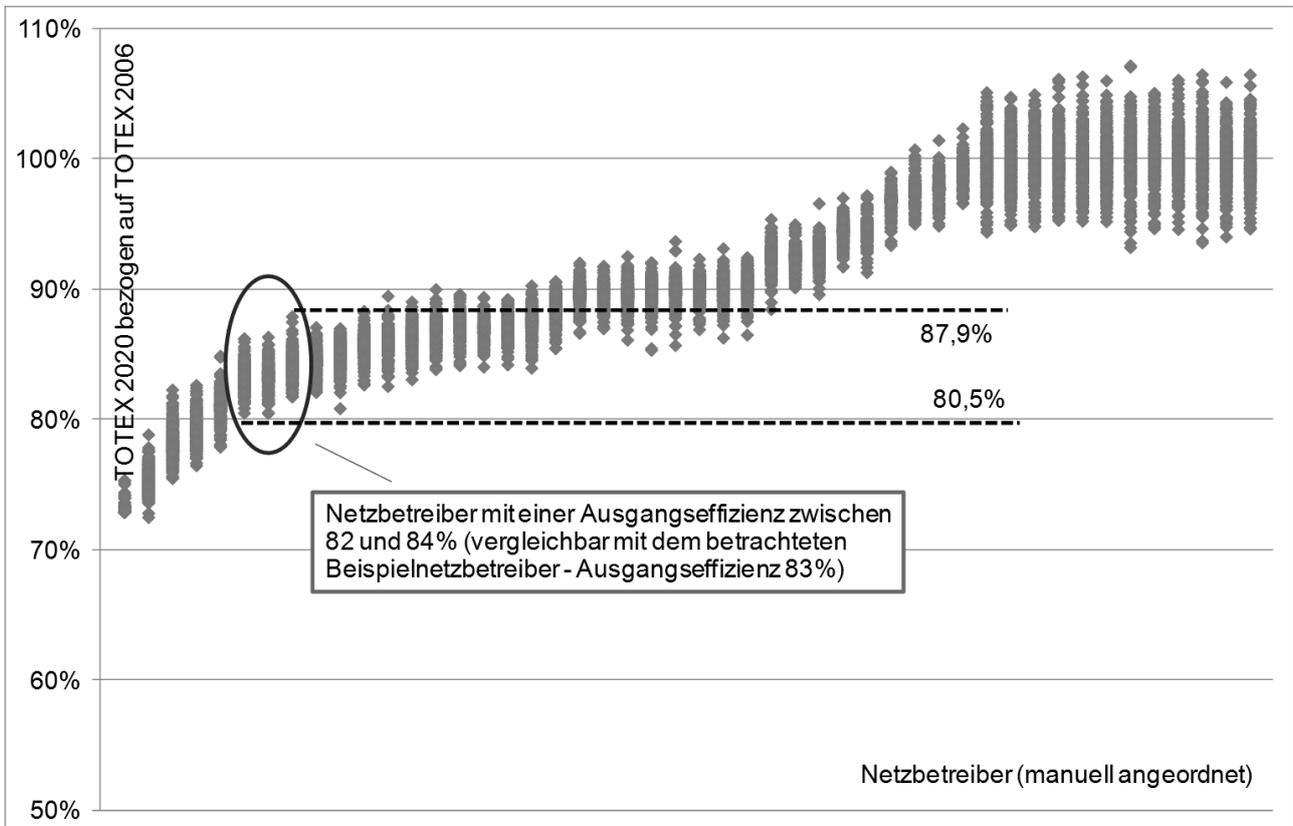


A-2.1: Kosten (kalkulatorisch, TOTEX) im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse, Szenario 1, 2010

