

- 1 Forschungsinstitut der FGH e.V., Mannheim
- 2 Schering-Institut / Universität Hannover
- 3 Universität Dortmund, Elektr.Energieversorgung
- 4 TU Darmstadt, Elektrische Energieversorgung
- 5 RWTH Aachen, IAEW

13695 N

Name der Forschungsstellen

AiF-Vorhaben-Nr.

01.07.2003 bis 30.06.2005

Bewilligungszeitraum

Schlussbericht für den Zeitraum : 01.07.2003 bis 30.06.2005

(Forschungsstellen 1, 2, 3, 4 und 5 von 5)

zu dem aus Haushaltsmitteln des BMWA über die



geförderten Forschungsvorhaben

Forschungsthema :

Asset-Management von Verteilungsnetzen – Komponentenverhalten und Analyse des Kostenrisikos

Forschungsinstitut der Forschungs-
gemeinschaft für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e.V.
Hallenweg 40
68219 Mannheim

Mannheim, 19. Oktober 2005

Ort, Datum

Stempel und Unterschrift des Projektleiters der FS 1

Hannover, 4. Oktober 2005

Ort, Datum

Prof. Dr.-Ing. E. Gockenbach
UNIVERSITÄT HANNOVER
Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik
Lehrstuhl Hochspannungstechnik • Schering-Institut
Callinstr. 25 A • 30167 Hannover

Stempel und Unterschrift des Projektleiters der FS 2

UNIVERSITÄT DORTMUND
Lehrstuhl Energieanlagen und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr. E. Handschin
44221 Dortmund


Stempel und Unterschrift des Projektleiters der FS 3

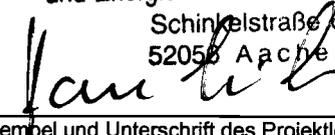
Dortmund, 6. Oktober 2005
Ort, Datum

Technische Universität Darmstadt
Institut für Elektrische Energiesysteme - FB 18
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung
Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer
Landgraf-Georg-Str. 4
D-64283 Darmstadt


Stempel und Unterschrift des Projektleiters der FS 4

Darmstadt, 10. Oktober 2005
Ort, Datum

Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft RWTH Aachen
Schinkelstraße 6
52056 Aachen


Stempel und Unterschrift des Projektleiters der FS 5

Aachen, 13. Oktober 2005
Ort, Datum

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	1
2	Forschungsinhalt	6
2.1	Wissenschaftlich-technische und wirtschaftliche Problemstellung.....	6
2.1.1	Ausgangssituation	6
2.1.2	Stand der Forschung	7
2.2	Forschungsziele	9
2.2.1	Angestrebte Forschungsergebnisse	9
2.2.2	Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse.....	10
3	Erstellung der Schadensstatistik	11
3.1	Schäden im Netzbetrieb	11
3.2	Einrichtung der Datenbank	13
3.3	Erfassungsschema der Schadensstatistik	15
3.4	Definition wichtiger Begriffe	19
3.5	Mengengerüste	20
4	Auswertung der Schadensdaten.....	23
4.1	Bestand der Datenbank	23
4.2	Schadensursachen und Anlässe der Schadensmeldung	27
4.3	Altersabhängige Schadensraten.....	32
4.3.1	Besonderheiten der Berechnung	32
4.3.2	Schäden mit Störung	34
4.3.3	Schäden ohne Störung	37
4.4	Eingangsdaten für die Zuverlässigkeitsberechnungen	38
4.4.1	Prinzipielles Vorgehen zur Ableitung der Eingangsdaten.....	38
4.4.2	Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung	42
4.4.3	Netzbetrieb ohne Instandhaltung	44
4.5	Kosten durch Komponentenschäden.....	46
5	Zuverlässigkeitsberechnungen und Kostenbewertung	47
5.1	Beschreibung der verwendeten Modellnetze	47
5.2	Berechnung der Kosten.....	48
5.3	Ergebnisse für das Städtetz bei einheitlicher Altersstruktur	49
5.3.1	Praktizierte Instandhaltung	49
5.3.2	Ohne Instandhaltung	50
5.4	Ergebnisse für das Landnetz bei einheitlicher Altersstruktur	51

5.4.1	Praktizierte Instandhaltung.....	51
5.4.2	Reduzierte Instandhaltung	51
5.5	Ergebnisse für das Städtnetz mit realer Altersstruktur	52
5.6	Ergebnisse für das Landnetz mit realer Altersstruktur	53
6	Literaturverzeichnis	55
	Anhang	57

Bildverzeichnis

Bild 1:	Schematischer Ablauf des Asset-Managements in Verteilungsnetzen [3]....	8
Bild 2:	Abgrenzung der untersuchten Komponenten	12
Bild 3:	Baumstruktur des Erfassungsschemas der Schadensstatistik	14
Bild 4:	Eingabemaske des Schadensprotokolls für Netzstationen	18
Bild 5:	Anzahl der Netzbetreiber je Teilsystem	24
Bild 6:	Kabelanlagen – mittlere Schadensrate für Kabel nach Typen, Anteile für Minderung der elektrischen Eigenschaften und fremde Einwirkungen.....	31
Bild 7:	Dauer der Nichtverfügbarkeit einer Komponente nach Schaden mit Störung	42
Bild 8:	Stadtnetz – Altersstruktur der Komponenten	52
Bild 9:	Landnetz – Altersstruktur der Komponenten	54
Bild 10:	MS-Schaltanlagen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 175 Schäden mit Störung	88
Bild 11:	MS-Schaltanlagen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 175 Schäden mit Störung	88
Bild 12:	MS-Schaltanlagen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 630 Schäden ohne Störung	89
Bild 13:	MS-Schaltanlagen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 630 Schäden ohne Störung	89
Bild 14:	Netzstationen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 336 Schäden mit Störung	90
Bild 15:	Netzstationen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 336 Schäden mit Störung	90
Bild 16:	Netzstationen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 305 Schäden ohne Störung	91
Bild 17:	Netzstationen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 305 Schäden ohne Störung	91
Bild 18:	Kabelanlagen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 1776 Schäden mit Störung	92
Bild 19:	Kabelanlagen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 1776 Schäden mit Störung	92

Bild 20:	Kabelanlagen – absolute Anzahlen der Kabel nach Typen, insgesamt 1132 Schäden mit Störung	92
Bild 21:	Kabelanlagen – mittlere Schadensrate für Kabel nach Typen, insgesamt 632 Schäden mit Störung	92
Bild 22:	Freileitungen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 221 Schäden mit Störung	93
Bild 23:	Freileitungen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 221 Schäden mit Störung	93
Bild 24:	Leistungsschalter – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 298 Schäden.....	94
Bild 25:	Trennschalter – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 111 Schäden.....	94
Bild 26:	HS/MS-Transformatoren – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 201 Schäden.....	95
Bild 27:	Lastschalter – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 127 Schäden.....	95
Bild 28:	Gebäude/Gehäuse – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 177 Schäden.....	96
Bild 29:	MS/NS-Transformatoren – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 134 Schäden.....	96
Bild 30:	Papiermasse-Kabel – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 308 Schäden.....	97
Bild 31:	VPE-Kabel – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 44 Schäden	97
Bild 32:	Freileitungen – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 219 Schäden.....	98
Bild 33:	Leistungsschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 56 Schäden mit Störung	99
Bild 34:	Leistungsschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden mit Störung, insgesamt 10088 Stück	99
Bild 35:	HS/MS-Transformatoren – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 57 Schäden mit Störung	100
Bild 36:	HS/MS-Transformatoren – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden mit Störung, insgesamt 1724 Stück	100

Bild 37:	Lastschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 42 Schäden mit Störung	101
Bild 38:	Lastschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden mit Störung, insgesamt 76288 Stück	101
Bild 39:	Gebäude/Gehäuse – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 14 Schäden mit Störung	102
Bild 40:	Gebäude/Gehäuse – Mengengerüste nach Errichtungsjahren für Schäden mit Störung, insgesamt 22087 Stück.....	102
Bild 41:	MS/NS-Transformatoren – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 81 Schäden mit Störung	103
Bild 42:	MS/NS-Transformatoren – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden mit Störung, insgesamt 31029 Stück.....	103
Bild 43:	Papiermasse-Kabel – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 208 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen.....	104
Bild 44:	Papiermasse-Kabel – Länge der Kabelstrecken nach Verlegejahren für Schäden mit Störung, insgesamt 10091 km	104
Bild 45:	Papiermasse-Kabel – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 108 Schäden mit Störung, nur fremde Einwirkungen.....	105
Bild 46:	Papiermasse-Kabel – Länge der Kabelstrecken nach Verlegejahren für Schäden mit Störung, insgesamt 10091 km	105
Bild 47:	VPE-Kabel – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 33 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen.....	106
Bild 48:	VPE-Kabel – Länge der Kabelstrecken nach Verlegejahren für Schäden mit Störung, insgesamt 5443 km	106
Bild 49:	VPE-Kabel – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 59 Schäden mit Störung, nur fremde Einwirkungen.....	107
Bild 50:	VPE-Kabel – Länge der Kabelstrecken nach Verlegejahren für Schäden mit Störung, insgesamt 5443 km	107
Bild 51:	Freileitungen – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 199 Schäden mit Störung	108
Bild 52:	Freileitungen – Länge der Freileitungen nach Errichtungsjahren für Schäden mit Störung, insgesamt 3700 km.....	108
Bild 53:	Leistungsschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 242 Schäden ohne Störung	109

Bild 54:	Leistungsschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 2834 Stück	109
Bild 55:	HS/MS-Transformatoren – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 145 Schäden ohne Störung	110
Bild 56:	HS/MS-Transformatoren – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 95 Stück	110
Bild 57:	Trennschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 105 Schäden ohne Störung	111
Bild 58:	Trennschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 4531 Stück	111
Bild 59:	Lastschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 80 Schäden ohne Störung	112
Bild 60:	Lastschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 15214 Stück	112
Bild 61:	Gebäude/Gehäuse – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 159 Schäden ohne Störung	113
Bild 62:	Gebäude/Gehäuse – Mengengerüste nach Errichtungsjahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 3506 Stück	113
Bild 63:	MS/NS-Transformatoren – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 52 Schäden ohne Störung	114
Bild 64:	MS/NS-Transformatoren – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 4546 Stück	114
Bild 65:	Leistungsschalter – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 56 Schäden mit Störung	115
Bild 66:	Leistungsschalter – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung	115
Bild 67:	Leistungsschalter – Anpassung für Ausfallmodell EAS, insgesamt 14 Schäden mit Störung	116
Bild 68:	Leistungsschalter – Anpassung für Ausfallmodell UHA, insgesamt 31 Schäden mit Störung	116
Bild 69:	Leistungsschalter – Anpassung für Ausfallmodell VHA, insgesamt 11 Schäden mit Störung	116
Bild 70:	HS/MS-Transformator – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 54 Schäden mit Störung	117

Bild 71: HS/MS-Transformator – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung	117
Bild 72: HS/MS-Transformator – Anpassung für Ausfallmodell EAS, insgesamt 17 Schäden mit Störung	118
Bild 73: HS/MS-Transformator – Anpassung für Ausfallmodell UHA, insgesamt 11 Schäden mit Störung	118
Bild 74: HS/MS-Transformator – Anpassung für Ausfallmodell VHA, insgesamt 26 Schäden mit Störung	118
Bild 75: Lastschalter – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 42 Schäden mit Störung	119
Bild 76: Lastschalter – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung	119
Bild 77: Lastschalter – Anpassung für Ausfallmodell EAS, insgesamt 19 Schäden mit Störung	120
Bild 78: Lastschalter – Anpassung für Ausfallmodell UAH, insgesamt 8 Schäden mit Störung	120
Bild 79: Lastschalter – Anpassung für Ausfallmodell VHA, insgesamt 15 Schäden mit Störung	120
Bild 80: Gebäude/Gehäuse – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 14 Schäden mit Störung	121
Bild 81: Gebäude/Gehäuse – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung	121
Bild 82: MS/NS-Transformator – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 81 Schäden mit Störung	122
Bild 83: MS/NS-Transformator – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung	122
Bild 84: Papiermasse-Kabel – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 287 Schäden mit Störung	123
Bild 85: Papiermasse-Kabel – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen, insgesamt 316 Schäden mit Störung	123
Bild 86: VPE-Kabel – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 36 Schäden mit Störung	124
Bild 87: VPE-Kabel – Anpassung getrennt für neue und alte Kabel, insgesamt 33 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen	124

Bild 88: VPE-Kabel neu – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen, insgesamt 15 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen.....	125
Bild 89: VPE-Kabel alt – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen, insgesamt 18 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen.....	125
Bild 90: Freileitungen – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 197 Schäden mit Störung	126
Bild 91: Freileitungen – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung	126
Bild 92: Freileitungen – Anpassung für Ausfallmodell EAS, insgesamt 116 Schäden mit Störung	127
Bild 93: Freileitungen – Anpassung für Ausfallmodell UAH, insgesamt 37 Schäden mit Störung	127
Bild 94: Freileitungen – Anpassung für Ausfallmodell VHA, insgesamt 45 Schäden mit Störung	127
Bild 95: Leistungsschalter – altersabhängige Schadensraten für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 298 Schäden	129
Bild 96: Leistungsschalter – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung	129
Bild 97: HS/MS-Transformatoren – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 202 Schäden.....	130
Bild 98: Trennschalter– Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 105 Schäden.....	130
Bild 99: Lastschalter– Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 122 Schäden.....	131
Bild 100: Gebäude/Gehäuse– Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 173 Schäden	131
Bild 101: MS/NS-Transformatoren– Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 133 Schäden.....	132
Bild 102: MS-Schaltanlagen – Kosten durch Komponentenschäden getrennt für Schäden mit und ohne Störung	134
Bild 103: Netzstationen – Kosten durch Komponentenschäden getrennt für Schäden mit und ohne Störung	134
Bild 104: Leitungen – Kosten durch Komponentenschäden für Schäden mit Störung	135

Bild 105: Leistungsschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 242 Schäden ohne Störung	137
Bild 106: Leistungsschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 55 Schäden mit Störung	137
Bild 107: HS/MS-Transformatoren – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 144 Schäden ohne Störung	138
Bild 108: HS/MS-Transformatoren – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 58 Schäden mit Störung	138
Bild 109: Sammelschienen und Stützer – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 13 Schäden mit und ohne Störung	139
Bild 110: Trennschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 111 Schäden mit und ohne Störung	139
Bild 111: Lastschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 79 Schäden ohne Störung	140
Bild 112: Lastschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 47 Schäden mit Störung	140
Bild 113: Gebäude/Gehäuse – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 159 Schäden ohne Störung	141
Bild 114: Gebäude/Gehäuse – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 18 Schäden mit Störung	141
Bild 115: MS/NS-Transformatoren – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 52 Schäden ohne Störung	142
Bild 116: MS/NS-Transformatoren – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 81 Schäden mit Störung	142
Bild 117: Sammelschienen und Stützer – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 32 Schäden mit und ohne Störung	143
Bild 118: Freileitungen – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 221 Schäden mit Störung	143
Bild 119: Papiermasse-Kabel – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 723 Schäden mit Störung	144
Bild 120: VPE-Kabel – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 339 Schäden mit Störung	144
Bild 121: Städtetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	147

Bild 122: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	147
Bild 123: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Kosten pro Jahr bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	147
Bild 124: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	148
Bild 125: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	148
Bild 126: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	149
Bild 127: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	149
Bild 128: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur ..	150
Bild 129: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	150
Bild 130: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Kosten pro Jahr bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	150
Bild 131: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	151
Bild 132: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	151
Bild 133: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	152
Bild 134: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	152
Bild 135: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur	153
Bild 136: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Kunden, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur	153

Bild 137: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Kosten pro Jahr, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur	153
Bild 138: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	154
Bild 139: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	154
Bild 140: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	155
Bild 141: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	155
Bild 142: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur	156
Bild 143: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Kunden, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur	156
Bild 144: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Kosten pro Jahr, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur	156
Bild 145: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	157
Bild 146: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	157
Bild 147: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	158
Bild 148: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	158
Bild 149: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Vergleich der Kosten pro Jahr für praktizierte und ohne Instandhaltung, einheitliche Altersstruktur	159
Bild 150: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Vergleich der Kosten pro Jahr für praktizierte und ohne Instandhaltung, einheitliche Altersstruktur	159
Bild 151: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	160

Bild 152: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	160
Bild 153: Landnetz – Kosten pro Jahr bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	160
Bild 154: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	161
Bild 155: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	161
Bild 156: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	162
Bild 157: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	162
Bild 158: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	163
Bild 159: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	163
Bild 160: Landnetz – Kosten pro Jahr bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur	163
Bild 161: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	164
Bild 162: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	164
Bild 163: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß.....	165
Bild 164: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein.....	165
Bild 165: Landnetz – Vergleich der Kosten pro Jahr für praktizierte und reduzierte Instandhaltung, einheitliche Altersstruktur	166
Bild 166: Stadtnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur	167
Bild 167: Stadtnetz – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur	167
Bild 168: Stadtnetz – Kosten pro Jahr bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur	167

Bild 169: Stadtnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung groß ..	168
Bild 170: Stadtnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung klein ..	168
Bild 171: Stadtnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung groß	169
Bild 172: Stadtnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung klein	169
Bild 173: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur	170
Bild 174: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur	170
Bild 175: Landnetz – Kosten pro Jahr bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur	170
Bild 176: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung groß	171
Bild 177: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung klein	171
Bild 178: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung groß	172
Bild 179: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung klein	172

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Zusammenstellung der erwarteten Betriebsschäden der teilnehmenden Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene	12
Tabelle 2:	Aufbau des Erfassungsschemas	16
Tabelle 3:	Erläuterungen zu den Datenfeldern 1/5	79
Tabelle 4:	Erläuterungen zu den Datenfelder 2/5	80
Tabelle 5:	Erläuterungen zu den Datenfelder 3/5	81
Tabelle 6:	Erläuterungen zu den Datenfelder 4/5	82
Tabelle 7:	Erläuterungen zu den Datenfelder 5/5	83
Tabelle 8:	Erläuterungen zu den Auswahlfeldern 1/4	84
Tabelle 9:	Erläuterungen zu den Auswahlfeldern 2/4	85
Tabelle 10:	Erläuterungen zu den Auswahlfeldern 3/4	86
Tabelle 11:	Erläuterungen zu den Auswahlfeldern 4/4	87
Tabelle 16:	Instandhaltungskosten für HS/MS-Stationen nach [12].....	145
Tabelle 17:	Instandhaltungskosten für MS-Schaltfelder nach [12]	145
Tabelle 18:	Instandhaltungskosten für HS/MS-Transformatoren nach [12]	145
Tabelle 19:	Instandhaltungskosten für Netzstationen nach [12]	146
Tabelle 20:	Instandhaltungskosten für Freileitungen nach [12]	146

Verzeichnis verwendeter Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

EAS.....	Einfachausfall mit Schutzauslösung
EVU.....	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
FL / FLT	Freileitung
GEB	Gebäude/Gehäuse
HS	Hochspannung
ID	Identifikationsnummer
IH.....	Instandhaltung
KB.....	Kabel
KBA.....	Kabelanlage
LAS	Lastschalter
LS.....	Leistungsschalter
MABI.....	Modulares Anlagen- und Betriebsmittelinformationssystem
Mh	Mannstunden
MS	Mittelspannung
MSA	MS-Schaltanlage
NS	Niederspannung
NST.....	Netzstation
PE.....	Polyethylen
PM.....	Papiermasse
PVC.....	Polyvinylchlorid
SS.....	Sammelschiene
STZ	Stützer

THM	HS/MS-Transformator
TMN	MS/NS-Transformator
TR.....	Trennschalter
UHA	Unverzögerte Handausschaltung
VDEW.....	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber
VHA.....	Verzögerte Handausschaltung
VPE.....	Vernetztes Polyethylen

Formelzeichen

H	Häufigkeit
H _U	Unterbrechungshäufigkeit
K _F	Folgekosten
K _G	Gesamtkosten
K _I	Instandhaltungskosten
K _M	Maßnahmenkosten
K _{MB}	Kosten für Materialbedarf
K _P	Personalkosten
K _S	Schadenskosten
K _{St}	Störungskosten
M.....	Mengengerüst
M _R	repräsentatives Mengengerüst
N _S	Anzahl der Schadensereignisse (Schadenszahl)
N _K	Anzahl der Komponenten
Q _U	Nichtverfügbarkeit
T _B	Betrachtungszeitraum

h_S Schadensrate

$\overline{h_S}$ mittlere Schadensrate

i_M Index zu den Mengengerüsten

p Prozentsatz

s_F Skalierungsfaktor Folgekosten

t Zeit

w_{SO} Wichtungsfaktor der Schadenszahl eines Schadensortes nach den zugehörigen Mengengerüsten

1 Zusammenfassung

Der durch die Liberalisierung des Strommarktes und einsetzende Regulierung der Netzbetreiber hervorgerufene Kostendruck motiviert die Netzbetreiber weiterhin, Einsparpotenziale in ihren Verteilungsnetzen zu erschließen. Dieses Potenzial wird nicht zuletzt in den durch Instandhaltung und Erneuerung verursachten Kosten vermutet, zumal erstere unmittelbar in voller Höhe kostenwirksam sind. Da gleichzeitig die Versorgungsqualität durch Kunde wie Regulierungsbehörde beobachtet wird und langfristig im Rahmen einer Anreizregulierung selbst direkter Bestandteil des Regulierungssystems werden kann, darf der Netzbetreiber nicht einseitig nur die Kosten betrachten, sondern muss auch die Versorgungszuverlässigkeit als wesentlichen Aspekt der Versorgungsqualität beachten. Eine gesicherte Erschließung von Einsparpotenzialen kann jedoch nur gelingen, wenn die Auswirkungen unterschiedlicher Strategien quantitativ bewertbar sind. Dies setzt Prognosemodelle voraus, die das Störungs- und Schadensaufkommen der Betriebsmittel bei zunehmendem Betriebsmittelalter bzw. reduzierter Instandhaltung beschreiben, so dass diese im Rahmen des sogenannten Asset-Managements des Netzbetreibers Verwendung finden können. Zusätzliche Brisanz erhalten diese Modelle beim Blick auf typische Altersstrukturen der Verteilungsnetze in Deutschland, da ein Großteil der vorhandenen Betriebsmittel innerhalb der nächsten 5 bis 15 Jahre das Ende der ursprünglich vorgesehenen Lebensdauer erreicht.

Obwohl die in den letzten Jahren entwickelten Verfahren zur Simulation des eigenen Betriebsmittelbestandes hinsichtlich Kosten und Zuverlässigkeit an Bedeutung im praktischen Einsatz bei den Unternehmen gewinnen, existieren solche auf belastbarer Datenbasis beruhenden Modelle derzeit nicht. Vielmehr werden stark vereinfachte, auf subjektiven Einschätzungen basierende Modelle verwendet. Es fehlen geeignete Statistiken, da diese nicht bzw. nicht unternehmensübergreifend geführt worden sind. Gerade kleine und mittlere Unternehmen weisen die für statistisch gesicherte Ergebnisse notwendige Grundgesamtheit an Betriebsmitteln nicht im eigenen Netz auf.

Aus diesem Grund sollte im vorliegenden Projekt untersucht werden, ob und auf welche Weise mit welchem Aufwand derartige Statistiken geführt werden können und ob sich daraus belastbare Aussagen zur Eignung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien ableiten lassen.