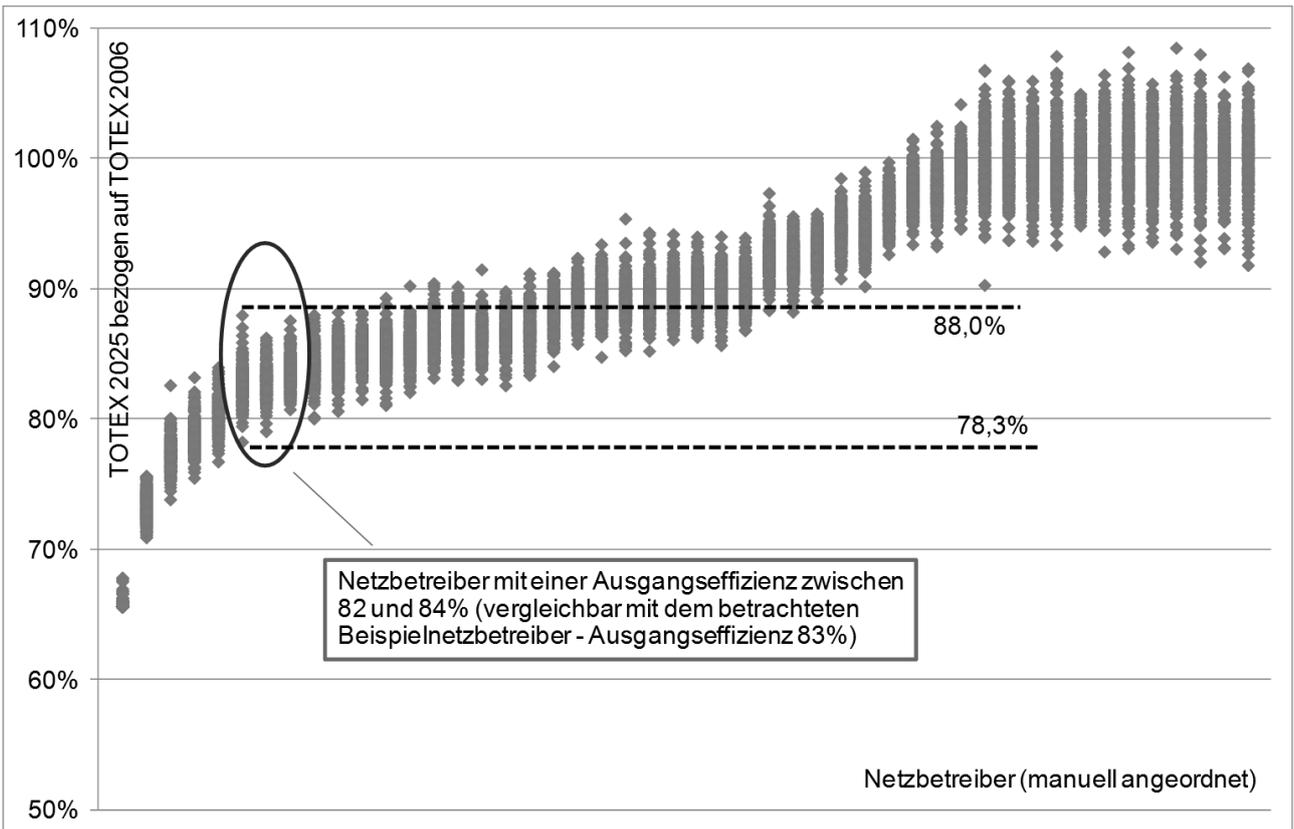
Zur Prüfung der Plausibilität der angesetzten Normalverteilung des Kostenabbaus (vgl. Abbildung 78), werden die Kostenansätze von drei Netzbetreibern, die mit dem betrachteten Beispielnetzbetreiber hinsichtlich ihrer Ausgangseffizienz vergleichbar sind, in Bezug gesetzt. Der betrachtete Beispielnetzbetreiber verfügt im Jahr 2009 (Ausgangsjahr der Anreizregulierung) über eine Effizienz von 83 % (vgl. Abbildung 65). Die drei Vergleichsunternehmen (Kringel in den Abbildungen A-2.1 bis A-2.5) haben Effizienzen im Ausgangsjahr der Anreizregulierung zwischen 82 und 84 %.



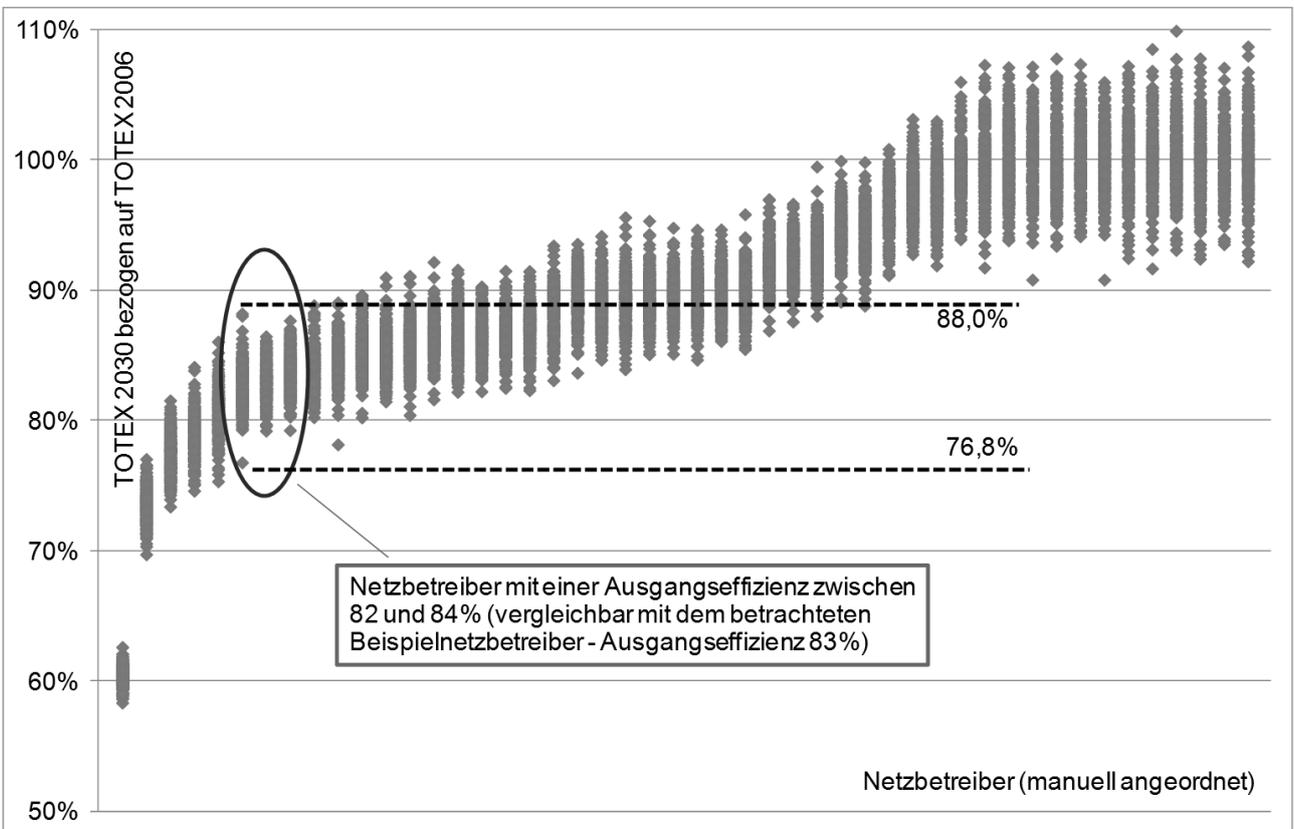
A-2.2: Kosten (kalkulatorisch, TOTEX) im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse, Szenario 1, 2015



A-2.3: Kosten (kalkulatorisch, TOTEX) im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse, Szenario 1, 2020



A-2.4: Kosten (kalkulatorisch, TOTEX) im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse, Szenario 1, 2025



A-2.5: Kosten (kalkulatorisch, TOTEX) im Rahmen der Monte-Carlo-Analyse, Szenario 1, 2030

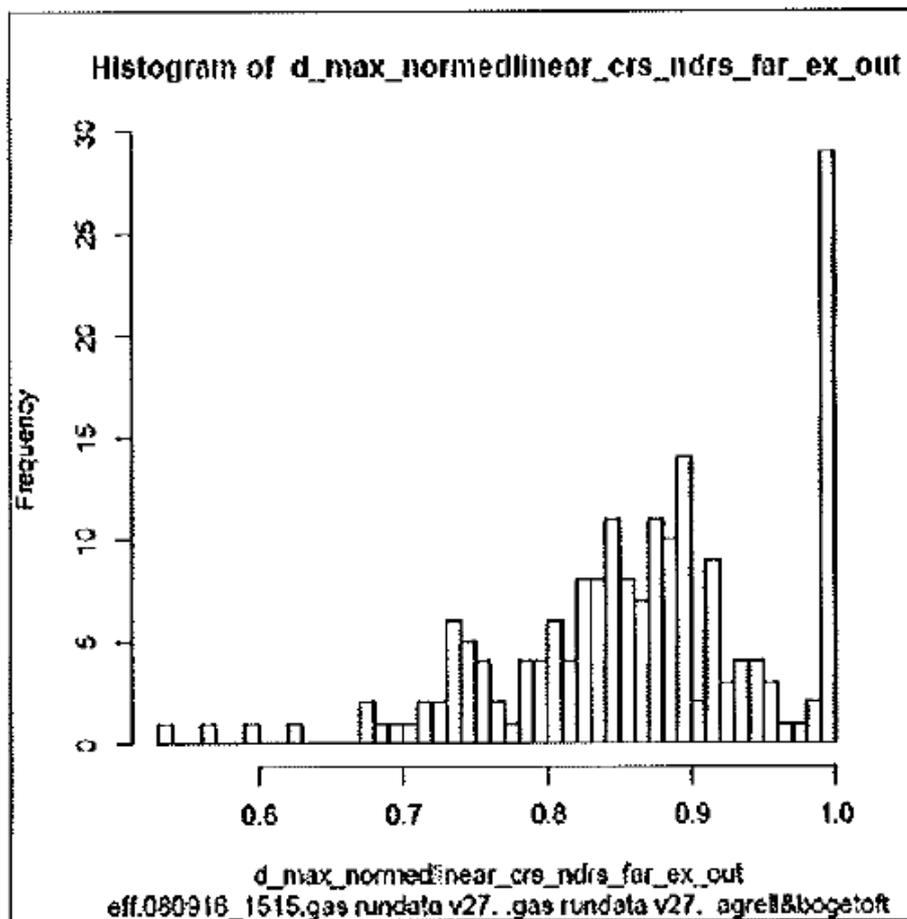
In den Abbildungen A-2.1 bis A-2.5 wurde die Spanne der angesetzten Kosten der betrachteten drei Vergleichsunternehmen bestimmt und in die Abbildungen als Grenzen (gestrichelte Linien eingetragen). Die Spannen werden in Abbildung 72 zusammengefasst dargestellt.