Diese Fragestellung kann naturgemäß nur mit Aufzeichnungen und Expertenwissen aus der unmittelbaren Praxis angegangen werden. Die Brisanz und Bedeutung des Projektes erforderte es zudem, vorhandenes Wissen bei Forschungseinrichtungen

sowie existierende Methodiken bei Dienstleistungsunternehmen einzubinden. Deswegen haben folgende Partner am Projekt mitgearbeitet:

- Netzbetreiber:
 - EAM Energie AG
 - E.ON Bayern AG
 - envia Mitteldeutsche Energie AG
 - RheinEnergie AG
 - HEAG Südhessische Energie AG
 - Lechwerke AG
 - MVV Energie AG
 - RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH
 - RWE Transportnetz Strom GmbH
 - Stadtwerke Duisburg AG
 - swb Norvia GmbH & Co. KG
 - SWM-Infrastruktur-GmbH
 - Überlandwerk Groß-Gerau GmbH
- Dienstleistungsunternehmen:
 - IDS Gesellschaft für Informations-, Datenübertragungs- und Steuerungssysteme mbH
 - SAG Energieversorgungslösungen GmbH
- Forschungsstellen:
 - FGH e.V. Mannheim
 - RWTH Aachen
 - TU Darmstadt
 - Universität Dortmund
 - Universität Hannover, Schering Institut

HEAG Südhessische Energie AG hatte nur beratende Funktion und lieferte keine Schadensdaten. 12 Netzbetreiber nahmen an der Datenerfassung teil.

Kernaufgaben des Projektes waren die Festlegung eines geeigneten Erfassungsschemas für die vorliegenden Aufgaben des Asset-Managements, das Sammeln

ausreichender Daten und deren Auswertung. Die beispielhafte Anwendung der Auswertungsergebnisse zeigt den Nutzen der Statistik und zeichnet einen Weg für deren Verwendung innerhalb einer Methodik für das Asset-Management vor.

Im Folgenden sind die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse aufgeführt:

- Im Rahmen des Projektes konnten umfangreiche Erfahrungen zur Erfassung, Erschließung und Auswertung von Schadensdaten gesammelt werden. Grenzen der bisherigen Dokumentation bei den Netzbetreibern, aber auch im Rahmen der Interpretation der Daten auftretende mit dem vorliegenden Detaillierungsgrad des Datenmaterials nicht beantwortbare Fragestellungen weisen auf Verbesserungspotenzial hin, das am Ende dieses Kapitels genauer beschrieben wird.
- Die Erfassung der auftretenden Schäden bei praktizierter Instandhaltung nach den Merkmalen Schadensursache, Anlass der Schadensmeldung, Schadensauswirkungen usw. erlaubt bereits Rückschlüsse auf die Wirksamkeit der praktizierten Instandhaltung.
- Die Ableitung von Modellen zur Beschreibung des Schadensaufkommens bei veränderten Strategien ist grundsätzlich schwierig und erforderte auch im Rahmen dieses Projektes das Treffen von Annahmen und Abschätzungen. Die damit verbundene Unsicherheit kann, da solche Abschätzungen nur bedingt auf real aufgetretene Ereignisse zurückgeführt werden können, durch eine geeignet definierte Statistik zwar verringert, aber nicht beseitigt werden.
- Obwohl vorwiegend auf das Asset-Management ausgerichtet, lassen sich aus einer derartigen Statistik auch Kenndaten zur Beschreibung der Komponentenzuverlässigkeit für Verfahren zur probabilistischen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit ableiten. Dazu werden die vorhandenen Schadensmerkmale geeignet für die Zuordnung der im Rahmen derartiger Berechnungen verwendeten Ausfallmodelle kombiniert. Für die Zukunft wünschenswert ist jedoch eine direkte Zuordnung eines Schadens mit Störung zu einem Ausfallmodell, wie sie in direkt für diesen Zweck definierten Statistiken wie der VDN-Störungsstatistik erfolgt.
- Im Rahmen des Projektes wurden für weitergehende Berechnungen wertvolle Angaben zu den mit Schäden verbundenen Maßnahme- und Folgekosten ermittelt. Wenn auch im Projekt nicht direkt verwendet, erlauben die ermittelten Kostenverteilungen ein probabilistisches Risikomanagement bei der Strategiebewertung.

- Die erarbeiteten Auswerte- und Bewertungsverfahren wurden erfolgreich getestet; bei umfangreicherer Datenbasis besteht aufgrund der erweiterten Auswertemöglichkeiten noch Anpassungsbedarf.
- Die Anwendung der ermittelten Ergebnisse auf realitätsnahe Netze in der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung und der Kostenbewertung zeigen einerseits, dass bei Verzicht auf oder Reduktion der Instandhaltung bzw. einer Ausdehnung der heute üblichen Nutzungsdauern erhebliche, im Vergleich zum Ausgangszustand inakzeptable Verschlechterungen der kundenbezogenen Versorgungszuverlässigkeit auftreten können. Andererseits wird deutlich, dass eine Bewertung alternativer Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien nicht einseitig nur auf Kosten- bzw. Zuverlässigkeitsseite erfolgen darf, sondern stets beide Aspekte in die Bewertung einbeziehen muss.
- Die intensiven Diskussionen mit den Projektpartnern während des Projektlaufes haben Bedarf und Interesse, naturgemäß insbesondere seitens der Netzbetreiber, an fortführenden Arbeiten deutlich gemacht. Es zeichnet sich ab, dass durch dieses Projekt mehr Netzbetreiber die Notwendigkeit erkennen eine umfangreiche, an den Anforderungen des Asset-Managements orientierte Statistik zu führen. Beispielsweise konnten im Rahmen des Projektes nur zwei Netzbetreiber Daten zu Schäden ohne Störungen liefern, die jedoch zur Abschätzung des Verhaltens bei veränderten Strategien unabdingbar sind.

Das Ziel des Forschungsvorhabens wurde erreicht.

Als Fazit müssen jedoch auch folgende Probleme und Erfahrungen genannt werden, die bei fortführenden oder auf dieses Projekt aufbauenden Arbeiten Berücksichtigung finden sollten:

- Wie bei allen auf Statistiken aufbauenden Ergebnisse, hängt deren Belastbarkeit in erster Linie von der Qualität und Quantität der erfassten Daten ab. Auch wenn die prinzipielle Vorgehensweise für das Asset-Management und auch direkt in der Praxis verwendbare Ergebnisse auf Basis dieses Projektes aufgezeigt werden konnte, ist eine Erweiterung der Datenbasis anzustreben. Auch würden dadurch die abgeleiteten Alterungsmodelle belastbarer. Aus diesen Gründen konnten nicht alle Fragestellungen ausreichend beantwortet werden, etwa

- Einfluss von Instandhaltungsstrategien und –historie
 - Abhängigkeiten von unterschiedlichen Konstruktionstypen und Netzeigenschaften
 - Einfluss von Beanspruchung der Betriebsmittel
- Doch nicht nur die Quantität, auch der Detaillierungsgrad der Statistik sollte angepasst werden. Dazu ist eine Anpassung des Erfassungsschemas vorzunehmen, bei der die gesammelten Erfahrungen auch hinsichtlich der Handhabbarkeit für den Netzbetreiber einfließen müssen. Beispielsweise ist eine genaue Definition und Zuordnung der praktizierten Instandhaltungsstrategien erforderlich, da sich die Maßnahmeninhalte bei gleicher Bezeichnung wie etwa Revision und damit die Wirkung auf das Störungsgeschehen erheblich unterscheiden können. Auch sollte eine Abschätzung bei der Erfassung von Schäden ohne Störungen durch einen Experten erfolgen, wann der Schaden erwartungsgemäß zu einer Störung geführt hätte.

2 Forschungsinhalt

2.1 Wissenschaftlich-technische und wirtschaftliche Problemstellung

2.1.1 Ausgangssituation

Die Versorgung mit elektrischer Energie geschieht, mit Ausnahme der in den letzten Jahren hinzugekommenen dezentralen Energieerzeugung, in der Richtung von den höchsten Spannungen der Übertragungsebene über das Mittelspannungs-Verteilungsnetz bis hin zum Kunden am Niederspannungsnetz. Da somit der Energiefluss in den einzelnen Spannungsebenen vergleichbar ist, die Bemessungsleistungen zu niedrigeren Spannungen aber abnehmen, steigt die Anzahl der Komponenten zu niedrigeren Spannungsebenen hin stark an. Obwohl die Einzelkomponenten des Übertragungsnetzes hohe Investitionskosten verursachen, stellt das Mittelspannungsnetz aufgrund dieser wesentlich höheren Komponentenzahlen einen beträchtlichen Anteil am Wiederbeschaffungswert des gesamten Netzes.

Das deutsche Verteilungsnetz besteht aus insgesamt etwa

- 5.500 Einspeisetransformatoren von der 110-kV-Ebene auf Mittelspannung,
- 13.000 Schaltanlagen mit 130.000 Schaltfeldern,
- 430.000 Ortsnetzstationen und Ortsnetztransformatoren,
- 280.000 km Kabel,
- 180.000 km Freileitung,

deren Wiederbeschaffungswert auf etwa 20 Milliarden EUR abgeschätzt werden kann. Um dem infolge der Liberalisierung und Regulierung entstehenden Kostendruck zu begegnen, sind also gerade in diesen Netzen Ansätze für ein effizientes Asset-Management erforderlich.

Das Verhalten eines Verteilungsnetzes hängt von der Netzkonfiguration, der Art und der Anzahl der eingesetzten Komponenten und deren Beanspruchung während des Betriebes ab. Es wird wesentlich durch den Zustand der Komponenten bestimmt, der sich in der Schadenshäufigkeit der Komponenten niederschlägt. Maßgebliche Einflussfaktoren hierzu sind die gewählten Strategien für Instandhaltung und Erneuerung im Rahmen des Asset-Managements.

Die Liberalisierung des Strommarktes hat dazu geführt, die Kosten für Netzerneuerung, -ausbau und -instandhaltung stark zu reduzieren, damit der Netzbetrieb unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aufrecht erhalten werden kann. Bisher herrschte im deutschen Verteilungsnetz der Grundsatz des systematischen Ersatzes der Anlagen vorwiegend abhängig von der Betriebsdauer. Ein üblicher Mittelwert liegt bei etwa 40 Jahren, was einem jährlichen Austausch von 2,5 % der Komponenten entspricht [1]. Der Kostendruck hat heute zu Reinvestitionsaufwendungen von 1 % des Wiederbeschaffungswerts geführt. Selbstverständlich kann eine solche Strategie nicht dauerhaft angewendet werden, da bei Beibehaltung eines derart niedrigen Reinvestitionsvolumens die Betriebsdauer der Komponenten auf 100 Jahre anwachsen müsste. Mit der dann vorhandenen Altersstruktur kann unterstellt werden, dass die Komponenten nicht mehr betriebssicher sein werden.

Doch nicht nur bei den Investitionen, sondern auch bei der Instandhaltung führt der Kostendruck zu Einsparungsbemühungen, zumal diese im Gegensatz zu Investitionen direkt in vollem Umfang kostenreduzierend bei der Kalkulation von Netznutzungsentgelten wirken. Kritisch ist dies insbesondere bei älteren Komponenten, wenn über deren weitere Betriebstüchtigkeit wenig bekannt ist.

Auf der anderen Seite ist man bemüht, die für Deutschland im internationalen Vergleich relativ hohe Versorgungsqualität soweit wie möglich aufrecht zu erhalten [2]. Dabei kommt den Verteilungsnetzen eine besondere Bedeutung zu, da sie sowohl auf die Versorgungsqualität als auch auf die Kosten der Energieversorgung maßgeblichen Einfluss haben. Die Netzbetreiber sind deshalb sehr bemüht in dieser Konfliktsituation widersprüchlicher Anforderungen geeignete Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategien zu finden.

2.1.2 Stand der Forschung

Die Verfahren des betriebswirtschaftlichen Asset-Managements sind prinzipiell bekannt und werden seit längerem in der Praxis erfolgreich angewendet. Der schematische Ablauf eines umfassenden und risikoorientierten Asset-Managements ist in Bild 1 dargestellt [3]. Ziel des Asset-Managements ist es, die Kosten für den Netzbetrieb insgesamt zu minimieren und gleichzeitig eine angemessene Versorgungsqualität zu gewährleisten.

Diese Kosten setzen sich aus deterministischen und stochastischen Anteilen zusammen. Die deterministischen, für den Netzbetreiber fest planbaren Kosten entstehen vorwiegend durch die für den Betrachtungszeitraum geplanten Instand-

haltung- und Erneuerungsmaßnahmen sowie durch Abschreibungskosten und andere Kapitalkosten. Sind Strategien für Instandhaltung und Erneuerung definiert, lassen sich diese Kostenbestandteile im Betrachtungszeitraum auf feste Werte berechnen.

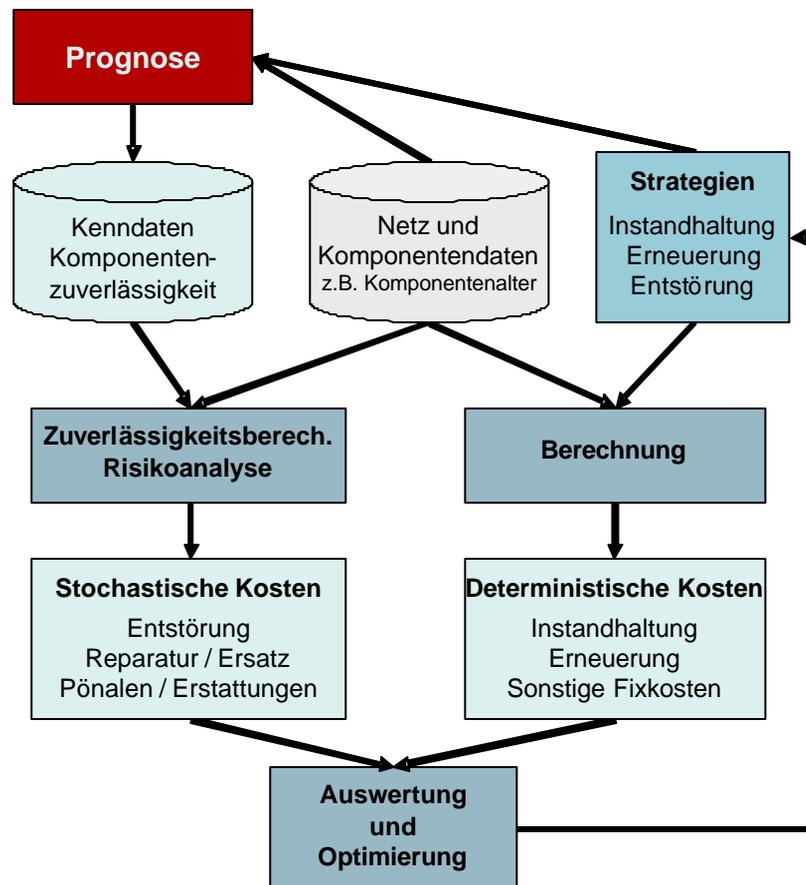


Bild 1: Schematischer Ablauf des Asset-Managements in Verteilungsnetzen [3]

Demgegenüber hängen die stochastischen Kosten, die sich aus den Aufwendungen für Entstörung und Reparatur bzw. Ersatz beschädigter Betriebsmittel sowie eventuell anfallenden Pönalen bzw. Erstattungen zusammensetzen, vom Störungs- und Schadensgeschehen der Komponenten im Netz ab. Bei deren Vorgabe lässt sich zudem die durch das Zusammenwirken der Komponenten im System Netz beeinflusste Versorgungszuverlässigkeit für die Kunden des Netzes ermitteln. Das Störungs- und Schadensgeschehen der Betriebsmittel kann, da als stochastische Prozesse wahrscheinlichkeitsbestimmt, nur über Wahrscheinlichkeiten und Verteilungsfunktionen beschrieben werden. Dementsprechend unterliegen diese Kosten selbst einer stochastischen Verteilung, die üblicherweise durch Eigenschaften wie Erwartungswerte und Streuungen veranschaulicht werden.

Von elementarer Bedeutung für stochastische wie deterministische Kosten ist dabei die Optimierung der Strategien für Instandhaltung und Erneuerung, um ein Minimum der Gesamtkosten erreichen zu können. Voraussetzung dafür ist allerdings eine Prognose des Störungs- und Schadensaufkommens eines Betriebsmittels auf Basis der verwendeten Strategien sowie abhängig von seinen Eigenschaften wie Typ und Alter.

Verfahren zur Prognose des Störungs- und Schadensgeschehens auf der Basis typspezifischer und zeitabhängiger Zuverlässigkeitskenndaten sind heute allerdings nur ansatzweise vorhanden oder fehlen völlig. Ein wesentlicher, jedoch ungelöster Aspekt ist somit die Beschreibung der Komponentenzuverlässigkeit innerhalb eines Verteilungsnetzes in Abhängigkeit vom Betriebsalter und von der Instandhaltungshistorie der Komponenten. Des Weiteren setzt die genaue Quantifizierung der stochastischen Kosten, die Verteilungen mit zum Teil sehr hohen Streuungen unterliegen, fundierte Angaben über die durch Komponentenschäden verursachten Kosten einschließlich eventuell entstehender Folgekosten voraus, welche bisher nicht verfügbar waren.

2.2 Forschungsziele

2.2.1 Angestrebte Forschungsergebnisse

Ziel des Gesamtprojekts ist es, geeignete Verfahren für Analysen des Kostenrisikos zur Verfügung zu stellen, die das Asset-Management von Verteilungsnetzen und die darauf beruhenden unternehmerischen Entscheidungen unterstützen.

Es sind statistisch-mathematische Gesetzmäßigkeiten für das Anwachsen der Fehlerwahrscheinlichkeit der Netzkomponenten unterschiedlichen Typs mit der Betriebszeit abzuleiten, die durch die Alterungsprozesse dieser Komponenten wissenschaftlich begründet sind. Der Einfluss des Einsatzortes der Komponenten im Netz und die Auswirkungen der im Netz auftretenden Überspannungen sind dabei zu berücksichtigen. Die zeitliche Änderung des Schadensgeschehens soll angegeben werden.

Begründete Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die durch einen Schaden an einer Komponente bestimmten Typs entstehenden Kosten sowie Zeiten für Reparatur oder Erneuerung, die die Kosten möglicher Folgefehler statistisch gewichtet mit berücksichtigen, sollen ermittelt werden. Weiterhin werden die Kosten von Wartung, Instandhaltungsmaßnahmen und modernen Diagnoseverfahren sowie die Auswir-

kungen dieser Maßnahmen in Bezug auf eine Verringerung der Schadenshäufigkeit bestimmt.

Ein weiteres Ziel des Projektes ist es, vorhandene Datenbanksysteme und Rechenprogramme so zu modifizieren oder anzupassen, dass eine Risikoanalyse für die entstehenden Kosten aufgrund von Komponentenfehlern im Netz ermöglicht wird. Hierzu müssen die typ- und zeitabhängigen Fehlerwahrscheinlichkeiten der Komponenten eines Verteilungsnetzes, die einschließlich die Auswirkungen der Instandhaltungsmaßnahmen berücksichtigen, in einer Datenbank vorgehalten werden. Zudem sind Algorithmen zur Anpassung der in der Datenbank angegebenen Fehlerwahrscheinlichkeiten an die für die Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit maßgebenden Eingangsgrößen zu erstellen, wobei der Einfluss des Entstörmanagements auf die Dauer der Versorgungsunterbrechungen zu berücksichtigen ist. Die erforderlichen Programme zur Berechnung der Kosten für die Komponentenfehler und für die dadurch verursachten Versorgungsunterbrechungen einschließlich deren statistischer Streuungen sollen bereitgestellt werden, so dass letztendlich Empfehlungen für das Asset-Management abgeleitet werden können.

Die Eignung grundsätzlicher Verfahren zur Risikoanalyse der Kosten wird in einem separaten DFG-Forschungsprojekt untersucht. Projektpartner hierbei sind die Universität Hannover (Schering-Institut) und die FGH e.V.

2.2.2 Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse

Die Gewinnung von typspezifischen und zeitabhängigen Zuverlässigkeitskenngrößen und die Entwicklung komponentenbezogener Kostenmodelle liefern einen wesentlichen Beitrag zur Anwendung eines umfassenden, risikoorientierten Asset-Managements. Es wird die Möglichkeit geschaffen, den direkten Einfluss der Strategien für Instandhaltung und Erneuerung auf die Zuverlässigkeit einzelner Betriebsmittel sowie des gesamten Netzes nachzubilden und monetär zu bewerten. Die angestrebten Forschungsergebnisse tragen somit dazu bei, den Optimierungsprozess innerhalb des Asset-Managements zu vervollständigen, zu präzisieren und zu beschleunigen.

3 Erstellung der Schadensstatistik

3.1 Schäden im Netzbetrieb

Die erfolgreiche Anwendung eines Asset-Management-Verfahrens setzt Informationen über den Zustand der Komponenten des betrachteten Netzes voraus. Aufgrund der hohen Zahl der installierten Betriebsmittel in Verteilungsnetzen ist eine individuelle Zustandsüberwachung der Komponenten, wie sie teilweise in Hoch- und Höchstspannungsnetzen praktiziert wird, nicht möglich. Der Einsatz aufwendiger Monitoringsysteme stände oftmals in keinem angemessenen Verhältnis zu dem Wert der zu überwachenden Betriebsmittel. Eine Zustandsbestimmung der einzelnen Komponenten mittels verfügbarer Diagnoseverfahren würde nicht nur durch die hohen Stückzahlen, sondern auch durch Technologiesprünge in der Entwicklung behindert und sich als sehr zeit- und kostenaufwendig gestalten.

Die für das Erreichen der definierten Ziele notwendigen Informationen können daher nur durch die Erfassung und Auswertung der betrieblichen Schäden durch die Betreiber der Verteilungsnetze zur Verfügung gestellt werden. Die Abgrenzung der dazu betrachteten Komponenten ist in Bild 2 wiedergegeben, welches den prinzipiellen Aufbau eines MS-Netzes veranschaulicht. Zu Beginn des Projektes wurden die zu erwartenden Schadenszahlen anhand des Mengengerüsts der zwölf beteiligten Netzbetreiber abgeschätzt. Tabelle 1 stellt das genannte Mengengerüst der bei diesen Netzbetreibern vorhandenen Komponenten, die geplanten Beobachtungszeiträume und die erwarteten Anzahlen der Schäden zusammen. Die Summe der erwarteten Schadenszahlen, die aus der Schätzung üblicher Schadensraten ermittelt wurde, beträgt 2510. Am Ende der Dateneingabe konnten fast 1000 Schäden mehr als ursprünglich prognostiziert registriert werden.