### Anlage 3:

#### Ergänzender Vergleich des Netzbetreiber-Datenpools mit den BNetzA-Ergebnissen

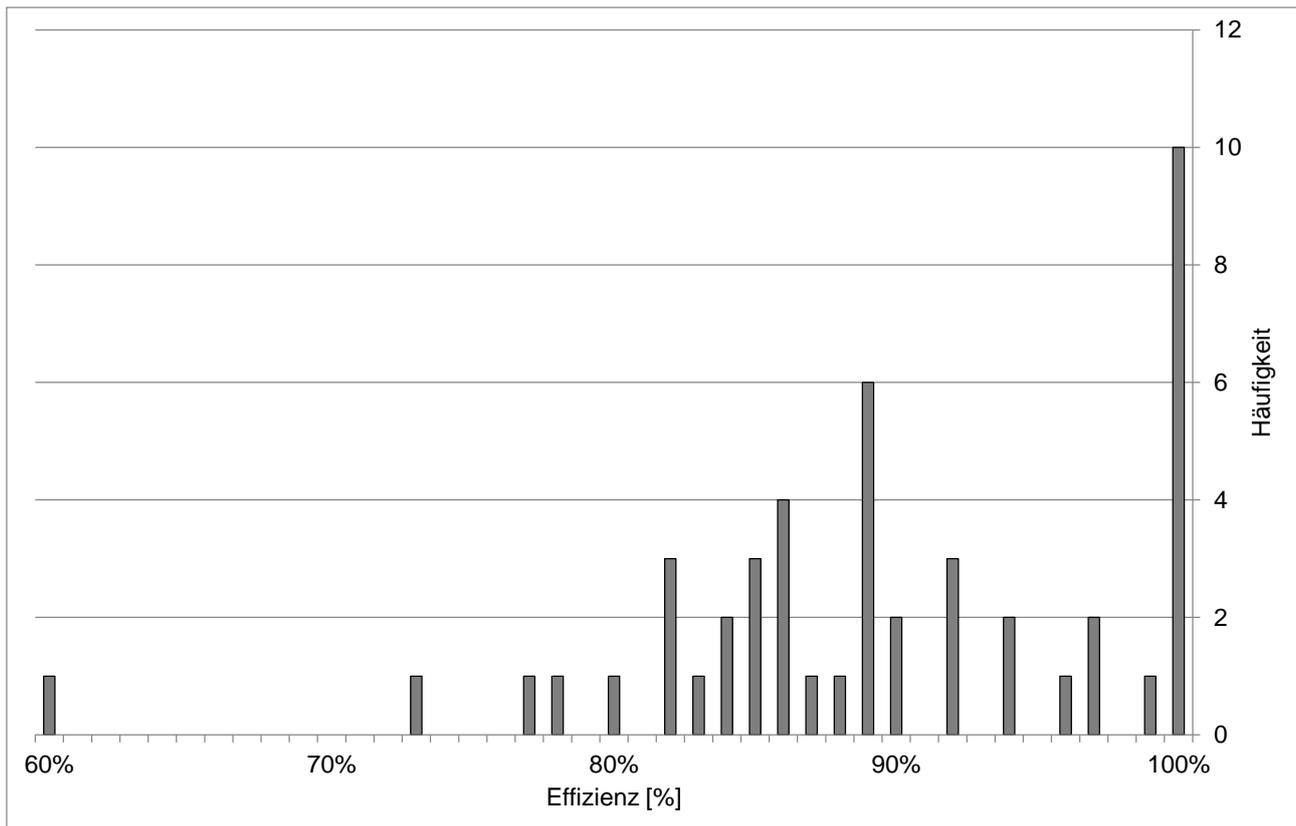
In der Ergebnisdokumentation zum Projekt Gerner IV aus dem Jahr 2008 (vgl. [1], 5.23 ff.) mit dem Titel ‚Bestimmung der Effizienzwerte Verteilnetzbetreiber Gas‘, hat die Bundesnetzagentur bzw. haben die durch sie beauftragten Berater auch Angaben zur Effizienzverteilung in Form von Histogrammen und Diagrammen mit einer aufsteigend angeordneten Verteilung der Effizienzen gemacht. Im Folgenden sollen diese Darstellungen mit den Ergebnissen des eigenen Modells gegenübergestellt werden.

In den folgenden Histogrammen ist auf der Abszisse die Effizienz und auf der Ordinate die Häufigkeit (‚Frequency‘) des Auftretens (Anzahl der Unternehmen mit der entsprechenden Effizienz) aufgetragen.



A-3.1: Histogramm der Effizienzen im ‚Best-Of-Modell‘ der BNetzA (aus [1], S.68)

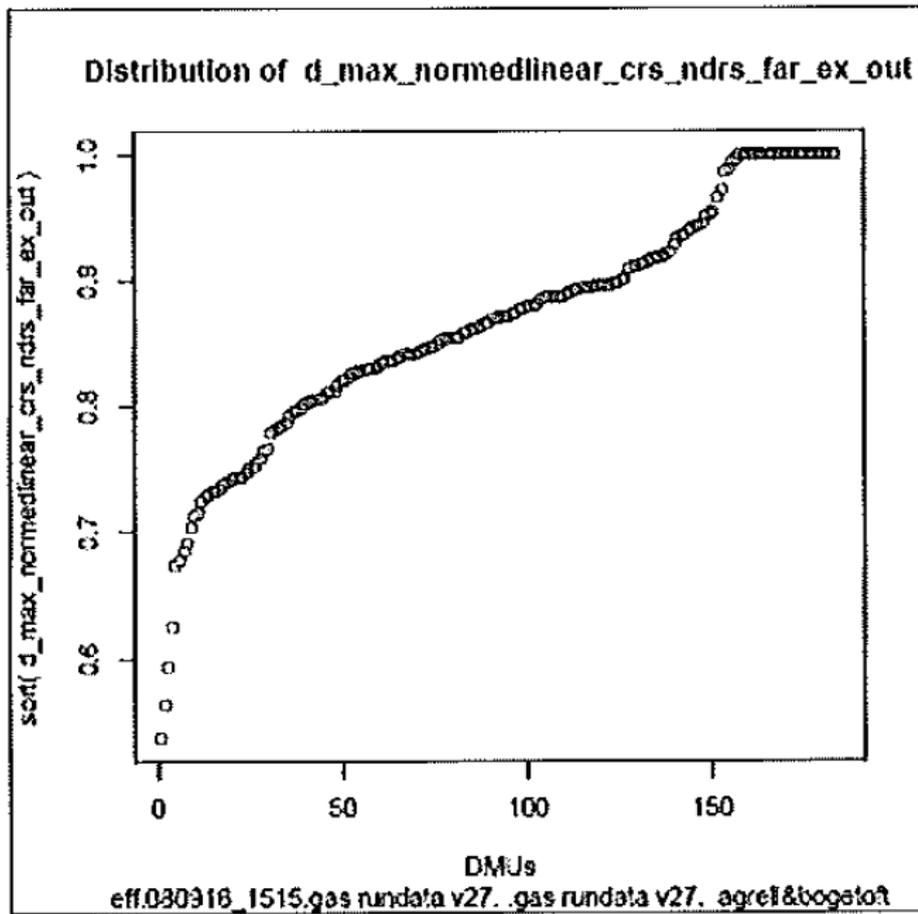
Im oben gezeigten Histogramm (Abbildung A-3.1) ist zu erkennen, dass im Bereich  $< 0,6$  beziehungsweise zwischen 0,6 und 0,7 eine geringe Anzahl an Unternehmen angesiedelt ist ( $< 10$  Unternehmen). Im Bereich zwischen 0,7 und 0,8 ergibt sich eine erste Häufung von Unternehmen, gefolgt vom zweiten, ausgeprägten Verteilungsschwerpunkt im Bereich zwischen 0,8 und 0,9. Der am häufigsten vorkommende Effizienzwert ist der Wert der maximalen Effizienz von 100 %. Diesen Wert erhalten 30 Netzbetreiber.



A-3.2: Histogramm der Effizienzen im eigenen Modell

Im Histogramm A-3.2 ist demgegenüber das Histogramm des eigenen Modells dargestellt. Die erste kleinere Häufung zwischen 0,7 und 0,8 ist dabei nicht wahrnehmbar.

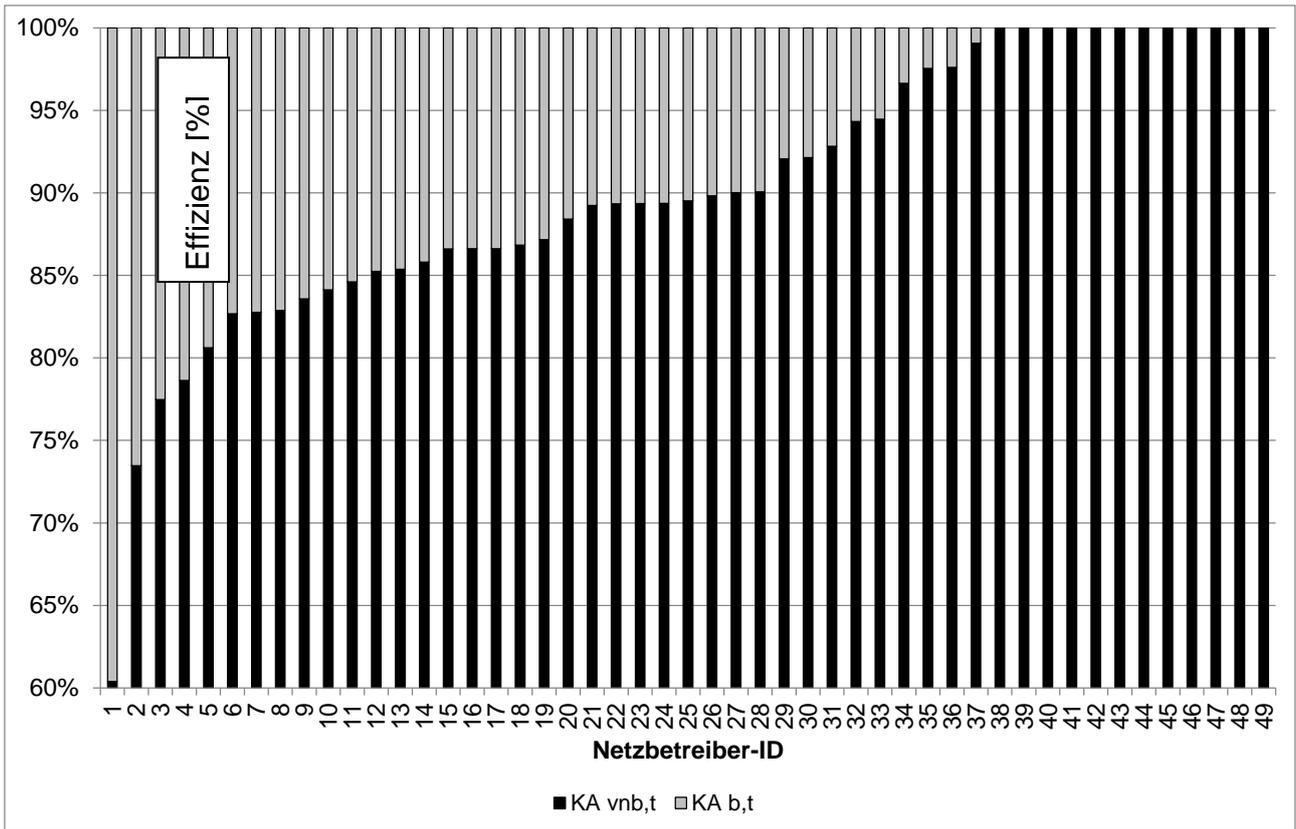
Die Häufung zwischen 0,8 und 0,9 ergibt sich ebenfalls, und auch die besondere Stellung der 100 %-effizienten Unternehmen ist im eigenen Modell gegeben.