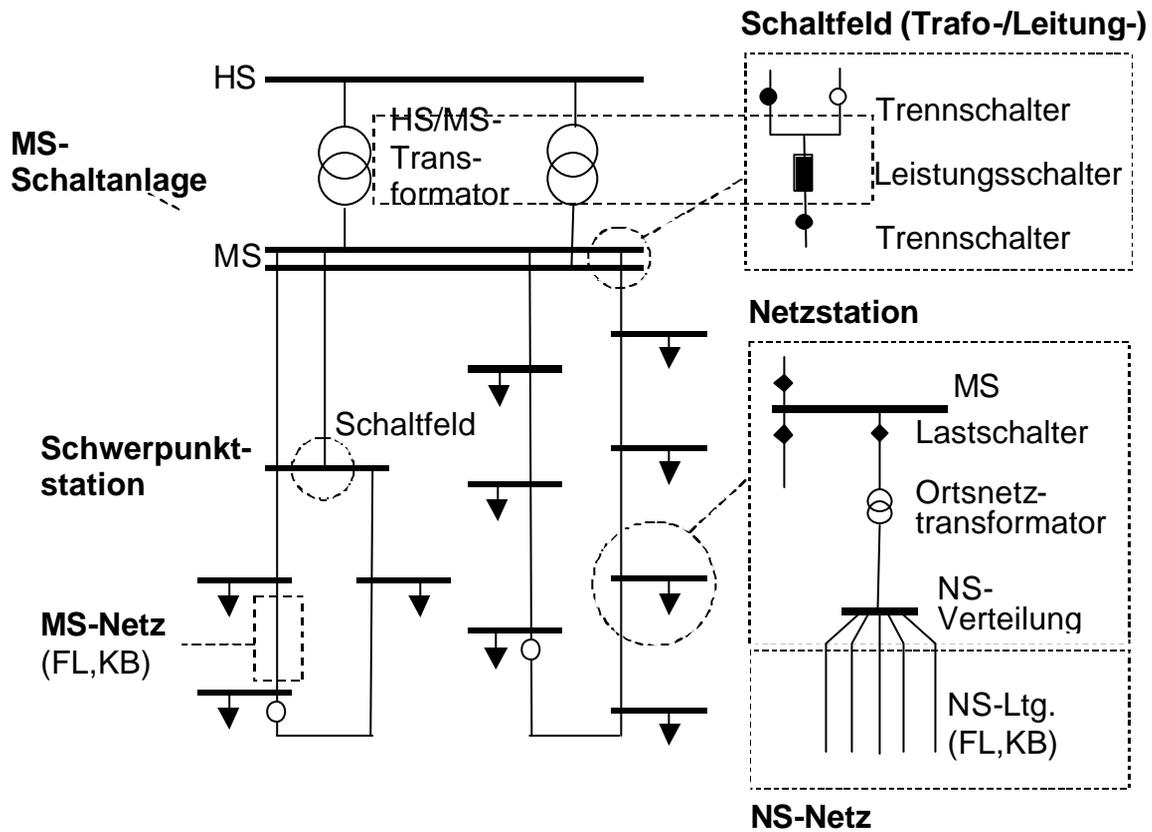


Bild 2: Abgrenzung der untersuchten Komponenten

Tabelle 1: Zusammenstellung der erwarteten Betriebsschäden der teilnehmenden Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene

	Einheit	110kV/MS Transformatoren	Schaltanlagen	Ortsnetztransformatoren	Netzstationen	Kabel	Freileitungen
Mengengerüst	Stück km	1561	1140	43289	36500	22990	12650
Auswertzeitraum	Jahre	10	10	3	3	2	2
Erwartete Schadenszahl	Stück	62	68	130	110	1380	760

Die abzuleitende Zustandsbewertung der Komponenten erfordert die statistische Auswertung der erfassten Schäden. Zu diesem Zweck wurde eine neuartige Schadensstatistik entwickelt, die die Ermittlung von Zuverlässigkeitskennwerten der verschiedenen Komponententypen in Abhängigkeit von deren Betriebsalter und der

praktizierten Instandhaltung ermöglicht, mit denen das Schadensgeschehen der Komponenten beschrieben werden kann. Zur Realisierung dieser Schadensstatistik wurde eine geeignete Datenbank verwendet, die in den folgenden Kapiteln beschrieben wird.

Aufgrund der großen Datenmenge und dem damit verbundenen höheren Pflege- und Korrekturaufwand sowie durch Verzögerungen bei der Datenaufbereitung innerhalb der Unternehmen nahm die Dateneingabe mehr Zeit als anfänglich geplant in Anspruch. Zudem mussten gesonderte Maßnahmen zur Auswertung getroffen werden, da der bei den Netzbetreibern verfügbare Detaillierungsgrad und die zur Verfügung stehenden Auswertejahre nicht einheitlich waren. Um trotzdem entsprechend der Zielsetzung des Projektes möglichst belastbare Daten zu erhalten, beispielsweise hinsichtlich einer weitgehenden Typdifferenzierung, wurde die Auswertung entsprechend aufwendig angepasst.

3.2 Einrichtung der Datenbank

Bereits bei der Konzeption des Projekts wurde davon ausgegangen, dass bei der zu verwendenden Datenbank auf bereits bestehende Systeme zurückgegriffen werden soll, die für den vorliegenden Anwendungsfall mit relativ geringem Aufwand modifiziert werden können. Andernfalls hätte der Aufbau der Datenbank und geeigneter Bedienungsoberflächen mehrjährige Entwicklungsarbeiten bedeutet. In Deutschland bietet das Dienstleistungsunternehmen SAG/IDS mit dem Programmpaket MABI eine geeignete Datenbank an [4]. Das Unternehmen hat sich bereit erklärt, das Datenbanksystem im Rahmen des Projektes leihweise als Dienstleistung zur Verfügung zu stellen und insbesondere die für das Projekt notwendigen Modifikationen gegen Berechnung der Kosten vorzunehmen. Die benötigte Software wurde zentral auf einem Server bei SAG/IDS installiert.

Die Datenbank wurde an ein spezielles Erfassungsschema angepasst, das in Zusammenarbeit mit den teilnehmenden Netzbetreibern entsprechend den Erfordernissen der Schadensstatistik entworfen wurde. Um die Dateneingabe seitens der beteiligten Netzbetreiber via Internet zu ermöglichen, wurde für das entwickelte Erfassungsschema eine Webschnittstelle erstellt.

Aufgrund des hohen Vertraulichkeitscharakters der erfassten Daten wurde ein spezielles Informationsverschlüsselungsverfahren verwendet, so dass kein Zusammenhang zwischen der Anzahl der erfassten Schadensereignisse und den Netzbetreibern hergestellt werden kann. Ausschließlich die Projektbearbeiter der FGH haben zur Auswertung Einsicht in alle unverschlüsselten Daten. In Bild 3 ist die sich

daraus ergebende Baumstruktur des Erfassungsschemas der Schadensstatistik dargestellt. Der Baum besteht aus den Schlüsseln der einzelnen Netzbetreiber, wobei den Netzbetreibern ja nach Unternehmensgröße ein, zwei oder drei Schlüssel zugewiesen wurden. Unterhalb der Schlüssel erscheinen jeweils die Teilsysteme Freileitungen, Kabelanlagen, MS-Schaltanlagen und Netzstationen, nach denen bei der Datenerfassung unterschieden wurde. Bild 3a) zeigt die Sicht des Projektbearbeiters der FGH mit Zugriff auf alle Daten und Bild 3b) die Sicht des Netzbetreibers mit den Schlüsseln "Galilei" und "Kirchhoff".



a) Sicht des Projektbearbeiters

b) Sicht des Netzbetreibers

Bild 3: Baumstruktur des Erfassungsschemas der Schadensstatistik

Die Voraussetzungen zur Eingabe der Daten in die speziell angepasste Datenbank, die die Grundlage der neuen Schadensstatistik bildet, wurden somit erfüllt. Das entworfene Erfassungsschema wird im folgenden Abschnitt näher vorgestellt.

3.3 Erfassungsschema der Schadensstatistik

In Deutschland steht mit der VDN-Störungsstatistik [5] eine hochwertige und belastbare Datenbasis zur Bestimmung von Zuverlässigkeitskenngrößen sowie Auswertung über das deutschlandweite Störungsaufkommen inklusive der dadurch verursachten Versorgungsunterbrechungen zur Verfügung. Diese Statistik liefert jedoch aus folgenden Gründen für den Einsatz im Rahmen des Asset-Managements nur beschränkte Informationen:

- Die VDN-Statistik erfasst die Störungen, die sich auf den Netzbetrieb durch Ausschaltung von Betriebsmitteln, ungewollten Schaltzuständen und fehlender Spannung ausgewirkt haben. Diese Erfassung erfolgt unabhängig davon, ob ein Schaden bei einem Betriebsmittel als Folge oder Ursache für diese Störung vorliegt. Andererseits werden Schäden an Betriebsmitteln, die nicht oder noch nicht zu Störungen geführt haben, nicht erfasst.
- Die Typdifferenzierung der Betriebsmittel beschränkt sich auf wenige, charakteristische Merkmale wie Isolationsmedium bei Schaltanlagen und Kabeln.
- Alter und Instandhaltungshistorie der fehlerbehafteten Betriebsmittel werden nicht erfasst.
- Die Statistik beinhaltet keinerlei Kostenangaben.

Aus diesen Gründen kann die VDN-Statistik im Rahmen des vorliegenden Projektes lediglich für Plausibilitätsprüfungen der ermittelten Schadens- und Störungsraten sowie zur Ermittlung der Häufigkeit von Störungen ohne vorliegende Schäden verwendet werden.

Um den in Kapitel 2.2.1 beschriebenen Anforderungen des Asset-Managements an eine Schadensstatistik gerecht zu werden, wurden in der erarbeiteten Schadensstatistik sämtliche Schäden innerhalb eines betrachteten Netzes und Zeitraumes erhoben. Die mögliche Auswirkung eines Schadens als Störung ist dabei als Charakteristik dieses Schadens erfasst. Zudem wurden Angaben zu den durch Schäden an den einzelnen Komponenten verursachten Kosten sowie zu den Kosten für etwaige Folgeschäden erfasst. Derartige Statistiken werden heute vereinzelt unternehmensintern geführt, allerdings hat die Datenerfassung im Laufe dieses Projektes gezeigt, dass die Daten oftmals noch nicht in einfach zugänglichem und auswertbarem Format direkt verfügbar sind. Eine wie in diesem Projekt vorgenommene, unternehmensübergreifende Erfassung ist besonders für kleinere Unternehmen von Bedeutung, da aufgrund des relativ seltenen Auftretens von Schadensereignissen

eine ausreichende Grundgesamtheit an Betriebsmitteln für eine aussagekräftige Statistik notwendig ist.

Die im vorliegenden Projekt entwickelte Schadensstatistik befasst sich mit stochastisch unabhängigen Schäden. Grundsätzlich ist zur vollständigen Bewertung der im Rahmen eines Asset-Managements angewendeten Strategien eine lebenslange Beobachtung und Beurteilung der Betriebsmittel eines Netzes möglich. Diese ist jedoch bei begrenztem Betrachtungszeitraum nicht möglich. Vielmehr soll durch statistische Beschreibung der Schäden ein Risikomanagement ermöglicht werden, das Erfahrungen von „älteren“ Betriebsmitteln auf „neuere“ überträgt bzw. vorliegende Daten in die Zukunft extrapoliert. Tabelle 2 umreißt den Umfang der Schadensstatistik.

Tabelle 2: Aufbau des Erfassungsschemas

Bereiche	Datenfelder
Identifikation	Netzbetreiber (Verschlüsselung) EVU-interne ID des Schadensereignisses Schadensdatum
Anlagen-/ Stations-/ Kabel-/ Freileitungsdaten	Angaben zur Beschreibung der Teilsysteme MS-Schaltanlagen, Netzstationen, Kabelanlagen und Freileitungen
Netzdaten	Netznennspannung Sternpunktbehandlung Konfiguration Freileitungsanteil
Schadensbeschreibung	Betriebsbedingungen Getroffene Maßnahme Schadensursache Schadensauswirkung Anlass der Schadensmeldung Schadensort Folgeereignis von
Kosten	Maßnahmenkosten Folgekosten
Instandhaltungsstrategie	Revisionsstrategie Zeitzyklus der Revision Inspektionsstrategie Zeitzyklus der Inspektion
Störungsbeschreibung (falls relevant)	Durch welche Maßnahme feststellbar? Letzte Maßnahme an der schadensbetroffenen Komponente Zeitpunkt der letzten Maßnahme Dauer der Nichtverfügbarkeit Entfernung zur aktuellen Netztrennstelle

Die Auswertung der Schäden erfolgt vorwiegend abhängig vom Betriebsmittelalter; der absolute Schadenszeitpunkt wäre nur dann relevant, wenn sich die angewendeten Instandhaltungsstrategien während des Erfassungszeitraumes nachhaltig

geändert hätten. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass aufgrund des unterschiedlichen Alters der Betriebsmittel in jeder Altersklasse verschiedene Grundgesamtheiten vorliegen.

Bei der Akquisition der Daten wurde – wie bereits erwähnt – nach den Teilsystemen MS-Schaltanlagen, Netzstationen, Kabelanlagen und Freileitungen unterschieden, wobei die 110-kV/MS-Transformatoren den MS-Schaltanlagen und die Ortsnetztransformatoren den Netzstationen zugeordnet sind. Der Aufbau der Schadensprotokolle für die einzelnen Teilsysteme konnte im Wesentlichen gleich gestaltet werden. Neben Angaben zur Identifikation der Schadensereignisse wurden je nach Teilsystem spezielle Angaben zu den Anlagen-, Stations-, Kabel-, oder Freileitungsdaten aufgenommen. Zudem wurden der Einfluss der Netzstruktur und der Instandhaltungspraxis untersucht und Daten zur Beschreibungen der Schäden und eventuellen Störungen sowie zu den verursachten Kosten abgefragt. Des Weiteren wurden detaillierte Angaben zu den Schadensorten erfasst. Zu den Schadensorten zählen hauptsächlich Betriebsmittel wie Transformator, Leistungs-/ Last-/ Trennschalter, Sammelschiene, Spannungs- und Stromwandler, Kabel usw. Zur näheren Beschreibung der Schadensorte wurden je nach Typ zusätzliche Angaben wie Hersteller, Bau-/ Errichtungs-/ Verlegejahr, Funktions- und Konstruktionstyp abgefragt. Die vollständige Struktur der Schadenserfassung ist in Anhang A.1 enthalten.

Um die Dateneingabe komfortabel und ortsunabhängig zu gestalten, wurde eine dem Erfassungsschema entsprechende Webschnittstelle erstellt. Die Datenfelder der Eingabemasken der Schadensprotokolle wurden dazu zum großen Teil als Auswahlfelder realisiert, denen entsprechende Auswahllisten hinterlegt sind (siehe Anhang A.1). Des Weiteren enthalten die Eingabemasken Datumsfelder und Eingabefelder (für Baujahre, Kosten usw.), wobei drei Arten von Eingabefeldern unterschieden werden:

- alphanumerisch → Eingabe aller Zeichen
- float → Eingabe einer Gleitkommazahl
- integer → Eingabe einer ganzen Zahl

Zur Eingabe der detaillierten Angaben zu einem Schadensort wird jeweils ein entsprechendes Unterformular aufgerufen. Um die Zugehörigkeit der neu geladenen Datenfelder zum Schadensort kenntlich zu machen, werden diese zusammen mit dem Datenfeld '*Schadensort*' grün hinterlegt. In Bild 4 ist die Eingabemaske des Schadensprotokolls für Netzstationen mit dem Schadensort '*Transformator MS/NS*' (Ortsnetztransformator) beispielhaft wiedergegeben.

Schadensprotokoll Netzstation			
Netzbetreiber	<input type="text"/>	EVU-interne ID	<input type="text"/>
Schadensdatum	<input type="text"/>		
Stationsdaten			
Hersteller	? <input type="text"/>	Bemessungskurzschlussfestigkeit Ik ^{sc} in kA	<input type="text"/>
Funktionstyp	? <input type="text"/>	Konstruktionstyp	? <input type="text"/>
Netzdaten			
Netznominalspannung	? <input type="text"/>	Sternpunktbehandlung	? <input type="text"/>
Konfiguration	? <input type="text"/>	Freileitungsanteil	? <input type="text"/>
Schadensbeschreibung			
Betriebsbedingungen	? <input type="text"/>	Schadensursache	? <input type="text"/>
Getroffene Maßnahme	? <input type="text"/>	Schadensauswirkung	? <input type="text"/>
Maßnahmenkosten in €	<input type="text"/>	Anlass der Schadensmeldung	? <input type="text"/>
Folgekosten in €	<input type="text"/>	Folgeereignis von	<input type="text"/>
Schadensort	Transformator MS/NS <input type="text"/>		
Hersteller	? <input type="text"/>	Konstruktionstyp	? <input type="text"/>
Nennleistung [kVA]	<input type="text"/>	Bezogene Kurzschlussspannung uk [%]	<input type="text"/>
Durchschnittliche Tageshöchstlast	? <input type="text"/>		
Baujahr	<input type="text"/>	Schadensort Trafo	? <input type="text"/>
Revisionsstrategie	? <input type="text"/>	Inspektionsstrategie	? <input type="text"/>
Zeitzyklus der Revision in Jahren	<input type="text"/>	Zeitzyklus der Inspektion in Jahren	<input type="text"/>
Störungsbeschreibung			
Durch welche Maßnahme feststellbar ?	? <input type="text"/>	Zeitpunkt der letzten Maßnahme	<input type="text"/>
Letzte Maßnahme an schadensbetroffener Komponente	? <input type="text"/>	Dauer der Nichtverfügbarkeit [h]	<input type="text"/>
Entfernung zur aktuellen Netztrennstelle	? <input type="text"/>		
Archiviert <input type="checkbox"/> ja	Eintrag übernehmen		

Bild 4: Eingabemaske des Schadensprotokolls für Netzstationen

Das Erfassungsschema wurde in vier Projekttreffen gemeinsam mit den teilnehmenden Netzbetreibern und weiteren Projektpartnern entwickelt und definiert, so dass auch deren langjährige Betriebserfahrung einfließen konnte. Darüber hinaus wurden die sich aus der Analyse der Problemstellungen ergebenden notwendigen Auswertemöglichkeiten berücksichtigt. Im Rahmen der Auswertung und der Notwendigkeit, die ermittelten Kenngrößen zu plausibilisieren und zu interpretieren, hat sich im Nachgang gezeigt, dass durchaus weitere Informationen notwendig oder wünschenswert gewesen wären. Außerdem zeigte sich auch, dass einige Daten, obgleich grundsätzlich erforderlich, in der vorgesehenen Form von den Netzbetreibern nur schwer ermittelt werden konnten. Die im Laufe des Projektes gewonnenen Erkenntnisse

ermöglichen jedoch die genaue Anpassung des Erfassungsschemas für zukünftige Aufgaben.

3.4 Definition wichtiger Begriffe

Die richtige Eingabe der Schadensereignisse in das Erfassungsschema erfordert Erläuterungen zu den verwendeten Begriffen und Datenfeldern. Dabei erfolgte eine weitmögliche Orientierung an den Definitionen der VDEW-Störungsstatistik [6]. Von wesentlicher Bedeutung für die Erfassung der Daten ist die genaue Trennung und Beschreibung der Begriffe "Schaden" und "Störung". Dazu wurden folgende Definitionen festgelegt:

Schaden:

Als Schaden wird eine bleibende nachteilige Veränderung eines Betriebsmittels als Folge einer besonderen Einwirkung oder Ursache bezeichnet, die sogleich oder im Laufe der Zeit repariert bzw. behoben werden muss. Schäden können während des Betriebs (z.B. '*Elektrischer Fehler*') oder bei Nichtbetrieb (z.B. '*Revision*') festgestellt werden.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass Betriebsmittel, die wegen normaler Alterung gewartet bzw. ausgetauscht werden, nicht als beschädigte Betriebsmittel einzuordnen sind. Maßnahmen bzw. Erneuerungen, die durch eine planmäßige Revision gefordert werden, gelten nicht als Schaden und werden somit nicht in der Statistik erfasst. Werden dagegen während einer planmäßigen Revision zusätzliche Maßnahmen erforderlich, sind diese für die Statistik relevant.

Störung:

Als Störung wird eine ungewollte Änderung des normalen Betriebszustandes bezeichnet. Der normale Betriebszustand ist gekennzeichnet durch:

- eine ausreichende Spannung
- einen intakten Isolationszustand
- einen von der Betriebsführung gewollten Schaltzustand
- intakte Betriebsmittel.

Ein Schaden an einem Betriebsmittel, der während des Betriebes festgestellt wird und eine sofortige Ausschaltung des Betriebsmittels erzwingt, bewirkt eine ungewollte Änderung des Schaltzustandes und gilt somit als Störung. Wird ein Schaden während einer Revision festgestellt, der die planmäßige Dauer der Revision verlängert und somit die geplante Wiederherstellung des Normalschaltzustandes verzögert, so gilt dies ebenfalls als Störung.

Störungen, die nicht zu Schäden führen, werden in der Statistik nicht erfasst. Sie können den Ergebnissen der VDEW-Statistik entnommen werden.

Die Kosten, die durch einen Komponentenschaden verursacht werden, werden unterschieden in Maßnahmenkosten und Folgekosten.

Maßnahmenkosten:

Kosten, die ausschließlich zur Instandsetzung der schadensbetroffenen Komponente aufgebracht werden müssen. Sie beziehen sich auf die im konkreten Schadensfall getroffene Maßnahme (Reparatur / Ersatz / Außerbetriebnahme).

Folgekosten:

Werden weitere Komponenten aufgrund einer elektrischen oder mechanischen Überbeanspruchung, die durch die schadensbetroffene Komponente verursacht wurde (z. B. Lichtbogen), beschädigt, so stellen die Kosten zur Instandsetzung dieser Komponenten Folgekosten dar.

Liegen die Beanspruchungen dagegen im Rahmen der Betriebsbedingungen und es treten trotzdem weitere Schadensorte auf (z. B. Doppelerdschluss aufgrund der Spannungsanhebung), so handelt es sich hierbei um Folgeereignisse. Diese werden gesondert erfasst und sind nicht als Folgekosten des ursprünglichen Schadensortes anzusehen.

Zur Beschreibung der praktizierten Instandhaltungsstrategie zum Zeitpunkt des Schadens wurden die Begriffe Inspektion und Revision verwendet und wie folgt deklariert:

Inspektion:

Planmäßige Instandhaltungsmaßnahme zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes.

Revision:

Planmäßige Instandhaltungsmaßnahme zur Bewahrung bzw. Wiederherstellung des Soll-Zustandes.

Weitere Erläuterungen zu den Datenfeldern sind im Anhang unter A.2 und A.3 zu finden.

3.5 Mengengerüste

Zusätzlich zu den Daten über die Schadensereignisse sind Angaben über die Mengengerüste der betrachteten Netze sowie über die ausgewerteten Zeiträume als

Bezugsgrößen für die statistische Auswertung erforderlich. Die Detaillierung der hierfür zu bildenden Komponentenklassen hängt von der Zahl der Schadensmeldungen ab, da sichergestellt sein muss, dass jede Klasse eine ausreichende Anzahl von Ereignissen umfasst. Auf Basis dieses Kriteriums und der erwarteten Schadenszahlen (s. Tabelle 1) wurde mit den beteiligten Netzbetreibern eine geeignete Differenzierung diskutiert und festgelegt. Im Rahmen der Auswertung richtete sich der zu realisierende Detailgrad nach den tatsächlichen Schadenszahlen, aber auch nach der von den Netzbetreibern realisierten Differenzierung.

Die bereitgestellten Mengengerüste beinhalten die Anzahlen der Anlagen, Stationen und ausgewählter Betriebsmittel sowie die Leitungslängen für Kabelanlagen und Freileitungen in bestimmten Zeiträumen. Im Einzelnen wurden folgende Angaben abgefragt:

- MS-Schaltanlagen – Anzahlen
 - insgesamt und je Konstruktionstyp
 - Felder insgesamt
 - Lastschalter
 - Leistungsschalter
 - Trennschalter
 - Sammelschienen
 - Transformatoren HS/MS
 - Transformatoren MS/MS
 - Transformatoren MS/NS

- Netzstationen – Anzahlen
 - insgesamt und je Konstruktionstyp
 - Lastschalter
 - Gebäude/Gehäuse
 - Transformatoren MS/NS

- Kabelanlagen – Leitungslängen
 - je Kabeltyp (Papiermasse, PE, PVC, VPE)

- Freileitungen – Leitungslängen
 - insgesamt und je Masttyp (Beton, Fichte, Kiefer, Profilstahl, Stahlgitter, Stahlrohr)

Um die Altersabhängigkeit des Schadensgeschehens der Betriebsmittel abbilden zu können, müssen die zugehörigen Mengengerüste ebenfalls getrennt für bestimmte Altersintervalle erhoben werden. Eine jährliche Erhebung wäre in Anbetracht der statistischen Genauigkeit der angestrebten Ergebnisse sowie der Exaktheit der verfügbaren Angaben zu den Alterstrukturen weder zweckmäßig noch vertretbar. In Absprache mit den Projektpartnern wurde sich darauf geeinigt, die Mengengerüste der vergangenen 100 Jahre in Fünf-Jahres-Intervallen zur Verfügung zu stellen.