A-3.3: Geordnete Verteilung der Effizienzen im ‚Best-Of-Modell‘ der BNetzA (aus [1], S.71)

Im Diagramm mit der geordneten Verteilung der Effizienzwerte (Abbildung A-3.3) werden alle untersuchten Netzbetreiber nebeneinander von links nach rechts in aufsteigender Reihenfolge mit ihrer jeweiligen Effizienz (Ordinate) abgetragen. Die in den Histogrammen festgestellte Struktur spiegelt sich auch hier wider.

Das Diagramm mit der geordneten Verteilung der Effizienzwerte des eigenen Modells (siehe Abbildung A-3.4) zeigt eine gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen des Modells der BNetzA.



A-3.4: Geordnete Verteilung der Effizienzen im eigenen Modell

**Anlage 4:****Ergänzungen zur Technischen Nutzungsdauer**

Zur Einschätzung der technischen Nutzungsdauer von Rohrleitungen gibt es diverse Untersuchungen und Veröffentlichungen. Hier soll eine Auswahl verschiedener veröffentlichter Nutzungsdauerannahmen vorgestellt werden.

Trujillo-Alvarez [106] führte in seiner Dissertation eine Expertenbefragung durch, die zu den in Abbildung A-4.1 dargestellten Ergebnissen führte. Die Werte 100 %, 50 % und 10 % sind notwendige Werte, um den Ansatz nach Herz parametrieren zu können.

Rohrtypen	optimistische Beurteilung [Jahre] (Min-Max)			pessimistische Beurteilung [Jahre] (Min-Max)		
	100%	50%	10%	100%	50%	10%
Graugußrohre	10 - 70	50 -101	110-150	5-60	40- 87	80-100
Graugußrohre DN ≤ 150	20 - 70	70 - 90	110-130	10-60	60- 80	90-100
Graugußrohre DN > 150	30 - 80	100-150	140-200	10-60	80- 90	100-110
Duktilgußrohre	25 - 50	45 -100	70-120	15-40	30- 70	50- 90
Duktilgußrohre vor 1973	15 - 60	45 - 90	70-120	10-30	30- 60	50- 85
Duktilgußrohre nach 1973	10-100	65 -140	110-165	6-80	50-100	90-110
Stahlrohre	10 - 60	35 -100	70-120	4-50	25- 70	55- 90
PE-Rohre/PVC	10 - 60	57 - 80	67-100	5-40	40- 50	50- 70
Asbestzement	10 - 80	60 - 90	75-110	5-60	50- 70	60- 90
Zementmörtel saniert	30 - 50	40 - 60	50- 90	10-30	20- 40	30- 50
Spannbeton	50 - 80	70 -100	90-130	40-60	50- 80	70-110

A-4.1: Technische Nutzungsdauern aus [106]

Die Werte schwanken in erheblichem Maße von Unternehmen zu Unternehmen. Es können somit keine allgemein gültigen Nutzungsdauern von Betriebsmittelgruppen angegeben werden, sondern die Nutzungsdauern sind unternehmensindividuell festzulegen. Kleinere Unterschiede beispielsweise bei der Art der Umhüllung und dem umgebenden Boden können sehr unterschiedliches Alterungsverhalten hervorrufen.

Zum Teil scheinen die Werte aber auch in einem extremen Risikoverhalten oder in einem falschen Modellverständnis begründet. Bei Stahl- oder PE-Rohren, die bereits nach 5 oder 10 Jahren ausgebaut werden müssen, ist dies vermutlich nicht auf den Alterungsprozess, sondern auf andere Gründe zurückzuführen.

Betriebsmittel	Mittelwert/Jahre	Bereich/Jahre	Standardabweichung/ Jahre
<i>Grauguss</i> DN ≤ 150	70	50–90	12
<i>Grauguss</i> DN > 150	75	50–100	15
<i>Stahl/Jute/Asphalt</i>	70	50–90	12
<i>Stahl/Teer/ Wollfilzpappe</i>	70	50–90	12
<i>Stahl/Bitumen/ Gewebe</i>	75	50–100	15
<i>Stahl/PE</i>	80	50–110	15,5
<i>Stahl/PE/FZM</i>	100	80–120	10
<i>PE</i>	75	50–100	15

A-4.2: Statistische Angaben zur Lebensdauer Gasverteilungsnetze [3], S.93 in Anlehnung an [39]

Die Darstellung in Abbildung A-4.2 stellt die im – inzwischen ungültigen – Arbeitsblatt G 401 (1999) des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches gemachten Angaben tabellarisch zusammen. Darin liegen die Lebensdauerbereiche in etwa zwischen 50 bis 120 Jahre.

Werkstoff- gruppe	Verlegungs- zeitraum ca.		Nennweitenstufe klein: ≤ DN 300, groß: > DN 300	Weibullparameter der Ausfallfkt.		Grenz- schadensrate [S/km*a]	berechnete technische Nutzungsdauer
	von	bis		T	b		
GGL 1. Gen.	1890	1945	klein	410	3,0	0,3	83
			groß	1.500	2,1	0,1	136
GGL 2. Gen.	1946	1965	klein	570	2,2	0,3	68
			groß	1.370	2,1	0,1	115
GGG 1. Gen.	1966	1979	klein	520	2,4	0,3	74
			groß	1.350	2,1	0,1	111
GGG 2. Gen.	1980	heute	klein	1.000	2,1	0,3	160*
			groß	-	-	0,1	-**
ST 1. Gen.	1900	1940	klein	450	2,8	0,3	83
			groß	1.150	2,3	0,1	115
ST 2. Gen.	1941	1979	klein	530	2,3	0,3	68
			groß	1.050	2,3	0,1	98
ST 3. Gen.	1980	heute	klein	900	2,1	0,3	139*
			groß	-	-	0,1	-**
PE	1973	heute	gesamt	800	2,4	0,3	154

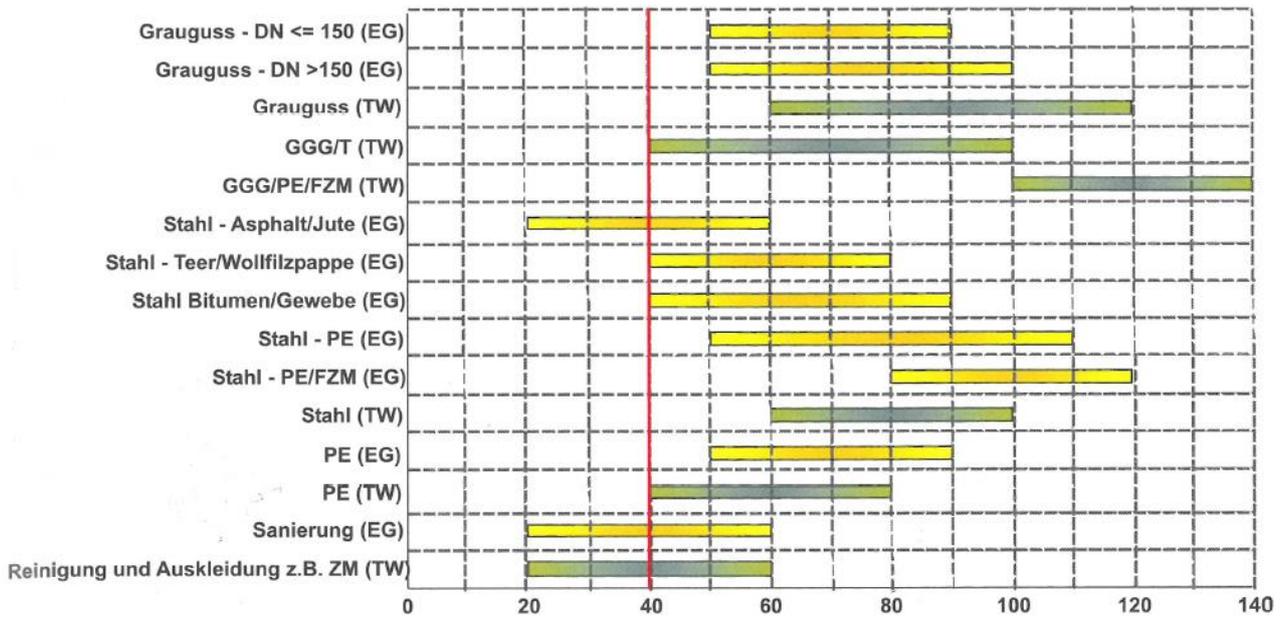
\* bisher nur vorläufiges Ausfallverhalten ableitbar infolge begrenzter Einsatzzeit

\*\*bisher kein altersbedingtes Ausfallverhalten ableitbar infolge begrenzter Einsatzzeit

#### A-4.3: Technische Nutzungsdauern aus [109]

In [109] wurde eine alternative Methodik zur Berechnung von Nutzungsdauern vorgestellt. Abbildung A-4.3 zeigt das Ergebnis aus der Nutzungsdauerberechnung eines realen Wassernetzes. Als Grenzscha­densraten wurden 0,3 Schäden pro Jahr und Kilometer für Leitungen ≤ DN 300 und 0,1 Schäden pro Jahr und Kilometer für Leitungen > DN 300 verwendet.

Die Nutzungsdauer wird in dem Jahr erreicht, in dem ein Leitungsabschnitt der betreffenden Betriebsmittelgruppe statistisch die (leitungsbezogene) Grenzscha­densrate überschreiten würde.



A-4.4: Technische Nutzungsdauer von Gas- und Wasserrohrleitungen aus [81], S.235

In Abbildung A-4.4 entsprechen die gelb dargestellten Balken den für Gasverteilungsnetze angegebenen, Nutzungsdauern aus [39]. Sie sind um Betriebsmittelgruppen für Trinkwassernetze ergänzt worden.