Ausgehend von dem Jahr 2005 ergeben sich daraus die Intervalle 2005 - 2001, 2000 - 1996 usw. bis 1910 - 1906.

Um einen eventuellen Einfluss unterschiedlicher Netzeigenschaften ermitteln zu können, wurden zusammen mit den Mengengerüsten die folgenden Netzdaten abgefragt:

- Netznennspannung
- Sternpunktbehandlung
- Netzkonfiguration
- Freileitungsanteil

In einzelnen Fällen konnte die geforderte zeitliche Aufstellung der Mengengerüste seitens der Netzbetreiber nicht erbracht werden. Besonders bei Kabeln ist es oft sehr schwierig, die Verlegejahre zurückzuverfolgen. Um die betreffenden Schadensereignisse trotzdem für eine altersabhängige Auswertung verwenden zu können, wurden die zugehörigen Altersstrukturen anhand der Charakteristik verfügbarer Mengengerüste anderer Netzbetreiber abgeschätzt. Die hohe Anzahl der betrachteten Betriebsmittel gegenüber der Anzahl der auftretenden Schäden lässt trotz abgeschätzter Mengengerüste eine vernünftige Genauigkeit der Ergebnisse erwarten.

4 Auswertung der Schadensdaten

4.1 Bestand der Datenbank

Die im Rahmen des Projektes modifizierte MAB-Datenbank enthält am Ende der Projektlaufzeit 3445 Protokolle. Die zu Projektbeginn prognostizierte Schadenszahl von 2510 Ereignissen konnte somit deutlich überschritten werden. Die erfassten Schadensereignisse traten innerhalb der Jahre 1994 bis 2004 auf, wobei die einzelnen Netzbetreiber unterschiedliche Betrachtungszeiträume auswerteten. Die Schadensprotokolle teilen sich wie folgt auf die vier Teilsysteme auf:

- MS-Schaltanlagen → 807 Protokolle
- Netzstationen → 641 Protokolle
- Kabelanlagen → 1776 Protokolle
- Freileitungen → 221 Protokolle

Insgesamt weisen die Daten eine gute Qualität auf. Für 524 Schäden an Kabeln konnte keine Angabe des Verlegejahres erbracht werden. Diese Protokolle konnten bei der altersspezifischen Auswertung nicht berücksichtigt werden, wurden jedoch für andere Betrachtungen, wie z.B. Maßnahmenkosten oder Schadensursache, verwendet. In zukünftigen Arbeiten sollte deshalb berücksichtigt werden, dass die Verlegejahre der betroffenen Kabel bei einer genauen Erfassung des Kabeltyps zumindest abgeschätzt werden könnten.

Um eine realistische Beurteilung der Ergebnisse zu ermöglichen, wurden bereits vorab durch Befragung der Netzbetreiber die Schadensorte ermittelt, die nur von einer unzureichenden Anzahl an Netzbetreibern bei der Datenerfassung berücksichtigt werden können und für die somit keine belastbaren Daten zu erwarten sind. Dabei wurde festgestellt, dass folgende Betriebsmittel von den Auswertungen auszuschließen sind:

- MS-Schaltanlagen → I_s-Begrenzer, Kurzerdungsanlage, Ladestromspule, Rundsteueranlage
- Netzstationen → E-Spule
- Kabelanlagen → Ableiter, Steckverbindung

Die genannten Betriebsmittel sind entweder nicht in den betrachteten Netzen vorhanden oder wurden inklusive der auftretenden Schäden nicht ausreichend genau von den Netzbetreibern dokumentiert.

Es wurde bereits in den ersten Diskussionen klar, dass aufgrund unterschiedlicher Netzausstattungen und Umfänge der vorliegenden Schadensdokumentationen nicht alle der zwölf Netzbetreiber zu jedem der vier untersuchten Teilsysteme Schadensdaten liefern können. Im Laufe des Projektes haben sich aufgrund der Dokumentation der Schäden sowie der Verfügbarkeit der benötigten Mengengerüste innerhalb der einzelnen Unternehmen die in Bild 5 zusammengefassten Anzahlen der Netzbetreiber ergeben, die letztendlich für die Auswertungen zu den einzelnen Teilsystemen herangezogen wurden.

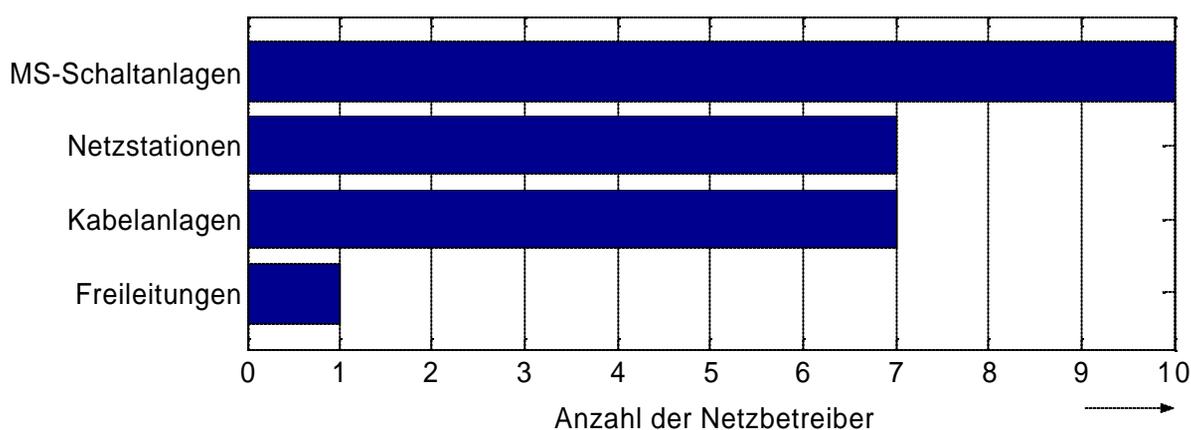


Bild 5: Anzahl der Netzbetreiber je Teilsystem

Die Auswertung der Schadensereignisse muss getrennt nach Schäden mit Störung und Schäden ohne Störung erfolgen, um die Unterschiede in den Auswirkungen der beiden Arten von Schäden ermitteln zu können. Innerhalb der Schadensstatistik ist ein Schaden mit Störung in jedem Fall dann eindeutig bestimmt, wenn im Bereich '*Schadensbeschreibung*' des Erfassungsschemas folgende Auswahlen getroffen wurden:

- Datenfeld '*Schadensauswirkung*' = '*Sofortige Maßnahme*'
- Datenfeld '*Anlass der Schadensmeldung*' = '*Betrieb - Elektrischer Fehler*'

Schäden mit Störungen sind in der Regel durch den Einsatz von Schutzgeräten, Störschreibern o.ä., oftmals auch wegen einer infolge der Störung auftretenden Versorgungsunterbrechung vollständig aufgezeichnet. Demzufolge konnten alle zwölf Netzbetreiber Daten zu diesen Schäden liefern. Da Schäden, die nicht zu einer

Störung führen, in vielen Fällen während einer Instandhaltungsmaßnahme festgestellt und behoben werden, sind diese innerhalb der Unternehmen oftmals nur lückenhaft oder gar nicht als gesonderte Maßnahme dokumentiert. Von den Projektpartnern konnten deshalb nur zwei Netzbetreiber eine vollständige Aufzeichnung von Schäden ohne Störung erbringen.

Zur Auswertung der Daten wurden nur die Betriebsmittel herangezogen, zu denen eine ausreichende Anzahl von Schäden geliefert wurde. Die Anteile der Schadensorte an den erfassten Ereignissen der vier Teilsysteme sind jeweils getrennt für Schäden mit und ohne Störung in Anhang A.4 enthalten. Es wurden zum einen die absoluten Zahlen und zum anderen die prozentualen Anteile der Schäden an der Gesamtzahl ermittelt. Die prozentualen Werte wurden dabei nicht direkt aus der Zahl der Schäden pro Schadensort zur Gesamtzahl der Schäden, sondern gewichtet nach den Mengengerüsten und Betrachtungszeiträumen der einzelnen Netzbetreiber bestimmt. Diese Verfahrensweise ist zur Bewertung der Schadenszahlen der Teilsysteme MS-Schaltanlagen und Netzstationen erforderlich, da hier nicht alle ausgewerteten Schadensorte von den beteiligten Netzbetreibern bei der Datenerfassung berücksichtigt werden konnten. Als Bezugsgröße wird dazu für jeden Netzbetreiber ein repräsentatives Mengengerüst M_R ermittelt, das sich aus dem Produkt des eigentlichen Mengengerüstes M und dem zugehörigen Betrachtungszeitraum T_B ergibt:

$$M_R = M \cdot T_B \quad (1)$$

Zur Wichtung der Schadenszahl eines Schadensortes wird ein Index i_M ermittelt, der alle Mengengerüste derjenigen Netzbetreiber kennzeichnet, die den betreffenden Schadensort berücksichtigt haben. Der zugehörige Wichtungsfaktor w_{SO} der Schadenszahl eines Schadensortes berechnet sich durch den Quotienten aus der Summe aller repräsentativer Mengengerüste und der Summe der durch i_M bestimmten Mengengerüste:

$$w_{SO} = \frac{\sum M_R}{\sum_{i_M} M_{R,i_M}} \quad (2)$$

Durch Wichtung der Schadenszahlen N_S mit den zugehörigen Wichtungsfaktoren w_{SO} ergeben sich die Anzahlen der Schäden für den Fall, dass tatsächlich alle zuständigen Netzbetreiber alle Schadensorte der einzelnen Teilsysteme berücksichtigt hätten. Die einzelnen Prozentsätze werden dann wie folgt bestimmt:

$$p = \frac{w_{SO} \cdot N_S}{\sum (w_{SO} \cdot N_S)} \cdot 100\% \quad (3)$$

Die so gewonnenen bezogenen Darstellungen liefern ein unverfälschtes Bild zu den Anteilen der Schadensorte an der Gesamtzahl der Schäden eines Teilsystems, während die Angabe der Absolutzahlen Hinweise zur statistischen Belastbarkeit der Ergebnisse für einzelne Schadensorte geben.

MS-Schaltanlagen: Bild 10 und Bild 11 in Anhang A.4 zeigen die absoluten und die prozentualen Werte zu den MS-Schaltanlagen für Schäden mit Störung. Aus beiden Bildern geht hervor, dass Leistungsschalter und HS/MS-Transformatoren am häufigsten Schäden aufweisen. Die Ergebnisse für Schäden ohne Störung sind in Bild 12 und Bild 13 abgebildet. Außer an den Leistungsschaltern und HS/MS-Transformatoren ist hier zudem eine erhöhte Zahl an Schäden an Trennschaltern zu verzeichnen, wobei der Vergleich zwischen absoluter und prozentualer Darstellung eine deutliche Verschiebung der einzelnen Anteile erkennen lässt. Die drei genannten Schadensorte sind also als besonders Instandhaltungsrelevant einzustufen.

Netzstationen: Die absoluten und prozentualen Ergebnisse zu den Netzstationen für Schäden mit Störung zeigen Bild 14 und Bild 15. Die größten Anteile liegen bei den Lastschaltern, Sicherungen und MS/NS-Transformatoren. Die Schäden an Sicherungen stammen zum Großteil von Maststationen und wurden hauptsächlich durch fremde Einwirkungen verursacht. Die absolute und die prozentuale Darstellung weisen nur geringe Unterschiede auf, da die Schadensorte nahezu von allen Netzbetreibern berücksichtigt wurden. In Bild 16 und Bild 17 sind die entsprechenden Werte für Schäden ohne Störung zu sehen. Die erfassten Ereignisse stammen fast ausschließlich von Gebäuden/Gehäusen, Lastschaltern und MS/NS-Transformatoren, welche somit entscheidend für die Instandhaltung sind. Die absolute und die prozentuale Darstellung liefern hierbei vergleichbare Ergebnisse.

Kabelanlagen: Zu Kabelanlagen wurden erwartungsgemäß fast nur Schäden mit Störung geliefert, da hier, abgesehen von Endverschlüssen an Papiermasse-Kabeln, keine Durchführung präventiver Instandhaltungsmaßnahmen erfolgt und somit die meisten Schäden während des Betriebes auftreten. Da alle der festgelegten Netzbetreiber die drei ausgewerteten Schadensorte Endverschluss, Kabel und Muffe betrachtet haben, stimmen die absoluten Zahlen und die prozentualen Anteile in Bild 18 und Bild 19 überein. Die Aufschlüsselung der Schäden an Kabeln nach den angegebenen Kabeltypen zeigt Bild 20, wobei nicht für jeden Kabelschaden der Typ des betroffenen Kabels nachvollzogen werden konnte. Entsprechend ergeben sich geringere Gesamtschadenszahlen je Diagramm. Um den Vergleich der einzelnen

Kabeltypen bezüglich ihres Fehlergeschehens zu ermöglichen, sind in Bild 21 die mittleren Schadensraten pro Jahr und Kilometer veranschaulicht, die sich durch Bezug der Anzahlen der Ereignisse auf die jeweilige Gesamtlänge der betrachteten Kabel und die ausgewerteten Zeiträume ergeben. Dabei wurden alle Schadensursachen, also sowohl die Minderung der elektrischen Eigenschaften als auch fremde Einwirkungen, berücksichtigt. Die ermittelten Werte entsprechen den bisherigen Erfahrungen, wie etwa den Werten aus der VDEW-Statistik. Die Differenz aus der Gesamtzahl der Kabelschäden und den der Schadensraten zugrunde liegenden Ereignissen ist durch die fehlenden Angaben zu den Verlegejahren begründet, da die benötigte Grundgesamtheit für Kabel ohne bekannte Verlegejahre nicht vorlag.

Freileitungen: Für Freileitungen konnten ebenfalls nur Angaben zu Schäden mit Störung erbracht werden, da für Schäden ohne Störung keine ausreichende Dokumentation vorlag. Bild 22 und Bild 23 zeigen jeweils die absoluten Zahlen und die prozentualen Anteile der Schadensorte, wobei beide Darstellungen übereinstimmen, da zur Auswertung der Freileitungsschäden nur die Daten eines Netzbetreibers verwendet wurden. In der prozentualen Darstellung wurden die Schadenszahlen zu den verschiedenen Isolatortypen und zu den verschiedenen Masttypen zusammengefasst. Der am meisten betroffene Schadensort ist das Leiterseil, was hauptsächlich auf den Einfluss fremder Einwirkungen zurückzuführen ist.

Zusammenfassend werden die einzelnen Schadensorte der vier Teilsysteme aufgelistet, die auf Basis der Auswertung von Schadenszahlen und -raten für die weiteren Auswertungen näher betrachtet werden sollen:

- MS-Schaltanlagen → Leistungsschalter, Trennschalter, HS/MS-Transformator
- Netzstationen → Lastschalter, Gebäude/Gehäuse, MS/NS-Transformator
- Kabelanlagen → Kabel, getrennt nach Papiermasse- und VPE-Kabel
- Freileitungen → Keine Differenzierung nach Schadensorten

4.2 Schadensursachen und Anlässe der Schadensmeldung

Die Schadensursache kennzeichnet die Herkunft des Mangels oder die äußere Einwirkung, die an einer Komponente zum Schaden geführt hat. Die Kenntnis über die Ursache eines Schadens ist von besonderer Bedeutung, um die Wirksamkeit der praktizierten Instandhaltung überprüfen und die Anwendung geeigneter Maßnahmen

festlegen zu können. Die innerhalb der Schadensstatistik berücksichtigten Schadensursachen sind in Anhang A.3 in Tabelle 10 und Tabelle 11 aufgelistet und näher erläutert.

Die ermittelten Schadensursachen zu den in Kapitel 4.1 bestimmten Betriebsmitteln sind in Anhang A.5 zusammengefasst. Dabei wurde bewusst auf die getrennte Auswertung der Schäden mit und ohne Störung verzichtet. Stattdessen ist als zusätzlicher Parameter jeweils der Anlass der Schadensmeldung angegeben, bei dem ein Schaden festgestellt wurde. Somit kann direkt abgelesen werden, ob ein Schaden während des Betriebes auftrat oder bei einer Instandhaltungsmaßnahme erkannt wurde. Die als Anlass der Schadensmeldung definierten Ereignisse und die zugehörigen Erläuterungen enthält Tabelle 8 in Anhang A.3.

Leistungsschalter: Die an Leistungsschaltern festgestellten Schadensursachen zeigt Bild 24 in Anhang A.5. Dabei wurden über 80 % der Schäden durch Minderung der mechanischen Eigenschaften verursacht, wobei hauptsächlich ölarme Schalter betroffen sind, bei denen es aufgrund von Undichtigkeiten zum Verlust von Isolieröl kam. Als zweithäufigste Schadensursache wurde mit ca. 8% die Minderung der elektrischen Eigenschaften angegeben. Die Auswertung der Anlässe der Schadensmeldung ergibt, dass 73 % der Schäden während einer Inspektion, Revision oder Diagnose festgestellt wurden. Etwa 20 % aller Schäden wurden bei einer versuchten Schalthandlung entdeckt, wobei diese Schäden nur dann zu einer Störung führten, wenn es sich z. B. um die selektive Ausschaltung einer fehlerbehafteten Leitung handelte. Wurde dagegen ein Mangel an einem Leistungsschalter im Zuge einer geplanten Aus- oder Umschaltung festgestellt, trat in der Regel keine Störung auf. 5 % der Schäden führten direkt zu einem elektrischen Fehler.

Trennschalter: In Bild 25 in Anhang A.5 sind die ermittelten Schadensursachen mit den zugehörigen Anlässen der Schadensmeldung für Trennschalter dargestellt. Dabei gehen fast 94 % der Schäden auf die Minderung der mechanischen Eigenschaften der Schalter zurück. Insgesamt wurden ca. 60 % der Schäden im Rahmen einer Instandhaltungsmaßnahme erkannt. Die übrigen 40 % traten fast ausschließlich bei der Durchführung von Schalthandlungen auf.

HS/MS-Transformatoren: Die Ergebnisse zu den Schadensursachen an HS/MS-Transformatoren sind in Bild 26 in Anhang A.5 wiedergegeben. Auch hier ist die Minderung der mechanischen Eigenschaften mit einem Anteil von fast 60 % die häufigste Ursache, welche zum großen Teil auf Undichtigkeiten zurückzuführen ist. Der Anteil durch die Minderung der elektrischen Eigenschaften beträgt ca. 17 % und liegt dabei deutlich höher im Vergleich zu den Anteilen bei den Leistungs- (8,4 %)

und Trennschaltern (4,5 %). Aus der Aufstellung der Transformatoren im Freien erklärt sich der Anteil von 8 % der Schäden durch fremde Einwirkungen. Etwa 55 % der erfassten Schäden konnten durch eine Inspektion festgestellt werden. Die restlichen Ereignisse traten fast vollständig während des Betriebes auf, wobei ca. 29 % zu einem nichtelektrischen Fehler und ca. 12 % zu einem elektrischen Fehler führten. Nichtelektrischer Fehler bedeutet, dass der Schaden durch eine Überwachungseinrichtung des Transformators, z. B. dem Buchholz-Schutz, gemeldet wurde und somit kein Fehler im Stromkreis auftrat. In diesen Fällen ist auch keine sofortige Abschaltung erforderlich.

Lastschalter: Die für Lastschalter ausgewerteten Schadensursachen zeigt Bild 27 in Anhang A.5. Die erfassten Schäden wurden hier fast zu gleichen Teilen von jeweils ca. 40 % durch die Minderung der elektrischen und mechanischen Eigenschaften hervorgerufen. Auffällig ist, dass in etwa 8 % der Fälle eine elektrische Überbeanspruchung die Schäden verursachte. Die Mehrzahl der Schäden, knapp 60 %, konnte auch hier während einer Inspektion erkannt werden. Etwa 15 % wurden im Zuge einer Schalthandlung bemerkt und ein relativ hoher Anteil der Schäden von ca. 20 % führte zu einem elektrischen Fehler.

Gebäude/Gehäuse: Die zu den Schäden an Gebäuden/Gehäusen ermittelten Schadensursachen sind in Bild 28 in Anhang A.5 abgebildet. Naturgemäß überwiegt hier der Anteil der durch die Minderung der mechanischen Eigenschaften hervorgerufenen Schäden mit ca. 85 %. Etwa 11 % der Ereignisse wurden durch fremde Einwirkungen verursacht. Die Auswertung der Anlässe der Schadensmeldung hat ergeben, dass über 90 % der erfassten Schäden bei einer Inspektion festgestellt werden konnten und nur ca. 6 % zu einem elektrischen Fehler führten.

MS/NS-Transformatoren: Bild 29 in Anhang A.5 zeigt die Schadensursachen, die aus den Schadensdaten zu MS/NS-Transformatoren hervorgehen. Die erfassten Schäden teilen sich auf eine große Zahl verschiedener Ursachen auf, wobei auch hier der Anteil durch die Minderung der mechanischen Eigenschaften, zumeist in Form von Undichtigkeiten, mit 42,5 % überwiegt. Als weitere Schadensursachen wurden mit ca. 24 % die Minderung der elektrischen Eigenschaften und mit ca. 9 % die fremden Einwirkungen sowie mit relativ hohen Anteilen die Fehler bei Betrieb mit 6 % und die elektrischen Überbeanspruchungen mit 4,5 % ermittelt. Die durch Minderung der mechanischen Eigenschaften verursachten Schäden konnten fast vollständig im Rahmen einer Inspektion erkannt werden. Dagegen führten die Schäden durch Minderung der elektrischen Eigenschaften zum Großteil zu einem elektrischen Fehler. Insgesamt wurden 37 % der erfassten Schäden durch Auftreten eines elektrischen Fehlers und 16 % aufgrund der Mitteilung durch Dritte festgestellt.

Kabel: Das Störungsgeschehen der Kabel wird erfahrungsgemäß fast ausschließlich von den fremden Einwirkungen und der Minderung der elektrischen Eigenschaften bestimmt, was die Ergebnisse für Papiermasse- und VPE-Kabel in Bild 30 und Bild 31 in Anhang A.5 bestätigen. Es wird außerdem belegt, dass Schäden an Papiermasse-Kabeln häufiger durch die Minderung der elektrischen Eigenschaften entstehen, wohingegen bei VPE-Kabeln der Anteil der fremden Einwirkungen überwiegt. Das Verhältnis aus fremden Einwirkungen und Minderung der elektrischen Eigenschaften ergibt sich für Papiermasse-Kabel zu etwa 40:60 und für VPE-Kabel zu etwa 64:36. Die meisten Ereignisse führten bei beiden Kabeltypen zum Auftreten eines elektrischen Fehlers. Während nur ca. 3% der Schäden an Papiermasse-Kabeln mit Hilfe einer Diagnose festgestellt wurden, war dies bei VPE-Kabeln in 16 % der Fälle möglich.

Einen Vergleich aller innerhalb des Projektes betrachteten Kabeltypen liefert Bild 6. Dazu wurden die Anteile der fremden Einwirkungen und der Minderung der elektrischen Eigenschaften an den Schäden für jeden Kabeltyp bestimmt und die sich daraus ergebenden Schadensraten gegenübergestellt. Es ist bekannt, dass vor allem PE- und VPE-Kabel der älteren Generation von der raschen Alterung durch Wasserbäumchen betroffen sind [7]. Dies spiegelt sich in der hohen Schadensrate der PE-Kabel wider, die hauptsächlich aus den Jahren 1970 bis 1980 stammen, welche mit fast einem Viertel pro Jahr und Kilometer im Vergleich zu den anderen Kabeltypen (Skalierung in Bild 6 beachten) deutlich schlechter ist. Die ausgewerteten Schäden durch Minderung der elektrischen Eigenschaften an PVC-Kabeln, die in den Jahren 1965 bis 1990 verlegt wurden, ergeben eine Schadensrate von ca. $0,02 \text{ 1/(a*km)}$, die im Vergleich zu Papiermasse- und VPE-Kabel zwar schlechter, aber noch akzeptabel ist. Wie erwartet weisen VPE-Kabel den besten Wert auf, der mit $0,002 \text{ 1/(a*km)}$ etwa ein Drittel der Schadensrate der Papiermasse-Kabel beträgt. Während die Schadensraten durch fremde Einwirkungen für Papiermasse-, PVC- und VPE-Kabel mit ca. $0,0035 \text{ 1/(a*km)}$ in etwa gleich sind, liegt der Wert für PE-Kabel mit ca. $0,012 \text{ 1/(a*km)}$ deutlich darüber. Dieses zunächst überraschende Ergebnis kann zum Teil durch die geringere mechanische Festigkeit der Kabelmäntel begründet werden.

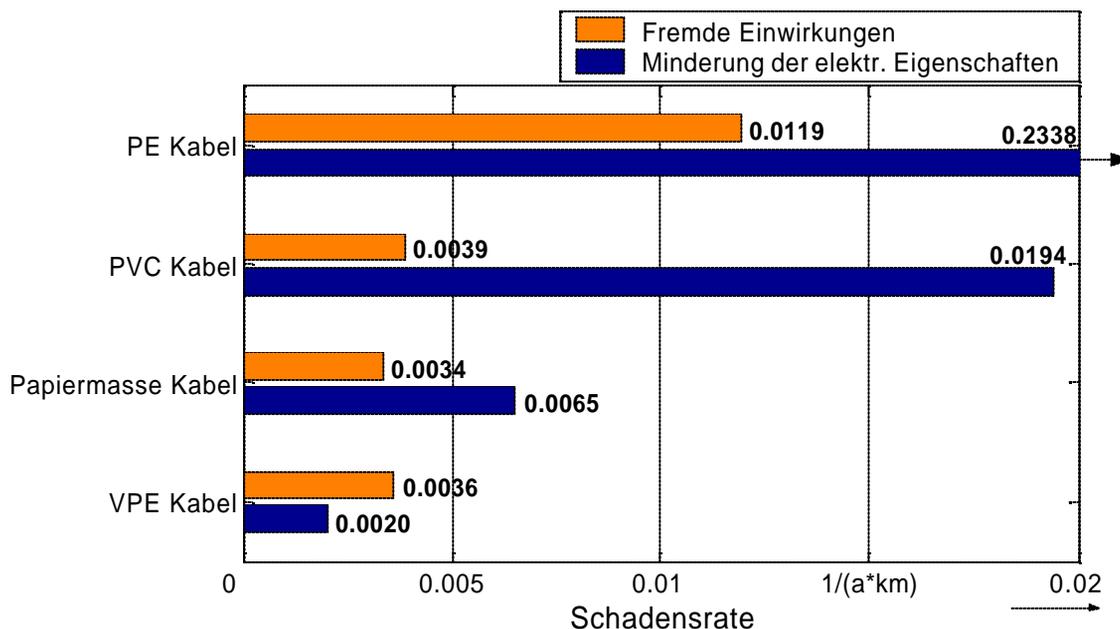


Bild 6: Kabelanlagen – mittlere Schadensrate für Kabel nach Typen, Anteile für Minderung der elektrischen Eigenschaften und fremde Einwirkungen

Freileitungen: Die Schadensursachen und die zugehörigen Anlässe der Schadensmeldung für Freileitungen zeigt Bild 32 in Anhang A.5. Am häufigsten wurden die Schäden durch den Bewuchs (46 %) oder durch andere fremde Einwirkungen (29 %) verursacht, wobei etwa zwei Drittel der Schäden am Leiterseil auftraten. Die Anteile durch Minderung der mechanischen bzw. elektrischen Eigenschaften betragen nur ca. 13 % und 3 %. Da für Freileitungen nur Schäden mit Störung erbracht werden konnten, wurde als Anlass der Schadensmeldung in 64 % der Fälle ein elektrischer Fehler ermittelt, 22 % der Schäden wurden durch Dritte gemeldet. Da somit aber auch Daten zu bei verminderter Instandhaltung möglicherweise zu Störungen führende Schäden fehlen, lässt sich hier die Wirksamkeit von Instandhaltungsmaßnahmen bei diesem Betriebsmittel nicht bewerten. In eventuellen weiterführenden Arbeiten sollte versucht werden, den Einfluss ausgesetzter Instandhaltung auf Basis von Expertenaussagen also aus den Erfahrungen der Netzbetreiber abzuschätzen.

Insbesondere die Untersuchungen an den Betriebsmitteln der MS-Schaltanlagen und Netzstationen haben gezeigt, dass es sich bei einem Großteil der ermittelten Schadensursachen um Phänomene handelt, die im Rahmen der Instandhaltung oder durch den Einsatz geeigneter Diagnoseverfahren vorzeitig festgestellt werden können. Die Ausweitung der Schäden zu einer Störung des Netzbetriebes kann somit in vielen Fällen verhindert werden. Dies belegt die zusätzliche Auswertung der Anlässe der Schadensmeldung. Sie zeigt die Wirksamkeit der praktizierten Instandhaltung der

beteiligten Netzbetreiber auf. Kabelanlagen stellen bei dieser Betrachtung einen Sonderfall dar, da ihr Zustand bis auf Ausnahmen nicht durch den Einsatz präventiver Instandhaltungsmaßnahmen beeinflusst werden kann und Schäden am Kabel in der Regel mit einer Störung verbunden sind. Die Auswertung der Schadensdaten zu Freileitungen bezieht sich nur auf Schäden mit Störung und lässt daher eine Beurteilung der praktizierten Instandhaltung kaum zu.

4.3 Altersabhängige Schadensraten

4.3.1 Besonderheiten der Berechnung

Eines der Hauptziele des Projektes bestand darin, statistisch-mathematische Gesetzmäßigkeiten für das Anwachsen der Fehlerwahrscheinlichkeit der Netzkomponenten unterschiedlichen Typs mit der Betriebszeit abzuleiten. Es liegt die Vermutung nahe, dass viele Komponenten eine ausgeprägte Altersabhängigkeit aufweisen – aber konkrete, praktische Erfahrungen hierzu lagen bisher kaum vor.

Die Fehlerwahrscheinlichkeit einer Komponente steht im direkten Zusammenhang mit deren Fehlerrate [8]. Diese wiederum korreliert stark mit der aus der vorliegenden Statistik ableitbaren Schadensrate, da vorhandene Beschädigungen zu Störungen und Fehlern führen können bzw. Schäden durch externe Ereignisse mit Störungsfolge entstehen. Außerdem bildet die Schadensrate eine geeignete Basis für die Ableitung der erforderlichen Eingangsdaten für die Zuverlässigkeitsberechnung und für die monetäre Bewertung der Schäden.

Für Betriebsmittel elektrischer Versorgungsnetze gilt, dass sie sich die meiste Zeit im intakten Normalzustand befinden und nur selten von einem Fehler betroffen sind. Unter dieser Voraussetzung stimmt die Fehlerhäufigkeit einer Komponente mit hinreichender Genauigkeit mit deren Fehlerrate überein [8]. Die Häufigkeit einzelner Ereignisse ergibt sich aus der Anzahl der Ereignisse an einer Komponente bzw. an einem Komponententyp bezogen auf die entsprechende Grundgesamtheit innerhalb eines festen Betrachtungszeitraumes [9].

Bei den vorliegenden Untersuchungen musste berücksichtigt werden, dass die gesuchten Schadensraten in Abhängigkeit des Komponententalers zu bestimmen sind. Die erfassten Ereignisse müssen dazu einem dem Baujahr der schadensbetroffenen Komponente zugehörigen Mengengerüst zugeordnet werden, welche getrennt nach Fünf-Jahres-Intervallen bereitgestellt wurden (vgl. Kapitel 3.5). Dementsprechend muss bei der Auswertung eine Umsetzung der bei den Schäden erfassten Altersangaben auf die Angaben von Baujahren bei den Mengengerüsten erfolgen.

Zusätzlich ist zu beachten, dass die einzelnen Netzbetreiber unterschiedliche Zeiträume auswerteten. Zur Berechnung der Häufigkeit eines Ereignisses müssen die dem Baujahr der Komponente zugehörigen Mengengerüste M_i und Betrachtungszeiträume $T_{B,i}$ je Netzbetreiber ($i=1\dots n$) miteinander multipliziert werden. Die sich daraus ergebenden repräsentativen Mengengerüste $M_{R,i}$ je Netzbetreiber werden anschließend addiert, um die erforderliche Grundgesamtheit M_R für das betreffende Fünf-Jahres-Intervall zu erhalten.

$$M_R = \sum_{i=1}^n (M_i \cdot T_{B,i}) \quad (4)$$

Das bewertete Alter eines Betriebsmittels hängt vom Zeitpunkt des Schadens ab und ergibt sich demzufolge aus der Differenz des Schadenszeitpunktes und dem Baujahr, wobei als Schadenzeitpunkt das Jahr, in dem der Schaden auftrat, verwendet wurde. Dies bedeutet, dass zwei Betriebsmittel, bei denen der Schaden im gleichen Alter auftrat, unterschiedliche Baujahre besitzen können. Fallen die Baujahre in unterschiedliche Fünf-Jahres-Intervalle, so müssen beiden Ereignissen trotz gleichen Alters unterschiedlichen Mengengerüsten zugeordnet werden. Aus diesem Grund wird für jedes Ereignis eine Einzelhäufigkeit aus dem nach dem Baujahr bestimmten Mengengerüst berechnet. Anschließend werden alle Häufigkeiten abhängig vom Alter der fehlerhaften Komponente zum Zeitpunkt des Schadens einem Altersintervall zugeordnet, wobei hier ebenfalls Fünf-Jahres-Intervalle gewählt wurden. Die Einzelhäufigkeiten werden innerhalb eines Intervalls addiert, woraus sich die Schadensrate $h_{S,A}$ für jedes Altersintervalls A ableitet:

$$h_{S,A} = \sum_{i=1}^a \frac{1}{M_{R,i}} \quad (5)$$

Dabei stellt a die Anzahl der Schäden dar, die in das Intervall A fallen. Da es sich bei der Berechnung der einzelnen Häufigkeiten jeweils nur um ein Ereignis handelt, steht im Zähler immer der Wert 1 und nicht wie üblich eine Variable für die Anzahl der Ereignisse.

In den folgenden Kapiteln werden die ermittelten Schadensraten zu den selektierten Betriebsmitteln vorgestellt, die sich für die getrennte Auswertung der Schäden mit und ohne Störung ergeben. Um eine akzeptable Belastbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, musste im Rahmen dieses Projekts auf eine weitere Detaillierung nach Konstruktionstyp, Hersteller o.ä. verzichtet werden. Zudem blieben der Einfluss unterschiedlicher Netzeigenschaften wie Spannungsebene, Sternpunktbehandlung usw. unberücksichtigt. Um auch diese für eine detaillierte Betriebsmittelbewertung

erforderlichen Daten ermitteln zu können, ist eine Weiterführung oder Ausdehnung der Statistik erforderlich.

4.3.2 Schäden mit Störung

Die getrennte Bewertung von Schäden mit und ohne Störung ist notwendig, da Schäden, die mit einer Störung verbunden sind, direkte Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben und daher für die Bewertung der Zuverlässigkeit des sich aus den einzelnen Betriebsmitteln zusammengesetzten Netzes relevant sind. Die altersabhängigen Schadensraten aus den Schäden mit Störung sind in Anhang A.6 zusammengefasst. Die Aussagekraft der einzelnen Werte je Altersintervall hängt dabei in hohem Maße von der Anzahl der ausgewerteten Ereignisse sowie von der zugehörigen Grundgesamtheit ab. Die Diagramme enthalten daher neben der altersabhängigen Schadensrate h_S die Anzahl der Ereignisse N_S für jedes Fünf-Jahres-Intervall. Die zugehörigen Mengengerüste sind jeweils in einem zusätzlichen Diagramm in Abhängigkeit vom Baujahr unterhalb der Diagramme mit den Schadensraten dargestellt. Um die Ergebnisse mit denen anderer Arbeiten vergleichbar zu machen, wurde zudem die mittlere Schadensrate $\overline{h_S}$ bestimmt, die sich aus der Summe aller Schäden bezogen auf das gesamte Mengengerüst ergibt.

Leistungsschalter: Die ermittelte Schadenrate zu Leistungsschaltern in Bild 33 zeigt eine signifikante Alterabhängigkeit. Die meisten Schäden traten dabei bei einem Alter von 20 bis 40 Jahren auf. Obwohl die letzten Altersintervalle nur eine geringe Anzahl an Ereignissen aufweisen, setzen sie die steigende Tendenz stetig fort, die nach 35 Jahren Betriebsalter mit einer relativ hohen Anzahl von 14 Ereignissen beginnt. Die mittlere Schadensrate beträgt ca. 0,001 1/a. Das in Bild 34 veranschaulichte Mengengerüst lässt erkennen, dass außer zu den Zeiten des großen Netzausbaus in den siebziger Jahren verstärkt Anfang der neunziger Jahre Erneuerungsaktivitäten stattfanden.

HS/MS-Transformatoren: Die Schadensrate für HS/MS-Transformatoren in Bild 35 besitzt nur eine sehr geringe Altersabhängigkeit, da der Verlauf der zugrunde liegenden Ereignisse in etwa dem Verlauf des zugehörigen Mengengerüsts entspricht. Der hohe Wert des ersten Altersintervalls darf aufgrund des niedrigen Mengengerüsts der Jahre 2000 bis 2005 überbewertet werden. Die meisten Schäden traten zwischen 30 und 40 Jahren auf, was mit dem Bereich der größten Grundgesamtheit übereinstimmt. Insgesamt treten je Betriebsmittel bei HS/MS-Transformatoren mit einer mittleren Rate von Schäden mit Störungen von ca. 0,016 1/a relativ viele dieser Ereignisse auf.

Trennschalter: Zu Trennschaltern konnte aufgrund der geringen Anzahl von erfassten Schäden keine altersabhängige Schadensrate ermittelt werden.

Lastschalter: Bild 37 gibt den Verlauf der Schadensrate für Lastschalter wider, welcher eine deutliche Alterabhängigkeit aufweist. Nachdem die Schadensrate bis zu einem Alter von 30 Jahren ansteigt, beginnt sie darüber wieder zu fallen. Ein Erklärung könnte hier der Austausch schadensanfälliger Bauteile bei diesen Betriebsmitteln sein. Die mittlere Schadensrate ist mit ca. 0,0002 1/a sehr gering. Das Mengengerüst in Bild 38 veranschaulicht ebenfalls den starken Netzausbau in den siebziger Jahren sowie das Einsetzen der Erneuerung der Schalter Anfang der neunziger Jahre.

Gebäude/Gehäuse: Obwohl die in Bild 39 dargestellte Schadensrate der Gebäude/Gehäuse nur auf 14 Schäden beruht, besitzt sie eine eindeutig steigende Charakteristik, die durch die Zunahme der Ereignisse bis zu einem Alter von 40 Jahren hervorgerufen wird. Der relativ hohe Wert des letzten Intervalls basiert nur auf einem Schadensereignis, dem auch nur ein sehr geringes Mengengerüst gegenübersteht. Die mittlere Schadensrate beträgt ca. 0,0002 1/a und ist damit sehr gering. Zur Differenzierung des Mengengerüsts der Gebäude/Gehäuse wurde das Errichtungsjahr herangezogen. Der ermittelte Bestand ist in Bild 40 wiedergegeben und zeigt ebenfalls die Auswirkungen von Erneuerungen in den neunziger Jahren.

MS/NS-Transformatoren: Aus der für MS/NS-Transformatoren bestimmten Schadensrate in Bild 41 ist keine Altersabhängigkeit erkennbar, obwohl mit insgesamt 81 Ereignissen eine relativ hohe Zahl an Schäden mit Störungen verfügbar ist. Die mittlere Schadensrate liegt bei ca. 0,001 1/a. Der Verlauf des Mengengerüsts in Bild 42 ist auch hier geprägt durch den Netzausbau in den Siebzigern und bestätigt den bereits bei Lastschaltern und Gebäuden von Netzstationen festgestellten Einfluss von Erneuerungsmaßnahmen.

Papiermasse-Kabel: Die Schäden an Kabeln werden überwiegend durch die Minderung der elektrischen Eigenschaften sowie durch fremde Einwirkungen ausgelöst (vgl. Kapitel 4.2), so dass bei diesem Betriebsmittel ist der Einfluss externer Ursachen vergleichsweise stark ist. Die altersabhängige Schadensrate für Kabel wurde daher zum einen aus den Schäden bestimmt, die nicht durch eine fremde Einwirkung verursacht wurden, und zum anderen aus Schäden, die nur von fremden Einwirkungen stammen. Dabei wird angenommen, dass die Rate der Schäden aus fremden Einwirkungen vom Alter der Kabel unabhängig ist, und die Rate der übrigen Schäden, die hauptsächlich aus der Minderung der elektrischen Eigenschaften herrühren, mit dem Alter zunimmt. Bild 43 zeigt den Charakter der Schadensrate für

Papiermasse-Kabel aus den Schäden ohne fremde Einwirkungen. Abgesehen von dem sprunghaften Anstieg im letzten Altersintervall verläuft diese relativ konstant. Eine mögliche Erklärung für den Sprung nach 50 Jahren Betriebsalter auf etwa den fünffachen Wert der mittleren Schadensrate von ca. $0,0065 \text{ 1}/(\text{a} \cdot \text{km})$ könnte die ungenügende Kenntnis über die Verlegejahre der Kabel sein, die nur geschätzt wurden. Das Alter der betroffenen Kabel liegt eventuell nicht nur zwischen 50 und 55 Jahren, sondern über 50 Jahre überhaupt. Die Schadensrate aus den Schäden durch fremde Einwirkungen zeigt Bild 45, wobei die Werte der einzelnen Intervalle nur im geringen Maße von der mittleren Schadensrate von ca. $0,0034 \text{ 1}/(\text{a} \cdot \text{km})$ abweichen. Eine Ausnahme ist wiederum der hohe Wert des letzten Intervalls, der ebenfalls auf den beschriebenen Zusammenhang zurückzuführen sein könnte. Das zugrunde liegende Mengengerüst in Bild 44 stammt zum Großteil aus den Jahren 1960 bis 1980. Es wurden jedoch auch innerhalb der letzten 10 Jahre Papiermasse-Kabel verlegt.

VPE-Kabel: Die Schadensraten für VPE-Kabel wurden ebenfalls separat für Schäden durch fremde Einwirkungen und Schäden durch Minderung der elektrischen Eigenschaften bestimmt. Bild 47 gibt den Verlauf der Schadensrate für Schäden ohne fremde Einwirkungen wieder, welcher die erwartete Altersabhängigkeit besitzt. Auffallend ist dabei der sprunghafte Anstieg nach 20 Jahren Betriebsalter, der durch die schlechten elektrischen Eigenschaften von VPE-Kabeln der ersten Generation begründet ist. Aufgrund ihrer unterschiedlichen Qualität werden VPE-Kabel für die weiteren Auswertungen getrennt nach alten und neuen Kabeln betrachtet, wobei Kabel mit einem Verlegejahr bis 1983 zu den alten und Kabel mit einem Verlegejahr ab 1984 zu den Kabeln der neuen, wesentlich verbesserten Generation zählen. Die Schadensrate für fremde Einwirkungen ist in Bild 49 zu sehen. Besonders die neueren Kabel sind hierbei von den fremden Einwirkungen betroffen, was auf verstärkte Baumaßnahmen in neu errichteten Siedlungen, Gewerbegebieten usw. zurückzuführen ist. Das Mengengerüst in Bild 48 zeigt den deutlichen Zuwachs an VPE-Kabeln innerhalb der vergangenen 20 Jahre.

Freileitungen: Der Verlauf der Schadensrate für Freileitungen wird durch Bild 51 veranschaulicht. Es zeigt sich eine ausgeprägte Altersabhängigkeit, obwohl ein Großteil der Schäden durch Bewuchs oder andere fremde Einwirkungen am Leiterseil verursacht wurde. Eine mögliche Erklärung hierfür ist, dass neue Leitungen auf freiem Gelände errichtet werden, wohingegen ältere Leitungen stärker vom Bewuchs der Trassen beeinträchtigt sind. Das Mengengerüst der Freileitungen in Bild 52 weist den größten Bestand in den Jahren von 1970 bis 1995 auf. Es geht allerdings auch bis in die zwanziger Jahre zurück. Die Zuordnung einzelner

Freileitungsabschnitte zu einem Errichtungsjahr gestaltet sich generell als schwierig, da die einzelnen Komponenten einer Leitung zu unterschiedlichen Zeitpunkten erneuert werden. Dieser Effekt kann vorhandene Altersabhängigkeiten verwischen. Die vorliegenden Betrachtungen orientieren sich daher am Errichtungsjahr der Maste.

4.3.3 Schäden ohne Störung

Schäden, die nicht zu einer Störung führen, wirken sich nicht direkt beeinträchtigend auf die Zuverlässigkeit eines Netzes aus und liefern daher keinen unmittelbaren Beitrag zu den Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen. Lediglich die Verfügbarkeit der Betriebsmittel wird durch die zur Beseitigung der Schäden möglicherweise erforderlichen Freischaltungen herabgesetzt, wobei deren Durchführungszeitpunkt in weitem Rahmen beliebig geplant werden kann. Sie verursachen jedoch Kosten und sind somit für die monetäre Bewertung des Schadensgeschehens innerhalb eines Netzbereiches von Bedeutung. Den im Folgenden präsentierten Schadensraten liegen kleinere Mengengerüste als in Kapitel 4.3.2 zugrunde, da Schäden ohne Störung nur von zwei Netzbetreibern vollständig dokumentiert wurden. Die bestimmten mittleren Schadensraten aus Schäden ohne Störung liegen bei den betrachteten Betriebsmitteln zu meist ein bis zwei Größenordnungen über den Werten der aus Schaden mit Störung errechneten mittleren Schadensraten, da die Mehrzahl der Schäden im Rahmen einer Instandhaltungsmaßnahme festgestellt werden konnte (vgl. Kapitel 4.2).

Leistungsschalter: Die Schadensrate für Leistungsschalter basierend auf Schäden ohne Störung ist Bild 53 in dargestellt. Der ermittelte Verlauf zeigt eine deutliche Altersabhängigkeit. Er ist allerdings nicht monoton steigend, sondern fällt in regelmäßigen zeitlichen Abständen auf ein niedrigeres Niveau zurück. Dieses Verhalten lässt sich durch die Durchführung von Revisionen oder anderen zustandsverbessernden Maßnahmen begründen. Die ausgewerteten Schäden stammen dabei von Leistungsschaltern, die in festen Zeitzyklen von 8 bis 10 Jahren revidiert werden. Wenn man berücksichtigt, dass die festgelegten Zyklen in der Praxis oftmals aus verschiedenen Gründen verlängert werden, lassen sich diese in dem beobachteten Verhalten wieder erkennen. Bild 54 zeigt das zugrunde liegende Mengengerüst.

HS/MS-Transformatoren: Die Schadensrate zu HS/MS-Transformatoren, wiedergegeben in Bild 55, besitzt ebenfalls eine sichtbare Abhängigkeit vom Betriebsmittelalter. Die Mehrzahl der ausgewerteten Ereignisse stammt von Schäden an Schutzrelais, Lüftern oder anderer Sekundärtechnik der Transformatoren. Die Charakteristik der Schadensrate weist zwei aufeinander folgende Anstiege auf. Der

Einschnitt nach 25 Jahren Betriebsalter wird dabei hauptsächlich durch Erreichen des Endes der Lebensdauer der Sekundärtechnik verursacht. Das zugehörige Mengengerüst zeigt Bild 56.