Betriebsmittelgruppe	Pessimistisch			Optimistisch		
	100%	50%	10%	100%	50%	10%
PVC < DN 150	20	55	80	30	85	105
PVC ≥ DN 150	10	40	55	15	50	65
Stahl (alt)	30	60	80	40	80	100
Stahl (neu, PE-umhüllt)	100	120	140	100	120	140
PE	20	50	80	30	70	90

A-4.5: Pessimistische und optimistische Lebensdauerannahmen (Herz-Modell) für das Grazer Wassernetz (Auswahl) nach [62],

Die in Abbildung A-4.5 enthaltenen Angaben basieren auf Untersuchungen zum Wassernetz der Stadt Graz (Österreich). Sie sind entsprechend dem Herz-Modell in 10 %, 50 % und 100 %-Werten angegeben.

Alle vorgenannten Nutzungsdauerannahmen sind allerdings nicht allgemeingültig. Eine unternehmensindividuelle Untersuchung ist in jedem Fall erforderlich.

## Anlage 5:

### Zusammenstellung der erforderlichen Modellannahmen

Für die Anwendung des kaufmännisch-regulatorischen Modells waren diverse Modellannahmen erforderlich, die im Folgenden zusammenfassend dargestellt werden. Selbstverständlich ist es grundsätzlich auch möglich, die hier mit Annahmen belegten Größen, bei Vorliegen weitergehender Erkenntnisse, mit exakten Werten in die Modellierung einzubinden.

- Fremdkapitalquote: 60 %
- Eigenkapitalquote: 40 %
- Faktor bei degressiver Abschreibung: 2,5
- Verhältnis ‚Betriebsnotwendiges Vermögen‘ zu ‚Kalkulatorischer Anlagenrestwert‘: 1,005

Zur Bestimmung des Betriebsnotwendigen Vermögens gemäß Abbildung 43 ist es erforderlich, dem kalkulatorischen Anlagenrestwert die Finanzanlagen und das Umlaufvermögen zuzuschlagen. Zu diesen Positionen zählen beispielsweise verzinsliche Finanzanlagen, Beteiligungen, Wertpapiere, Forderungen, sonstige Vermögensgegenstände oder die Kasse. Hier wird von einer exakten Modellierung abgesehen und stattdessen der o.a. Näherungsansatz verwendet. Demzufolge beträgt die Summe aus Finanzanlagen und Umlaufvermögen 0,5 % des kalkulatorischen Anlagenrestwertes.

- Abzugskapital<sup>24</sup> =  $0,15 \cdot \text{kalkulatorischer Anlagenrestwert}$   
und

Verzinsliche Verbindlichkeiten =  $0,15 \cdot \text{kalkulatorischer Anlagenrestwert}$

Zur Bestimmung des Betriebsnotwendigen Eigenkapitals sind der Steueranteil der Sonderposten mit Rücklagenanteil, das verzinsliche Fremdkapital und das Abzugskapital vom Betriebsnotwendigen Vermögen abzuziehen.

Zum Abzugskapital gehören gemäß Gasnetzentgeltverordnung unter anderem Rückstellungen, erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden, unverzinsliche Verbindlichkeiten oder erhaltene Baukostenzuschüsse.

Statt einer exakten Modellierung wird auch hier mit den o.a. Näherungsansätzen gearbeitet.

Dies impliziert insbesondere, dass der Anteil des verzinslichen Fremdkapitals an den Anlagenrestwert und die Baukostenzuschüsse gekoppelt ist und somit bei sinkenden oder steigenden Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen diese Positionen sich entsprechend der heutigen Finanzierungsstruktur mit anpassen.

- Verzinsungssätze:
  - 7,18 % Altanlagen
  - 3,80 % übersteigendes Betriebsnotwendiges Eigenkapital

9,05 % Neuanlagen

---

<sup>24</sup> Annahme: inkl. Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil

---

## 10 Lebenslauf

### Persönliche Daten

Name: Sanft  
Vorname: Stefan  
Titel: Dipl.-Ing. Dipl. Wirt. Ing.

### Beruflicher Werdegang

seit Oktober 2010: Leiter der Technischen Abteilung,  
Betriebsdirektion Gelsenkirchen, GELSENWASSER AG

2009 – 2015: Doktorand an der Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Bau-  
und Umweltingenieurwissenschaften, Lehrstuhl für Tunnelbau,  
Leitungsbau und Baubetrieb (nebenberuflich)

Dezember 2004  
bis September 2010: Assistent der Geschäftsführung Niederrheinische Gas-  
und Wasserwerke GmbH und GELSENWASSER  
Energienetze GmbH

März 2001  
bis November 2004: Wissenschaftlicher Mitarbeiter TU Freiberg, Lehrstuhl für  
Massivbau und Baukonstruktion

### Studium

November 2001  
bis Februar 2007: Berufsbegleitendes Studium des  
Wirtschaftsingenieurwesens an der Fernuniversität in Hagen

Oktober 1996  
bis März 2001: Studium des Bauingenieurwesens an der Ruhr-Universität  
Bochum, Konstruktiver Ingenieurbau

### Schule

1995 Abitur, Goethe-Schule, Bochum