Trennschalter: Die in Bild 57 abgebildete Schadensrate der Trennschalter weist erhöhte Werte für die Alter von 20 bis 35 Jahren auf, für die die meisten Ereignisse erfasst wurden. Eine ausgeprägte Altersabhängigkeit ist allerdings nur schwer erkennbar. Für weitere Betrachtungen wurde daher die mittlere Schadensrate von ca. 0,0058 1/a verwendet. Bild 58 liefert die zugehörige Grundgesamtheit.

Lastschalter: Die für Lastschalter ermittelte Schadensrate aus Schäden ohne Störung ist in Bild 59 dargestellt. Hierbei lässt sich eine gewisse Altersabhängigkeit erkennen, die durch zwei erhöhte Werte in den Intervallen von 20 bis 25 und von 25 bis 30 Jahren geprägt ist. Nähere Untersuchungen haben ergeben, dass diese Spitzen auf Schäden an Lastschaltern zweier bestimmter Hersteller, also auf typspezifische Schwachstellen zurückzuführen sind. Der ermittelten Schadensrate liegt das Mengengerüst aus Bild 60 zugrunde.

Gebäude/Gehäuse: Bild 61 verdeutlicht die Schadensrate an Gebäuden und Gehäusen von Netzstationen. Diese ist bis zu einem Alter von 40 Jahren nahezu monoton steigend. Das Absinken nach 40 Jahren Betriebsalter ist durch den wirksamen Einsatz von Sanierungsmaßnahmen zu erklären. Der hohe Anstieg der Rate im letzten Intervall beruht nur auf einem Ereignis und ist damit statistisch sehr ungenau. Die Schadensrate wurde basierend auf dem in Bild 62 abgebildeten Mengengerüst bestimmt.

MS/NS-Transformatoren: Die Schadensrate aus Schäden ohne Störung für Ortsnetztransformatoren ist in Bild 63 wiedergegeben. Im Gegensatz zur Schadensrate aus Schäden mit Störung (vgl. Kapitel 4.3.2) zeigt diese Rate einen tendenziellen Anstieg mit zunehmendem Alter. Bild 64 liefert das zugehörige Mengengerüst.

4.4 Eingangsdaten für die Zuverlässigkeitsberechnungen

4.4.1 Prinzipielles Vorgehen zur Ableitung der Eingangsdaten

Der Zustand der Einzelkomponenten hat maßgeblichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit eines untersuchten Systems, welche ein wesentliches Kriterium für die Versorgungsqualität ist. Die Auswirkungen von Alterung und Instandhaltung der Komponenten auf das Verhalten des Gesamtnetzes können mit Hilfe von Zuverlässigkeitsberechnungen nachgebildet werden [10]. Zuverlässigkeitsberechnungen erfordern

spezielle Eingangsdaten, die sich aus den in Kapitel 4.3 vorgestellten Schadensraten ableiten lassen.

Programme zur probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung verwenden spezielle Ausfallmodelle, um das Störungsgeschehen der Komponenten realitätsnah, auf Basis charakteristischer Störungseintritte und -abläufe nachzubilden [11]. Nicht alle, aber die für die durch das Mittelspannungsnetze gebotenen Versorgungszuverlässigkeit relevanten Modelle können mit Hilfe der innerhalb des vorliegenden Projektes akquirierten Daten beschrieben werden. Das verwendete, auf Basis des in der VDEW-Statistik dokumentierten Störungsgeschehens stetig weiterentwickelten Zuverlässigkeitsberechnungsprogramm RAMSES [13] greift u. a. auf die folgenden Ausfallmodelle zurück:

- **Einfachausfall mit Schutzauslösung (EAS):** Einfachausfall mit Ausschaltung durch Schutzeinrichtungen. Es wird nach kurzen und langen Aus-Dauern unterschieden, weil sich nach Schutzauslösungen ein großer Teil der Aus-Dauern im Bereich weniger Minuten (Störungen ohne Schäden) und damit außerhalb der üblichen Dauern für Reparaturmaßnahmen befindet.
- **Unverzögerte Handausschaltung (UHA):** Einfachausfall mit Ausschaltung von Hand. Die Ausschaltung muss zur Vermeidung von Gefährdungen, Schäden oder Störungsausweitungen so schnell wie möglich stattfinden, so dass nur bedingt vorher Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung der Verbraucher ergriffen werden können.
- **Verzögerte Handausschaltung (VHA):** Einfachausfall mit Ausschaltung von Hand, wobei im Gegensatz zur unverzögerten Handausschaltung vor der Handausschaltung eine deutlich längere, aber ebenfalls auf übliche Dauern für die Durchführung von Schalthandlungen beschränkte Zeitspanne zur Verfügung steht, um Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung der Verbraucher zu ergreifen.

Die ermittelten Schadensraten müssen auf die drei Ausfallmodelle aufgeteilt werden. Bei der Festlegung des Erfassungsschemas für die Schäden standen die Anforderungen des Asset-Managements im Vordergrund, so dass keine direkte Zuordnung der Schäden zu Ausfallmodellen der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung vorgenommen wurde, zumal verschiedene Berechnungsverfahren je nach Zeitpunkt ihrer letzten Anpassung unterschiedliche Modelle einsetzen. Vielmehr wurde darauf geachtet, dass sich aus der Kombination der erfassten Merkmale die notwendigen Informationen separieren lassen. Die erfassten Ereignisse werden daher durch

Auswertung der Datenfelder '*Schadensauswirkung*' und '*Anlass der Schadensmeldung*' nach folgenden Kriterien einem der Ausfallmodelle zugeordnet:

- '*Schadensauswirkung*' = '*Sofortige Maßnahme*'
'*Anlass der Schadensmeldung*' = '*Betrieb - Elektrischer Fehler*' → **EAS**
- '*Schadensauswirkung*' = '*Sofortige Maßnahme*'
'*Anlass der Schadensmeldung*': alle Anlässe außer
'*Betrieb - Elektrischer Fehler*' → **UHA**
- '*Schadensauswirkung*' = '*Kurzfristige Maßnahme*'
'*Anlass der Schadensmeldung*': alle möglichen Anlässe → **VHA**

Als Eingangsdaten für die Zuverlässigkeitsberechnungen sind nur Schadensereignisse relevant, die zu einer Störung führen. Aus den erfassten Schäden mit Störung werden dazu möglichst altersabhängige, bei fehlender statistischer Sicherheit der Daten oder nicht erkennbarer Altersabhängigkeit aber auch konstante Schadensraten bestimmt:

- Altersabhängige Schadensrate für
 - Leistungsschalter
 - HS/MS-Transformator
 - Lastschalter
 - Gebäude / Gehäuse
 - MS/NS-Transformator
 - VPE-Kabel alt / neu
 - Freileitung
- Konstante Schadensrate für
 - Trennschalter
 - Sammelschiene MS-Schaltanlage
 - Papiermasse-Kabel

Zudem werden altersunabhängige Raten für Störungen, die nicht mit einem Schaden verbunden sind, aus der VDEW-Statistik – heute VDN-Statistik – ermittelt.

Für die Modellierung des Alterungsverhaltens der Komponenten, die elektrischen, thermischen und mechanischen Beanspruchungen ausgesetzt sind, ist eine geeignete Verteilungsfunktion zu wählen. Für statistisch gesicherte Altersbereiche kann für Berechnungen grundsätzlich auch auf den empirisch ermittelten Verlauf der zugehörigen

rigen Schadensraten zurückgegriffen werden. Für die Modellierung des Schadensaufkommens der Betriebsmittel in den übrigen Zeitbereichen sowie zur Extrapolation zu höheren Altersklassen ist jedoch eine mathematische Beschreibung erforderlich, die auf Basis der gesichert vorliegenden Informationen zu parametrieren ist.

Die Wahl dieser Beschreibung wurde mit den beteiligten Netzbetreibern und Projektpartnern intensiv diskutiert. In der Literatur (z.B. [10][14][15][16]) findet sich eine Vielzahl von Ansätzen, die entweder einen Teil oder das gesamte Störungsaufkommen beschreiben. Die jeweils gewählten Funktionen lassen sich allerdings nicht zweifelsfrei anhand vorliegender Daten begründen, sondern ergeben sich durch plausible Argumentationen. Auch die im Rahmen dieses Projektes gesammelten Daten lassen grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten zu. Die Wahl fiel auf eine mit der Zeit exponentiell ansteigende Schadensrate, die sich nach folgender Gleichung ergibt:

$$h_s = a \cdot e^{b \cdot t} \quad (6)$$

Diese Verteilung lässt sich in vielen empirischen Darstellungen vermuten und erfüllt die grundsätzlich zu erwartende Eigenschaft stetig steigender Schadensraten. Die Koeffizienten a und b werden durch Anpassung der e -Funktion mit Hilfe der Methode der kleinsten Fehlerquadrate an die ermittelten Verläufe der altersabhängigen Schadensraten bestimmt, wobei die einzelnen Häufigkeiten gewichtet nach der Anzahl der Ereignisse je Altersintervalle in die Approximation eingehen.

Neben den Häufigkeiten für die drei Ausfallmodelle sind Angaben zur Dauer für die Zuverlässigkeitsberechnungen erforderlich, da eine Komponente nach Auftreten eines Schadens nicht zur Verfügung steht. Die aus den Daten der Schadensstatistik ermittelten Aus-Dauern sind für die untersuchten Betriebsmittel in Bild 7 zusammengefasst. Bei den Zuverlässigkeitsberechnungen wurde nicht berücksichtigt, dass zur Begrenzung der Unterbrechungsdauer der Kunden bei Störungen auf Sticheleitungen ein Aggregat zum Einsatz kommen kann, was die Zeit bis zur Wiederversorgung in der Regel auf 3 bis 4 Stunden begrenzt.

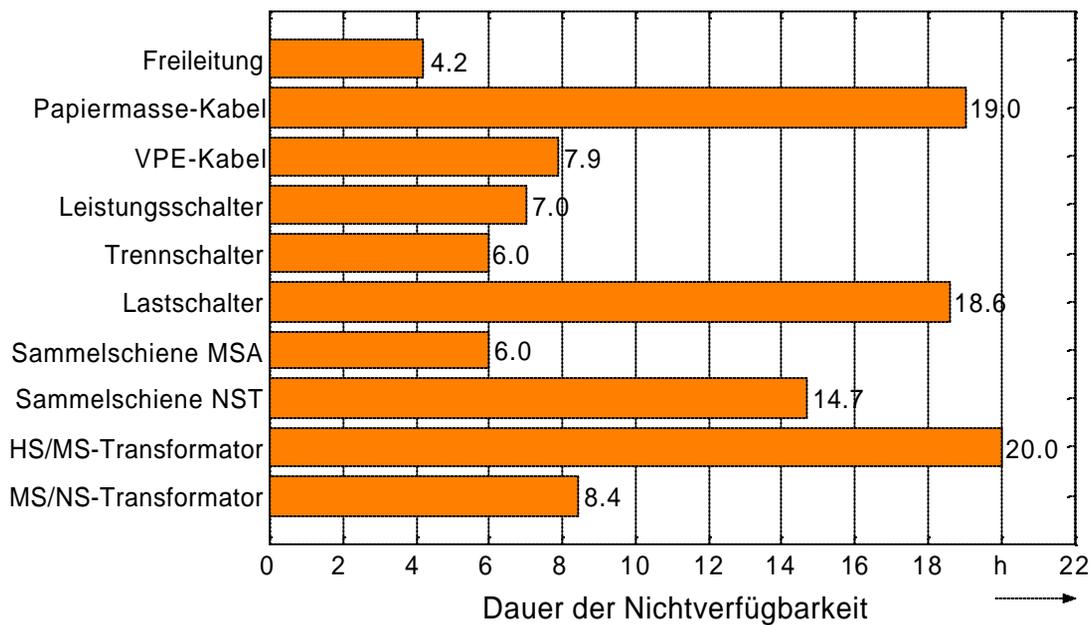


Bild 7: Dauer der Nichtverfügbarkeit einer Komponente nach Schaden mit Störung

4.4.2 Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

Die praktizierte Instandhaltungsstrategie hat maßgeblichen Einfluss auf den Zustand der Komponenten und somit auf die Versorgungszuverlässigkeit des gesamten Netzes. Aus den Angaben zu Inspektions- und Revisionszyklen sowie aus Befragungen der Netzbetreiber konnten folgende charakteristische Daten zur praktizierten Instandhaltung gewonnen werden:

- MS-Schaltanlagen → Inspektion 12 pro Jahr
Revision Leistungsschalter 0,1 pro Jahr
Revision HS/MS-Transformatoren 0,5 pro Jahr
- Netzstationen → Inspektion 1 pro Jahr
Wartung 0,25 pro Jahr
Keine Revision
- Freileitungen → Begehung 1 pro Jahr
Ausüstung 0,2 pro Jahr
Masttausch 0,033 pro Jahr
- Kabelanlagen → Keine Instandhaltung

Bei der Häufigkeit der Revision an HS/MS-Transformatoren mit 0,5 pro Jahr ist zu beachten, dass einzelne Teile der Transformatoren in unterschiedlichen Zyklen

gewartet werden. Die Angabe zur Ausüstung von Freileitungen mit 0,2 pro Jahr entspricht der jährlichen Ausüstung eines Fünftels der Freileitungsstrecken. Eine detaillierte Auflistung der bei der Kostenbewertung berücksichtigten Instandhaltungsmaßnahmen ist in Anhang A.11 zusammengefasst.

Anhang A.8 enthält die angepassten Verläufe der e-Funktionen zu den drei Ausfallmodellen EAS, UHA und VHA zu den selektierten Betriebsmitteln. Neben den Verläufen der drei Ausfallmodelle (h_S EAS, h_S UHA, h_S VHA) enthalten die Diagramme die Summe aus diesen Kurven (h_S Summe) sowie zum Vergleich den Verlauf für die Anpassung an die Häufigkeiten der Schäden insgesamt (h_S gesamt). Hier zeigt sich generell eine gute Übereinstimmung. Bild 66 zeigt die Ergebnisse für Leistungsschalter. Zudem sind jeweils die Schadensauswirkungen mit dem Anlass der Schadensmeldung als Parameter dargestellt. Die Schadensereignisse wurden entsprechend den in Kapitel 4.4.1 festgelegten Kriterien den drei Ausfallmodellen zugeordnet (vgl. Bild 65 für Leistungsschalter). Des Weiteren sind die gewonnenen Verläufe der Anpassungen für die Ausfallmodelle getrennt wiedergegeben. Diese einzelnen Diagramme für Leistungsschalter zeigen Bild 67, Bild 68 und Bild 69. Dabei sind jeweils die ermittelten Häufigkeiten (rote Balken), die Stützstellen (blaue Kreuze) sowie die Verläufe der e-Funktionen (blaue Linie) abgebildet. Konnte keine Altersabhängigkeit der Schadensrate zu einem Ausfallmodell ermittelt werden, ist diese als konstant dargestellt.

Die Approximation an die Häufigkeiten für den Lastschalter dargestellt in Bild 76 zeigt, dass nicht alle Verläufe zufrieden stellend durch eine e-Funktion nachgebildet werden können. In Anbetracht der Genauigkeit der Ergebnisse, besonders bei separater Betrachtung nach den drei Ausfallmodellen, zu sehen in Bild 77, Bild 78 und Bild 79, gestaltet sich die Ableitung verfeinerter Modelle allerdings als schwierig, sollte aber Bestandteil zukünftiger Arbeiten bei erweiterter Datenbasis sein.

Da bei den untersuchten Kabeln nur eine geringe Zahl an Ereignissen die Kriterien für das Ausfallmodell UHA erfüllen (siehe Bild 84 und Bild 86), wurden nur die Modelle EAS und VHA berücksichtigt. Die Anpassungen für VPE-Kabel erfolgte getrennt für alte und neue Kabel (siehe Bild 87 bis Bild 89). Die Ergebnisse aller Anpassungen für die einzelnen Betriebsmittel sind in Tabelle 12 in Anhang A.8 zusammengefasst. Für altersabhängige Schadensraten sind die bestimmten Koeffizienten der e-Funktionen enthalten, für konstante Schadensraten sind die Werte selbst eingetragen. Konnten aus der erarbeiteten Statistik keine Werte ermittelt werden, wurde diese aus der VDN-Statistik entnommen.

Zusätzlich zu den ermittelten Verläufen müssen für die Betriebsmittel der MS-Schaltanlagen und der Netzstationen sowie für Freileitungen die Raten für Störungen ohne Schaden aus der VDN-Statistik ermittelt werden. Bei den Kabeln wurde zusätzlich der Anteil aus Schäden an Muffen und Endverschlüssen bestimmt, welcher zu den angepassten Verläufen hinzu addiert werden muss. Tabelle 13 in Anhang A.8 enthält die für jedes Ausfallmodell bestimmten Werte.

4.4.3 Netzbetrieb ohne Instandhaltung

Die Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für den Netzbetrieb ohne Instandhaltung sind niemals direkt aus statistischen Erfassungen von aufgetretenen Ereignissen ableitbar, sondern erfordern jeweils Annahmen und Abschätzungen. Im vorliegenden Projekt sollte die Erfassung von Schäden ohne Störung, insbesondere auch derjenigen Schäden, die heute im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen detektiert werden, eine praxisrelevante und auf Basis erfassbarer Daten bestmögliche Grundlage für eine solche Abschätzung liefern. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Alle erfassten Schäden führen ohne Instandhaltung zu einer Störung
- Für das erste Altersintervall wird auch ohne Instandhaltung die gleiche Schadenshäufigkeit wie bei Berechnungen für die praktizierte Instandhaltung unterstellt, da nach Inbetriebnahme des Betriebsmittels zunächst gleiche Bedingungen vorliegen.
- Die auftretenden Schäden teilen sich prozentuale gleich auf die Ausfallmodelle auf wie bei Berechnungen für praktizierte Instandhaltung.
- Bei Kabeln ergeben sich keine Unterschiede, da Schäden in der Regel immer mit Störungen verbunden sind und keine Instandhaltung existiert.
- Gleiches gilt für die Modellierung der Freileitungen, da keine Angaben zu Schäden ohne Störungen erfasst wurden.

Die Annahme in Punkt 2, dass die Schadenshäufigkeiten im ersten Altersintervall dem Niveau der praktizierten Instandhaltung entsprechen, wirkt sich dabei verzögernd auf den Eintritt von Störungen aus, da sich die bisherigen Schäden ohne Störung erst im nachfolgenden Altersintervall in Form einer Störung auswirken. Dies entspricht auch der Erwartung, dass vorliegende Schwachstellen durch Beschädigungen erst nach einer gewissen Zeitpunkt oder bei einer bestimmten Belastung bzw. Anforderung zur Störung führen. Die ermittelten Verläufe der drei Ausfallmo-

delle sind für die relevanten Betriebsmittel in Anhang A.9 enthalten. Die Diagramme zeigen zudem die Häufigkeiten für Schäden mit Störung (blau) und für die Schäden insgesamt (rot), auf denen die abgeleiteten Modelle beruhen.

Einen Sonderfall stellt das abgeleitete Modell für Leistungsschalter in Bild 95 dar. Der empirische Verlauf der Schadenshäufigkeiten zeigt ein periodisches Absinken im Abstand von ca. 15 Jahren. Dieses Verhalten kann mit der Wirksamkeit von Revisionen und Erneuerungen begründet werden. Für die Betrachtung ohne Instandhaltung wird angenommen, dass der sonst während einer Revision entdeckte Mangel zu einer Störung führt und bei der Beseitigung des Schadens der Leistungsschalter komplett untersucht wird, wobei eventuelle weitere Mängel ebenfalls beseitigt werden. Dies entspricht einem praxisnahen Vorgehen, bei dem bei auftretenden Störungen auch bei vorgegeben Instandhaltungsintervallen durchaus erst später geplante Maßnahmen wie eine Revision vorgezogen werden. Ausgehend vom Verlauf der Häufigkeiten wird zudem angenommen, dass sich das Niveau der Störungsrate nach drei Altersintervallen, also nach der Beseitigung vieler Mängel, wieder halbiert. Bild 96 zeigt den so gewonnenen Verlauf (h_S ohne Instandhaltung) sowie die anteilig bestimmten Verläufe der drei Ausfallmodelle.

Ein weiterer Sonderfall ist das abgeleitete Modell für HS/MS-Transformatoren in Bild 97. Hier zeigt sich ein deutlicher Einschnitt im Verlauf der Häufigkeiten nach 25 Jahren Betriebsalter. Da die meisten der erfassten Schäden an der Sekundärtechnik des Transformators und nicht am Transformator selber auftraten, wird dieses Verhalten mit dem Ende der Lebensdauer der betroffenen Komponenten begründet. Der abgeleitete Verlauf (h_S Ohne Instandhaltung) wird daher vollständig dem Ausfallmodell VHA zugeordnet, die Ausfallmodelle EAS und UHA bleiben unverändert (vgl. Bild 71 in Anhang A.8).

Die weiteren abgeleiteten Modelle für Lastschalter, Gebäude/Gehäuse und MS/NS-Transformatoren bei ausgesetzter Instandhaltung sind in Bild 98 bis Bild 101 zu sehen. Anstelle der konstanten Störungsraten für MS/NS-Transformatoren bei praktizierter Instandhaltung (vgl. Bild 83 in Anhang A.8) ergeben sich nun altersabhängige Verläufe. Die Ergebnisse zu den relevanten Betriebsmitteln sind für die drei Ausfallmodelle in Tabelle 14 in Anhang A.9 zusammengefasst. Dabei wurden die Koeffizienten der e-Funktionen für die einzelnen Abschnitte der Verläufe zu den Leistungsschaltern und HS/MS-Transformatoren nacheinander aufgelistet.

4.5 Kosten durch Komponentenschäden

Die aus den erfassten Daten ermittelten Kosten sind in Bild 102 bis Bild 104 in Anhang A.10 enthalten. Die Auswertung erfolgte auch hier für Schäden mit und ohne Störung, um die unterschiedlichen Ausmaße der Schäden bestimmen zu können. Es sind jeweils die Mittelwerte der Maßnahmenkosten zur Beseitigung der Schäden und der Folgekosten dargestellt, wobei extrem hohe bzw. niedrige Werte von der Mittelwertbildung ausgeschlossen wurden. Zudem wurde für jedes betrachtete Betriebsmittel aus der Anzahl der Schäden mit Folgekosten und der relevanten Anzahl der Schäden der Netzbetreiber, welche die Folgekosten vollständig erfassen konnten, ein Skalierungsfaktor bestimmt, der die Häufigkeit des Auftretens von Folgekosten angibt. Die für die Kostenbewertung verwendeten Schadenskosten ergeben sich aus der in Anhang A.10 angegebenen Formel (8).

Die Kosten zu den Betriebsmitteln, für die Kosten durch Schäden mit und ohne Störung ermittelt wurden, belegen, dass Schäden mit Störung höhere Kosten verursachen als Schäden ohne Störung. Dies hängt auch mit dem Auftreten von Folgekosten zusammen, die bis auf Gebäude und MS/NS-Transformatoren der Netzstationen nur bei Schäden mit Störung hervorgerufen wurden. Die Kosten durch Schäden an Sammelschienen und Stützen sowie an Trennschaltern wurden aufgrund der verfügbaren Schadenszahlen nicht getrennt für Schäden mit und ohne Störung ausgewertet. Für Kabel und Freileitungen konnten nur die Kosten für Schäden mit Störungen ermittelt werden, da Schäden ohne Störungen nicht erfasst wurden.

Die durch Komponentenschäden verursachten Kosten zu allen betrachteten Betriebsmitteln sind in Tabelle 15 in Anhang A.10 zusammengefasst. Zusätzlich zu den Mittelwerten sind die Minimal- und Maximalwerte der Maßnahmen- und Folgekosten sowie die Anzahl der zugrunde liegenden Ereignisse dargestellt. Weiterhin sind die ermittelten Skalierungsfaktoren und die sich daraus ergebenden Gesamtkosten durch den Schaden an einer der Komponenten aufgelistet.

Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurden zur Kostenbewertung die Mittelwerte der Kosten verwendet. Für eine Risikoabschätzung sind jedoch zusätzlich Kenntnisse über die Verteilungen der Kosten erforderlich. Die bestimmten Kostenverteilungen zu den betrachteten Komponenten sind ergänzend in Bild 105 bis Bild 120 in Anhang A.10 beigefügt.

5 Zuverlässigkeitsberechnungen und Kostenbewertung

5.1 Beschreibung der verwendeten Modellnetze

Die Zuverlässigkeitsberechnungen wurden für zwei Modellnetze durchgeführt. Um möglichst realitätsnahe Netzstrukturen nachbilden zu können, wurden von zwei der beteiligten Netzbetreiber die erforderlichen Netzdaten zur Verfügung gestellt, wobei das eine Netz die Topologie eines städtischen Netzes und das andere die Topologie eines ländlichen Netzes aufweist. Die beiden Netze sind wie folgt charakterisiert:

- Städtisches Netz
 - 1 Zentrale Umspannanlage (Doppel-Sammelschiene)
 - 2 HS/MS-Transformatoren
 - 46 Stationen
 - 78 km VPE-Kabel alt / neu
 - Netzkonfiguration offene Ringe
 - Sternpunktbehandlung Erdschlusskompensation
- Ländliches Netz
 - 1 Zentrale Umspannanlage (Doppel-Sammelschiene)
 - 2 HS/MS-Transformatoren
 - 97 Stationen
 - 61 km Freileitung
 - 16 km Papiermasse-Kabel
 - Netzkonfiguration offene Ringe mit Stichen
 - Sternpunktbehandlung Erdschlusskompensation

Für das städtische Netz wurde angenommen, dass alle Kabelstrecken aus VPE-Kabeln bestehen, da für die im realen Netz auch vorhandenen Papiermasse-Kabel keine Altersabhängigkeit der Schadensrate abgeleitet werden konnte. Da sich die Schadensraten für alte und neue VPE-Kabel signifikant unterscheiden, wurden die Berechnungen jeweils mit alten und neuen VPE-Kabeln durchgeführt.

Um den Einfluss der Alterung in vollem Umfang zu verdeutlichen, wurde für beide Netze für den ersten Teil der Berechnungen zunächst die Annahme getroffen, dass im Ausgangszustand alle Betriebsmittel neu sind und dann einheitlich kontinuierlich

altern. Diese Untersuchungen stellen somit eine worst-case-Abschätzung dar, da bei in der Realität vorliegender durchmischter Alterstruktur stets Betriebsmittel mit geringerer Schadenshäufigkeit vorliegen. Für beide Modellnetze wurde jeweils der Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung und der Netzbetrieb ohne Instandhaltung analysiert. Da für Freileitungen keine Schäden ohne Störung geliefert werden konnten, blieben für das Landnetz die Eingangsdaten der Freileitung in letztgenannter Variante unverändert. Es wird daher von reduzierter Instandhaltung gesprochen.

Im zweiten Teil der Berechnungen wurde für beide Netze von einer realen Altersstruktur ausgegangen, die sich aus den Angaben der Netzbetreiber ergibt. Zusätzlich wurde die Annahme getroffen, dass im ersten Prognoseintervall die Zustände der Komponenten der praktizierten Instandhaltung entsprechen und ab dem zweiten Prognoseintervall die Instandhaltung ausgesetzt wird.

Als Ergebnisse der Berechnungen wurden die Unterbrechungshäufigkeit und die Nichtverfügbarkeit für die einzelnen Kunden des Netzes als auch für dessen Komponenten, also den Betriebsmitteln, ausgewertet. Für die Kunden werden als vereinfachte Darstellung für die Vielzahl der Einzelkunden jeweils die Minimal-, Mittel- und Maximalwerte dargestellt. Die Auswertung nach Betriebsmitteln erlaubt es, für jeden Zustand jeweils die die Versorgungsunterbrechungen wesentlich beeinflussenden Betriebsmittelarten zu erkennen. Somit ergibt sich, wo zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit in Instandhaltung und Erneuerung investiert werden sollte, und wird eine zuverlässigkeitsorientierte Strategie ermöglicht. Die in Anhang A.12 enthaltenen Ergebnisse werden in den Folgekapiteln diskutiert.

5.2 Berechnung der Kosten

Die berechneten Gesamtkosten setzen sich aus den Kosten für Instandhaltung sowie den Kosten durch Schäden mit und ohne Störung zusammen, wobei die Kosten durch Schäden ohne Störung als Schadenskosten und die Kosten durch Schäden mit Störung als Störungskosten bezeichnet werden. Die Schadens- und Störungskosten ergeben sich aus den in Kapitel 4.5 beschriebenen Mittelwerten der Kosten je Schaden mit Störung $K_{St,i}$ bzw. ohne Störung $K_{S,i}$, den ermittelten Schadensraten $h_{S,i}$ und der Anzahl der Komponenten $N_{K,i}$ im Netz, wobei i den Typ der Komponente kennzeichnet. Die Gesamtkosten bestimmen sich damit wie folgt:

$$K_G = K_I + \sum_{i=1}^n (h_{S,i} \cdot N_{K,i} \cdot K_{S,i}) + \sum_{i=1}^n (h_{S,i} \cdot N_{K,i} \cdot K_{St,i}) \quad (7)$$

Da die Störungskosten nach Kapitel 4.5 grundsätzlich über den Schadenskosten liegen, ist zur Ermittlung der kostengünstigsten Strategien ein Ausgleich zwischen stochastischen Mehrkosten und geringeren Kosten für geplante Instandhaltungsmaßnahmen durchzuführen.

Die Werte zur Berechnung der Instandhaltungskosten K_I wurden aus [12] entnommen und sind in Anhang A.11 beschrieben. Zur Berechnung der Personalkosten bei Einsatz von Eigenpersonal wurden nach Absprache mit den Netzbetreibern für eine Mannstunde (Mh) 50 € angesetzt. Bis auf Tätigkeiten, die nur von Fremdpersonal ausgeführt werden, wie z. B. der Anstrich eines HS/MS-Transformators, wurden als Personalkosten immer die Kosten für Eigenpersonal verwendet.

5.3 Ergebnisse für das Städtetz bei einheitlicher Altersstruktur

5.3.1 Praktizierte Instandhaltung

Leitungen VPE-Kabel alt: Bild 121 bis Bild 127 zeigen die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnungen sowie der Kostenbewertung für das Städtetz mit alten VPE-Kabeln bei praktizierter Instandhaltung. Die bei höherem Alter der alten VPE-Kabel stark ansteigende Störungshäufigkeit führt ab einem Alter von 25 bis 30 Jahren zu einer explosionsartigen Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit. Dabei sind Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit gleichermaßen betroffen, da bei den überwiegenden Einfachausfällen beide Größen weitgehend proportional zueinander sind. Die Auswertung nach Komponenten bestätigt den überwiegenden Einfluss der VPE-Kabel. Bereits bei heute praktizierter Instandhaltung an allen übrigen Betriebsmitteln muss diese Verschlechterung im Vergleich zu den Werten bei üblichen Nutzungsdauern für diese speziellen fehleranfälligen alten VPE-Kabel von bis zu 25 Jahren als inakzeptabel bewertet werden. Diese Kabel sind demnach ab einem bestimmten Alter auszutauschen oder geeignet zu sanieren. Die auftretende Kostenexplosion infolge der Schäden liefert Hinweise über die Wirtschaftlichkeit derartiger Maßnahmen.

Leitungen VPE-Kabel neu: Die Ergebnisse in Bild 128 bis Bild 134 zeigen nur in der Tendenz das gleiche Verhalten wie bei alten VPE-Kabeln, in der absoluten Höhe trägt das VPE-Kabel deutlich weniger zu den Versorgungsunterbrechungen bei. Außerdem sinkt die Versorgungszuverlässigkeit mit steigendem einheitlichen Betriebsmittelalter deutlich geringer. Zusammenfassend erscheint der Einsatz von VPE-Kabeln der neuen Generation innerhalb des hier betrachteten Zeitraumes bis zu

einem Alter von 55 Jahren ohne größere Abstriche an der Versorgungszuverlässigkeit sowie einem exorbitanten Anstieg der Netzkosten möglich.

5.3.2 Ohne Instandhaltung

Leitungen VPE-Kabel alt: Bild 135 bis Bild 141 enthalten die Ergebnisse für das städtische Netz mit alten VPE-Kabeln ohne Instandhaltung. Obwohl die Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit der Kunden nach wie vor hauptsächlich durch die Kabel bestimmt werden, sind diese höher im Vergleich zu den Ergebnissen für praktizierte Instandhaltung. Ursache hierfür ist der drastisch zunehmende Einfluss der Netzstationen mit steigendem Alter. Dieser kommt durch die Annahme zustande, dass ein Schaden am Gebäude bzw. Gehäuse einer Netzstation stets zum Ausfall der gesamten Station führt. Sicherlich existieren eine Vielzahl derartiger Schäden, wie beispielsweise das Eindringen von Nässe in die Station wegen eines beschädigten Daches einen Fehler auf der Sammelschiene verursachen kann. Trotzdem muss diese Annahme als worst-case-Abschätzung angesehen werden, die die Verfügbarkeit der Netzstation erheblich unterschätzt.

Leitungen VPE-Kabel neu: Da bei neuen VPE-Kabeln bereits bei praktizierter Instandhaltung nennenswerte Anteile der Versorgungsunterbrechungen durch andere Betriebsmittel als die Kabel hervorgerufen werden, zeigen die Ergebnisse in Bild 142 bis Bild 148, dass ohne Instandhaltung die Netzstationen das Störungsgeschehen bestimmen. Infolge der oben erläuterten Annahme ist eine deutliche Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit zu verzeichnen, die jedoch hinsichtlich der Unterbrechungshäufigkeit noch deutlich hinter dem Niveau der Untersuchung mit VPE-Kabeln des alten Typs und heutiger Instandhaltungspraxis zurückbleibt. Allerdings sind die kundenbezogenen Nichtverfügbarkeiten deutlich größer. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei Versorgungsunterbrechungen infolge eines einfachen Leitungsfehlers in den Ringstrukturen eines Mittelspannungsnetzes in der Regel durch Umschaltungen eine Wiederversorgung erreicht werden kann, während bei einem Fehler in einer Netzstation bei Verzicht auf den Einsatz von Notstromaggregaten erst nach Reparatur eines Schadens die Kunden der fehlerbetroffenen Station wiederversorgt werden können.

Der Vergleich der Kosten für das städtische Netz mit einheitlicher Altersstruktur, getrennt für alte und neue VPE-Kabel, jeweils mit praktizierter und ohne Instandhaltung, sind in Bild 149 und Bild 150 dargestellt. Für das Netz mit alten VPE-Kabeln werden die Kosten fast ausschließlich durch das Störungsgeschehen der Kabel bestimmt. Die Kosten für das Netz mit neuen VPE-Kabeln stimmen für niedrige Komponententalter in etwa mit denen für das Netz mit alten VPE-Kabeln überein,

liegen aber für hohe Komponentenalter deutlich darunter. Der späte Schnittpunkt der Gesamtkosten aus beiden Instandhaltungsstrategien jeweils zwischen 45 und 50 Jahren zeigt, dass Instandhaltung in diesen Netzen unter der Voraussetzung eines einheitlichen Alters aller Betriebsmittel nicht mit den entstehenden Gesamtkosten gerechtfertigt werden kann. Vielmehr sind die Zuverlässigkeit und die Sicherheit eines Netzes ausschlaggebend für die durchzuführenden Instandhaltungsmaßnahmen. Daher müssen zur Beurteilung von Instandhaltungsstrategien offensichtlich sowohl Kosten als auch Versorgungszuverlässigkeit betrachtet werden.

5.4 Ergebnisse für das Landnetz bei einheitlicher Altersstruktur

5.4.1 Praktizierte Instandhaltung

Die Ergebnisse für das Landnetz bei praktizierter Instandhaltung sind in Bild 151 bis Bild 157 zu sehen. Die Zunahme der Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit wird hier vorwiegend von den Freileitungen verursacht. Aufgrund der stetigen Zunahme der Störungsrate der Freileitungen nimmt auch die Unzuverlässigkeit des Netzes stetig zu, allerdings erfolgt maximal eine Verdopplung der Zuverlässigkeitskennwerte. Deutlich erkennbar ist, dass das Grundniveau der Versorgungszuverlässigkeit schlechter ist als im städtischen Netz. Dies ist auf die aus der andersartigen Versorgungsaufgabe mit deutlich geringeren Lastdichten resultierenden Netzstrukturen zurückzuführen, die in der Regel durch längere Mittelspannungsabgänge und damit Schutzbereiche gekennzeichnet sind.

Auch im ländlichen Mittelspannungsnetz dominieren die Leitungen bei praktizierter Instandhaltung das Störungsgeschehen und infolge dessen auch die entstehenden gesamten Betriebskosten des Netzes.

5.4.2 Reduzierte Instandhaltung

Bild 158 bis Bild 164 enthalten die Ergebnisse für das ländliche Netz ohne Instandhaltung, wobei für das Landnetz von reduzierter Instandhaltung gesprochen wird, da die Schadenraten der Freileitungen beibehalten wurden. Die Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit der Kunden liegen etwa eine Größenordnung über den Ergebnissen für praktizierte Instandhaltung. Es ist erkennbar, dass der Einfluss der Leitungen mit zunehmendem Alter der Betriebsmittel durch den Einfluss der Netzstationen übertroffen wird.

Der Vergleich der jährlichen Kosten in Bild 165 bestätigt das Ergebnis für das Stadtnetz. Der Schnittpunkt der Gesamtkosten für praktizierte und reduzierte In-

standhaltung liegt etwa bei 45 Jahren. Zu diesem Zeitpunkt wäre ein nicht Instand gehaltenes Netz bereits aus Zuverlässigkeitserwägungen nicht mehr tragbar.

5.5 Ergebnisse für das Stadtnetz mit realer Altersstruktur

Den Berechnungen mit realer Altersstruktur wurde eine Altersverteilung der Komponenten nach Bild 8 angenommen. Aufgrund des stark unterschiedlichen Störungsverhaltens der einzelnen Kabeltypen und der sich in der Historie weitgehenden Ablösungen der Kabeltechnologien ist es nicht praxisgerecht, sämtliche Kabel des Netzes unabhängig von einem Alter einer Technologie zuzuordnen. Darüber hinaus würde ein sehr altes VPE-Kabel der ersten Generation eine unrealistisch hohe Störungshäufigkeit aufweisen, die schon vorher mit großer Wahrscheinlichkeit eine Erneuerung motiviert hätte. Aus diesem Grund wurden für die Zuordnung von Kabeltypen im Netz folgende Annahmen getroffen:

- Alter kleiner 20 Jahre: neue VPE-Kabel
- Alter von 20 bis 35 Jahre: alte VPE-Kabel
- Alter ab 35 Jahre: Papiermasse-Kabel

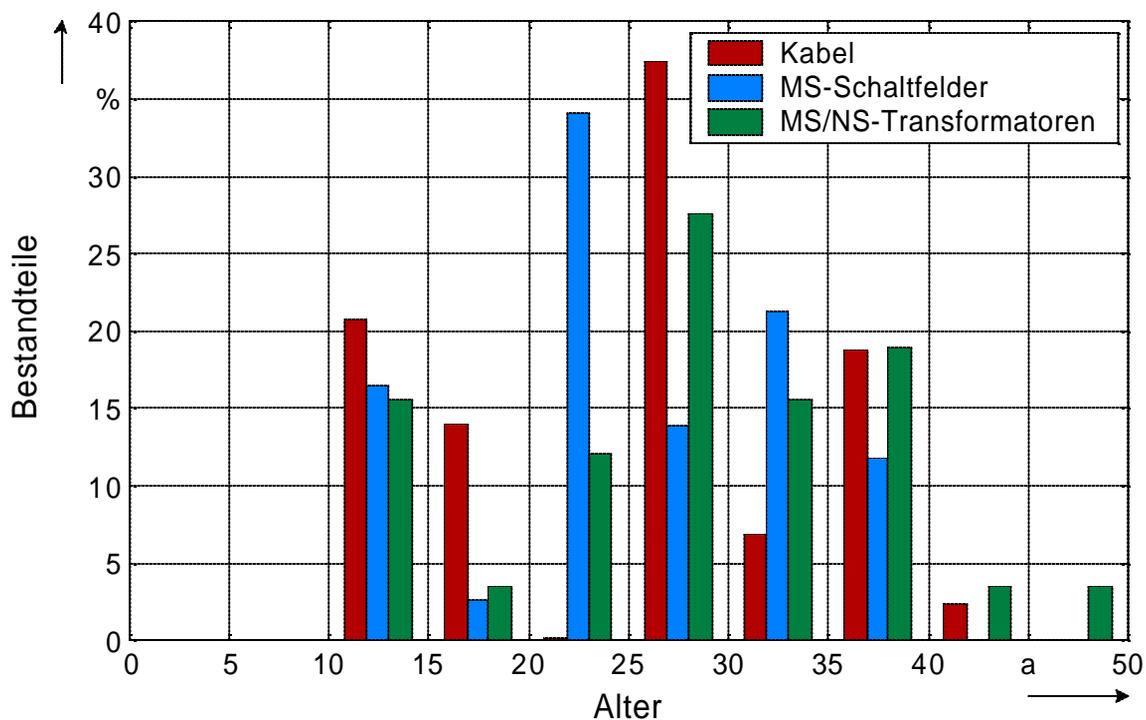


Bild 8: Stadtnetz – Altersstruktur der Komponenten

Die Berechnungsergebnisse sind in Bild 166 bis Bild 172 dargestellt. Um für die im Ausgangszustand ältesten Betriebsmittel bei Prognose des zukünftigen Verhaltens nicht zu weit in unrealistisch hohe Betriebsdauern vorzudringen, für die wiederum ausschließlich Modellannahmen über das dann vorliegende Störungsgeschehen herangezogen werden können, erfolgen die Untersuchungen durch Betrachtung eines auf 25 Jahre beschränkten Prognosezeitraumes.

Die Betrachtung der Versorgungszuverlässigkeit bestätigt die Ergebnisse aus den vorhergegangenen Untersuchungen zum Stadtnetz, da grundsätzlich die Kabel die Versorgungszuverlässigkeit bestimmen und mit zunehmendem Prognosezeitraum die Netzstationen auf Basis der getroffenen worst-case-Abschätzung (s. Kapitel 5.3.2) an Einfluss gewinnen. Die Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit ist inakzeptabel hoch, auch wenn sie naturgemäß hinter der Betrachtung des Netzes bei einheitlichem Betriebsmittelalter zurückbleibt.

Die Ergebnisse der Kostenbewertung in Bild 168 verdeutlichen, dass durch Verzicht auf vorbeugende Instandhaltung innerhalb der ersten 10 Jahre eine Kostenersparnis relativ zum Ausgangszeitpunkt erzielt werden kann, danach die Kosten aber drastisch zunehmen.

5.6 Ergebnisse für das Landnetz mit realer Altersstruktur

Den Untersuchungen zum ländlichen Mittelspannungsnetz liegt eine Altersstruktur der Betriebsmittel gemäß Bild 9 zugrunde. Die Ergebnisse sind in Bild 173 bis Bild 179 aufgeführt.

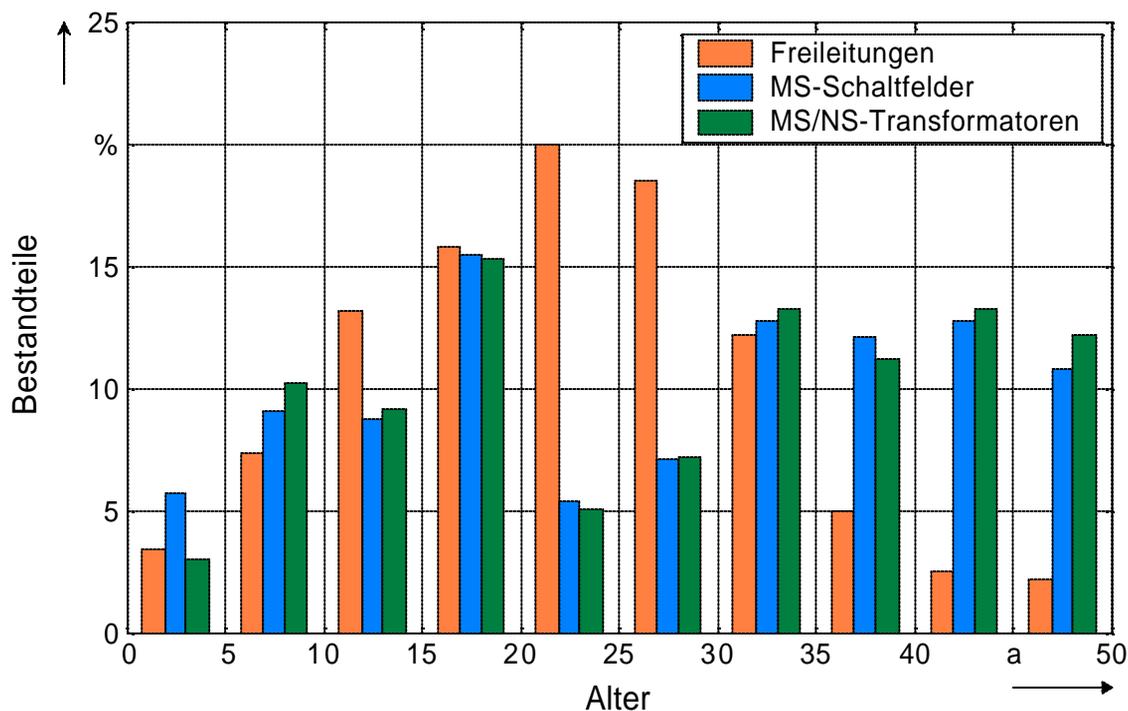


Bild 9: Landnetz – Altersstruktur der Komponenten

Auch hier zeigt sich bei reduzierter Instandhaltung eine erhebliche, im Umfang nicht akzeptable Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit. Da in der realitätsnahen Altersstruktur ein erheblicher Teil der Betriebsmittel ein Alter zwischen 40 und 50 Jahren aufweist und sich damit bereits im Ausgangszustand an der Grenze des im Rahmen der Untersuchungen bei einheitlichem Betriebsmittelalter abgedeckten Altersbereichs befindet, ist die Versorgungszuverlässigkeit am Ende des Prognosezeitraumes schlechter als bei einheitlichem Alter. Unter den bei diesen Untersuchungen getroffenen Annahmen zur Dynamik der Alterungsprozesse (vgl. Kapitel 4.4.3 Schäden ohne Störung führen bei Verzicht auf Instandhaltung innerhalb von 5 Jahren zu Störungen) ist bereits bei einem Prognosezeitraum von 10 Jahren durch Vervielfachung der Zuverlässigkeitskenngrößen ein in der Praxis kaum noch tolerierbarer Zustand erreicht. Nur in diesem Zeitraum sind nach Bild 175 bei reduzierter Instandhaltung Kosteneinsparungen relativ zum Ausgangsszenario zu erzielen.

6 Literaturverzeichnis

- [1] R. Windmüller
Die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungsqualität. Elektrizitätswirtschaft 97 (1998), H. 25, S. 14-22
- [2] A. Schweer
Versorgungsqualität im internationalen Vergleich. Fachtagung der FGH Mannheim am 30.11.- 1.12.2000
- [3] M. Schwan, K.-H. Weck, A. Schnettler, A. Schneider, W.H. Wellßow, M. Kaiser
Asset-Management von Verteilungsnetzen unter Anwendung eines Kostenrisiko-Managements. ETG-Fachbericht 94 Energietechnik für die Zukunft (2003), S. 75-83
- [4] IDS GmbH
"MABI – Modulares Anlagen- und Betriebsmittelinformationssystem".
<http://www.ids.de/produkt/instand/aufbau.htm>, Stand: 15.10.2005
- [5] VDN Projektgruppe Störungsstatistik
Neues Erfassungsschema der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Anpassungen an die Erfordernisse im liberalisierten Markt. ew 103 (2004), H. 4, S. 30-33
- [6] VDEW
Anleitung zur systematischen Erfassung von Störungen und Schäden in Netzen über 1 kV und deren statistische Auswertung. 4. Ausgabe, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW), Frankfurt am Main, 1994
- [7] N. van Schaik, E.F. Steenis, K.-H. Weck, M. Zdrallek, B.J. Grotenhuis
Diagnoseverfahren für Verteilkabel und Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit. ETG-Fachbericht 79 Internationale ETG-Tage '99 (1999), S. 341-350
- [8] C. Matheus
Mathematische Grundlagen. Beitrag zum FGH-AKEI-Seminar "Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Eerngieversorgungssysteme", Deidesheim, Oktober 2004
- [9] M. Obergünner, M. Schwan, C. Krane, K. Pietsch, K. von Sengbusch, C. Bock, D. Quadflieg
Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik. Neue Auswertung der Berichtsjahre 1994 bis 2001, VDN, Berlin, 2004

- [10] M. Angenend, F.-D. Inden, H. Pospischill, M. Roth, R. Hügel, A. Sorg, T. Weber, K.-H. Weck, W.H. Wellßow
Auswirkung von Instandhaltungsstrategien auf das Störungsgeschehen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 51 (2001), H. 4, S. 174-178
- [11] H. Vennegeerts
Modellierung des Störungsgeschehens. Beitrag zum FGH-AKEI-Seminar "Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme", Deidesheim, Oktober 2004
- [12] M. Obergünner
Bewertung und Optimierung des Instandhaltungsaufwands elektrischer Verteilungsnetze. Dissertation, RWTH Aachen, 2004, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 102, Klinkenberg Verlag Aachen, 2004
- [13] S. Cheng, H. Vennegeerts, K. von Sengbusch
Rechnergestützte probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse – Weiterentwicklung von Ramses. Jahresbericht 2003 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen in Verbindung mit der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen e.V., Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 92, Klinkenberg-Verlag Aachen, 2003, S. 97 - 101
- [14] M. Fipper
Zuverlässigkeitsorientierte Bewertung von Instandhaltungsstrategien für elektrische Verteilungsnetze
Dissertation RWTH Aachen 1999
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 58, Klinkenberg-Verlag Aachen, 1999
- [15] H. Vennegeerts
Zuverlässigkeitstechnische und wirtschaftliche Bewertung der Instandhaltung in elektrischen Verteilungsnetzen
Dissertation RWTH Aachen 2004
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 99, Klinkenberg-Verlag Aachen, 2004
- [16] J. Stürmer
Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilungsnetzen
Dissertation Uni Dortmund 2001
Shaker-Verlag, Aachen 2002

Anhang

A.1	Struktur der Schadenserfassung	58
A.2	Erläuterungen zu den Datenfeldern des Erfassungsschemas	79
A.3	Erläuterungen zu den Auswahlfeldern des Erfassungsschemas	84
A.4	Anteile der Schadensorte je Teilsystem	88
A.5	Schadensursachen und Anlass der Schadensmeldung	94
A.6	Altersabhängige Schadensraten – Schäden mit Störung	99
A.7	Altersabhängige Schadensraten – Schäden ohne Störung	109
A.8	Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen – Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung	115
A.9	Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen – Netzbetrieb ohne Instandhaltung	129
A.10	Kosten durch Komponentenschäden	134
A.11	Kosten durch Instandhaltung	145
A.12	Zuverlässigkeitsberechnungen und Kostenbewertung	147

A.1 Struktur der Schadenserfassung

MS-Schaltanlage

Identifikation

Netzbetreiber	(alphanumerisch)
EVO-interne ID	(alphanumerisch)
Schadensdatum	(Datumsfeld)

Anlagendaten

Hersteller	[ABB, ABB Calor Emag, AEG, ALSTOM, Baumeister, Beluk, Calor-Emag, Concordia, Diverse, Driescher - Moosburg, Driescher - Wegberg, Ritter, Sachsenwerk, SAG, Siemens, Sprecher]
Zahl der Sammelschienen	[1, 2, 3]
Konstruktionstyp	[Feststoffisoliert, Gasisoliert, Luftisoliert Freiluft, Luftisoliert Freiluft metallgekapselt, Luftisoliert Innenraum metallgekapselt, Luftisoliert Innenraum offen]
Bemessungskurzschlussfestigkeit I_k " in kA	(int)
Zahl der Leitungsfelder	(int)
Gesamter Kurzschlussstrom auf schadensbetroffener Sammelschiene in kA	(float)
Zahl der sonstigen Felder	(int)

Netzdaten

Netznominalspannung	[5 bis 12 kV, über 12 bis 24 kV, über 24 bis 36 kV]
---------------------	---

MS-Schaltanlage

Sternpunktbehandlung	[Isoliert, Isoliert, kurzzeitig niederohmig, Kompensiert, Kompensiert, kurzzeitig niederohmig, Niederohmig]
Konfiguration	[Ringnetz mit Netztrennstelle, Strahlennetz, Vermaschtes Netz]
Freileitungsanteil	[< 20 %, > 70 %, 20 - 70 %]

Schadensbeschreibung

Betriebsbedingungen	[Erdschluss, Kurzschluss, Normal]
Schadensursache	[Bewuchs (Freileitung), Fehleinstellung von Schutzeinrichtungen, Fehler bei Betrieb, Fehler bei Instandhaltung, Fertigungs- und Werkstofffehler, Fremde Einwirkungen, Minderung der elektrischen Eigenschaften, Minderung der mechanischen Eigenschaften, Montagefehler, Nicht untersucht, Planungs- und Bemessungsfehler, Überbeanspruchung - elektrisch, Überbeanspruchung - mechanisch, Unbekannt]
Getroffene Maßnahme	[Außerbetriebnahme, Austausch, Reparatur]
Schadensauswirkung	[keine außerplanmäßige Maßnahme, kurzfristige Maßnahme, sofortige Maßnahme]
Maßnahmenkosten in €	(float)
Anlass der Schadensmeldung	[Betrieb - Elektrischer Fehler, Betrieb - Nichtelektrischer Fehler, Betrieb - Schalthandlung, Diagnose, Inspektion, Mitteilung durch Dritte, Revision, Zufällige Feststellung]
Folgekosten in €	(float)
Folgeereignis von	(alphanumerisch)
Zahl der beschädigten Felder	(int)

MS-Schaltanlage

Schadensort	[Ableiter → F, Durchführung → F, Erdungsschalter → F, E-Spule → F, Gebäude / Gehäuse → F, Is-Begrenzer, Kurzerdungsanlage, Ladestromspule → F, Lastschalter → F, Leistungsschalter → F, Rundsteueranlage, Sammelschiene → F, Sekundärtechnik, Sonstiges, Spannungswandler → F, Stromwandler → F, Stützer (Gießharz), Stützer (Porzellan), Transformator HS/MS → F, Transformator MS/MS → F, Transformator MS/NS → F, Trennschalter → F, Verbindungsleitung → F]
((→ F: Weitere Daten werden im Unterformular "Schadensort [xxx]" erfasst))	
Revisionsstrategie	[Keine Herstellerangabe, Nach Herstellerangabe, Nicht nach Herstellerangabe]
Inspektionsstrategie	[Keine Herstellerangabe, Nach Herstellerangabe, Nicht nach Herstellerangabe]
Zeitzyklus der Revision in Jahren	(float)
Zeitzyklus der Inspektion in Jahren	(float)

Störungsbeschreibung

Durch welche Maßnahme feststellbar?	[Diagnose, Inspektion, Keine, Revision]
Zeitpunkt der letzten Maßnahme	(Datumsfeld)
Letzte Maßnahme an schadensbetroffener Komponente	[Diagnose, Inbetriebnahme, Inspektion, Reparatur, Revision, Unbekannt]
Dauer der Nichtverfügbarkeit in h	(float)

Netzstation

Identifikation

Netzbetreiber	(alphanumerisch)
EVU-interne ID	(alphanumerisch)
Schadensdatum	(Datumsfeld)

Stationsdaten

Hersteller	[ABB, ABB Calor Emag, AEG, ALSTOM, Diverse, Driescher - Moosburg, Driescher - Wegberg, F & G, Lahmeyer, Schrack, Siemens]
Bemessungskurzschlussfestigkeit I_k in kA	(int)
Funktionstyp	[Gemischte Station, Ortsnetzstation, Übergabestation]
Konstruktionstyp	[Einbaustation gasisoliert, Einbaustation luftisoliert, Gebäudestation gasisoliert, Gebäudestation luftisoliert, Kompaktstation feststoffisoliert, Kompaktstation gasisoliert, Kompaktstation luftisoliert, Maststation, Maststation mit Gehäuse]

Netzdaten

Netznominalspannung	[5 bis 12 kV, über 12 bis 24 kV, über 24 bis 36 kV]
Sternpunktbehandlung	[Isoliert, Isoliert, kurzzeitig niederohmig, Kompensiert, Kompensiert, kurzzeitig niederohmig, Niederohmig]
Konfiguration	[Ringnetz mit Netztrennstelle, Strahlennetz, Vermaschtes Netz]
Freileitungsanteil	[< 20 %, > 70 %, 20 - 70 %]

Netzstation

Schadensbeschreibung

Betriebsbedingungen	[Erdschluss, Kurzschluss, Normal]
Schadensursache	[Bewuchs (Freileitung), Fehleinstellung von Schutzeinrichtungen, Fehler bei Betrieb, Fehler bei Instandhaltung, Fertigungs- und Werkstofffehler, Fremde Einwirkungen, Minderung der elektrischen Eigenschaften, Minderung der mechanischen Eigenschaften, Montagefehler, Nicht untersucht, Planungs- und Bemessungsfehler, Überbeanspruchung - elektrisch, Überbeanspruchung - mechanisch, Unbekannt]
Getroffene Maßnahme	[Außerbetriebnahme, Austausch, Reparatur]
Schadensauswirkung	[keine außerplanmäßige Maßnahme, kurzfristige Maßnahme, sofortige Maßnahme]
Maßnahmenkosten in €	(float)
Anlass der Schadensmeldung	[Betrieb - Elektrischer Fehler, Betrieb - Nichtelektrischer Fehler, Betrieb - Schalthandlung Diagnose, Inspektion, Mitteilung durch Dritte, Revision, Zufällige Feststellung]
Folgekosten in €	(float)
Folgeereignis von	(alphanumerisch)

Netzstation

Schadensort	[Ableiter → F, Durchführung → F, Erdungsschalter → F, E-Spule → F, Gebäude / Gehäuse → F, Lastschalter → F, Leistungsschalter → F, Niederspannungsverteilung, Ölauffangwanne, Sammelschiene → F, Sekundärtechnik, Sicherung, Sonstiges, Spannungswandler → F, Stromwandler → F, Stützer (Gießharz), Stützer (Porzellan), Transformator MS/NS → F, Trennschalter → F, Verbindungsleitung → F]
((→ F: Weitere Daten werden im Unterformular "Schadensort [xxx]" erfasst))	
Revisionsstrategie	[Keine Herstellerangabe, Nach Herstellerangabe, Nicht nach Herstellerangabe]
Inspektionsstrategie	[Keine Herstellerangabe, Nach Herstellerangabe, Nicht nach Herstellerangabe]
Zeitzyklus der Revision in Jahren	(float)
Zeitzyklus der Inspektion in Jahren	(float)

Störungsbeschreibung

Durch welche Maßnahme feststellbar?	[Diagnose, Inspektion, Keine, Revision]
Zeitpunkt der letzten Maßnahme	(Datumsfeld)
Letzte Maßnahme an schadensbetroffener Komponente	[Diagnose, Inbetriebnahme, Inspektion, Reparatur, Revision, Unbekannt]
Dauer der Nichtverfügbarkeit in h	(float)
Entfernung zur aktuellen Netztrennstelle	[<= 500 m, > 500 m, Unbekannt]

Kabelanlage

Identifikation

Netzbetreiber	(alphanumerisch)
EVU-interne ID	(alphanumerisch)
Schadensdatum	(Datumsfeld)

Netzdaten

Netznominalspannung	[5 bis 12 kV, über 12 bis 24 kV, über 24 bis 36 kV]
Sternpunktbehandlung	[Isoliert, Isoliert, kurzzeitig niederohmig, Kompensiert, Kompensiert, kurzzeitig niederohmig, Niederohmig]
Konfiguration	[Ringnetz mit Netztrennstelle, Strahlennetz, Vermahtes Netz]
Freileitungsanteil	[< 20 %, > 70 %, 20 - 70 %]

Schadensbeschreibung

Betriebsbedingungen	[Erdschluss, Kurzschluss, Normal]
Schadensursache	[Bewuchs (Freileitung), Fehleinstellung von Schutzeinrichtungen, Fehler bei Betrieb, Fehler bei Instandhaltung, Fertigungs- und Werkstofffehler, Fremde Einwirkungen, Minderung der elektrischen Eigenschaften, Minderung der mechanischen Eigenschaften, Montagefehler, Nicht untersucht, Planungs- und Bemessungsfehler, Überbeanspruchung - elektrisch, Überbeanspruchung - mechanisch, Unbekannt]
Getroffene Maßnahme	[Außerbetriebnahme, Austausch, Reparatur]
Schadensauswirkung	[keine außerplanmäßige Maßnahme, kurzfristige Maßnahme, sofortige Maßnahme]
Maßnahmenkosten in €	(float)

Kabelanlage

Anlass der Schadensmeldung	[Betrieb - Elektrischer Fehler, Diagnose, Inspektion, Mitteilung durch Dritte, Revision, Zufällige Feststellung]
Folgekosten in €	(float)
Folgeereignis von	(alphanumerisch)
Typ der Kabelanlage	[Gemischt, Kunststoff, Papiermasse]
Schadensort	[Ableiter → F, Endverschluss → F, Kabel → F, Muffe → F, Steckverbindung → F]
((→ F: Weitere Daten werden im Unterformular "Schadensort [xxx]" erfasst))	
Revisionsstrategie	[Keine Herstellerangabe, Nach Herstellerangabe, Nicht nach Herstellerangabe]
Inspektionsstrategie	[Keine Herstellerangabe, Nach Herstellerangabe, Nicht nach Herstellerangabe]
Zeitzyklus der Revision in Jahren	(float)
Zeitzyklus der Inspektion in Jahren	(float)

Störungsbeschreibung

Durch welche Maßnahme feststellbar?	[Diagnose, Inspektion, Keine, Revision]
Zeitpunkt der letzten Maßnahme	(Datumsfeld)
Letzte Maßnahme an schadensbetroffener Komponente	[Diagnose, Inbetriebnahme, Inspektion, Reparatur, Revision, Unbekannt]
Dauer der Nichtverfügbarkeit in h	(float)
Entfernung zur aktuellen Netztrennstelle	[<= 500 m, > 500 m, Unbekannt]

Freileitung

Identifikation

Netzbetreiber	(alphanumerisch)
EVU-interne ID	(alphanumerisch)
Schadensdatum	(Datumsfeld)

Freileitungsdaten

Material der Masten	[Beton, Fichte, Fichte mit Bandage, Fichte mit Betonfuß, Fichte mit Teerölfuß, Kiefer, Kiefer mit Bandage, Kiefer mit Betonfuß, Kiefer mit Teerölfuß, Sonstige Maste, Stahl - Profilstahl, Stahl - Stahlgitter, Stahl - Stahlrohr]
Errichtungsjahr	(int)
Höhe der Freileitung an der Schadensstelle in m	(float)

Netzdaten

Netznominalspannung	[5 bis 12 kV, über 12 bis 24 kV, über 24 bis 36 kV]
Sternpunktbehandlung	[Isoliert, Isoliert, kurzzeitig niederohmig, Kompensiert, Kompensiert, kurzzeitig niederohmig, Niederohmig]
Konfiguration	[Ringnetz mit Netztrennstelle, Strahlennetz, Vermaschtes Netz]
Freileitungsanteil	[< 20 %, > 70 %, 20 - 70 %]

Freileitung

Schadensbeschreibung

Betriebsbedingungen	[Erdschluss, Kurzschluss, Normal]
Schadensursache	[Bewuchs (Freileitung), Fehleinstellung von Schutzeinrichtungen, Fehler bei Betrieb, Fehler bei Instandhaltung, Fertigungs- und Werkstofffehler, Fremde Einwirkungen, Minderung der elektrischen Eigenschaften, Minderung der mechanischen Eigenschaften, Montagefehler, Nicht untersucht, Planungs- und Bemessungsfehler, Überbeanspruchung - elektrisch, Überbeanspruchung - mechanisch, Unbekannt]
Getroffene Maßnahme	[Außerbetriebnahme, Austausch, Reparatur]
Schadensauswirkung	[keine außerplanmäßige Maßnahme, kurzfristige Maßnahme, sofortige Maßnahme]
Maßnahmenkosten in €	(float)
Anlass der Schadensmeldung	[Betrieb - Elektrischer Fehler, Betrieb - Nichtelektrischer Fehler, Betrieb - Schalthandlung, Diagnose, Inspektion, Mitteilung durch Dritte, Revision, Zufällige Feststellung]
Folgekosten in €	(float)
Folgeereignis von	(alphanumerisch)

Freileitung

Schadensort	[Fundament / Erdung, Halbtraverse in Dreiecksanordnung, Horizontaltraverse, Isolator (Abspann-), Isolator (Hänge-), Isolator (Stütz-, auf Traverse), Isolator (Stütz-, direkt am Mast), Klemmen, Seilbunde, Verbinder, Lastschalter → F, Leiteseil, Mast (Abspann-), Mast (Abzweig-), Mast (End-), Mast (Trag-), Mast (Winkel-), Schaltgestänge, Trennschalter → F, Vogelschutzvorrichtung]
((→ F: Weitere Daten werden im Unterformular "Schadensort [xxx]" erfasst))	
Revisionsstrategie	[Keine Herstellerangabe, Nach Herstellerangabe, Nicht nach Herstellerangabe]
Inspektionsstrategie	[Keine Herstellerangabe, Nach Herstellerangabe, Nicht nach Herstellerangabe]
Zeitzyklus der Revision in Jahren	(float)
Zeitzyklus der Inspektion in Jahren	(float)

Störungsbeschreibung

Durch welche Maßnahme feststellbar?	[Diagnose, Inspektion, Keine, Revision]
Zeitpunkt der letzten Maßnahme	(Datumsfeld)
Letzte Maßnahme an schadensbetroffener Komponente	[Diagnose, Inbetriebnahme, Inspektion, Reparatur, Revision, Unbekannt]
Dauer der Nichtverfügbarkeit in h	(float)
Entfernung zur aktuellen Netztrennstelle	[<= 500 m, > 500 m, Unbekannt]

Unterformulare zu den Schadensorten

Schadensort Ableiter

Hersteller	[ABB, AEG, Asea, BBC, Pfisterer, Raychem, Siemens, Sonstige, Tyco]
Konstruktionstyp	[Aufsteck-Ableiter, Funkenstrecken- / Ventilableiter, Metalloxid-Ableiter in Kunststoff, Metalloxid-Ableiter in Porzellan]
Baujahr	(int)

Schadensort Durchführung

Konstruktionstyp	[Kunststoff, Porzellan, Sonstige]
------------------	---

Schadensort Endverschluss

Hersteller	[3M, ABB, AEG, Alcatel, BBC, Elastimold, Euromold, F & G, Hannemann, Kabelmetal, KabelRheidt, Nexans, NKT, Raychem, Siemens, Sonstige]
Konstruktionstyp	[Kunststoff-Aufschiebetchnik, Kunststoff-Kaltschrumpftechnik, Kunststoff-Warmschrumpftechnik, Papiermasse-Nass, Papiermasse-Trocken]
Einbaujahr	(int)

Unterformulare zu den Schadensorten

Schadensort Erdungsschalter

Hersteller	[ABB, ABB Calor Emag, AEG, ALSTOM, BBC, Driescher - Moosburg, Driescher - Wegberg, F & G, Lahmeyer, Schrack, Siemens, Sonstige]
Konstruktionstyp	[Einschaltfest, Nicht einschaltfest]
Baujahr	(int)

Schadensort E-Spule

Hersteller	[ABB, AEG, ALSTOM, BBC, Dominit, Lepper, Sachsenwerk, Schorch, Siemens, Sonstige, Starkstromgerätebau, Trafo Union, Trench Electric, Volta]
Konstruktionstyp	[Fest, Stufenlos einstellbar (Tauchkern), Stufig einstellbar (Anzapfungen)]
Baujahr	(int)

Unterformulare zu den Schadensorten

Schadensort Gebäude / Gehäuse

Errichtungsjahr	(int)
Hersteller	[Betonbau, Driescher - Wegberg, Gräper, Griesmann, Kalchschmid, Lahmeyer, Maier und Stadlinger, Marbeton, Scheidt, Sonstige, Thosti]
Letzte Sanierung (Jahr)	(int)
Konstruktionstyp	[Fertigbauweise - Beton, Fertigbauweise - Metall, Gemauert]

Schadensort Kabel

Hersteller	[ABB Energiekabel, AEG, Alcatel, Felten & Guillaume, Kabel & Draht, Kabelmetal, Kaiser, KW Brugg, KW Oberspree, Nexans, NKT Cables, Pirelli, Siemens, Sonstige]
Kabeltyp	[Papiermasse Kabel, PE Kabel, PE Kabel, silikonisiert, PVC Kabel, Sonstige Kabel, VPE Kabel, VPE Kabel, silikonisiert]
Verlegejahr	(int)
Kabelkennzeichnung nach VDE	(alphanumerisch)

Unterformulare zu den Schadensorten

Schadensort Ladestromspule

Hersteller	[AEG, EBG, Lepper, Nokia Capacitors, Sonstige Trafo Union, Trench Electric]
Konstruktionstyp	[Luftkernspule, Ölspule]
Nennleistung in MVA	(int)
Schadensort Ladestromspule	[Durchführung, Isolation, Kern, Sonstiger äußerer Schaden, Unbekannter innerer Schaden]
Baujahr	(int)

Schadensort Lastschalter

Hersteller	[ABB, ABB Calor Emag, AEG, ALSTOM, BBC, Calor-Emag, Concordia, Driescher, Driescher - Wegberg, F & G, Kehrs, Krone, Minor, Mipak, Möller, Pfisterer, Sachsenwerk, Siemens, Sonstige, Voigt & Häffner]
Funktionstyp	[Abgangs-Lastschalter, Freileitungs-Lasttrennschalter, Sammelschienen-Lasttrennschalter]
Konstruktionstyp	[Druckluftantrieb, Motorischer Antrieb, Sonstiger Antrieb]
Lastschalter-Sicherungs-Kombination	[Ja, Nein]
Baujahr	(int)

Unterformulare zu den Schadensorten

Schadensort Leistungsschalter

Hersteller	[ABB, ABB Calor Emag, AEG, ALSTOM, BBC, Calor-Emag, Concordia, Driescher, Driescher - Moosburg, Driescher - Wegberg, F & G, Krone, Pfisterer, Sachsenwerk, Siemens, Sonstige, Verviers Bruxelles EIB, Voigt & Häffner]
Konstruktionstyp	[Druckgas, Druckluft, Expansin, Ölarm, SF ₆ , Vakuum]
Baujahr	(int)
Schadensort	[Antrieb - Druckluft, Antrieb - Federkraft/Hand, Antrieb - Federkraft/Motorisch, Antrieb - Hydraulisch, Sonstige Sekundäreinrichtung, Strombahn]

Schadensort Muffe

Hersteller	[3M, ABB, AEG, Alcatel, BBC, Elastimold, Euromold, F & G, Kabelmetal, KabelRheidt, Nexans, NKT, Raychem, Siemens, Sonstige, TECE - Thews & Klüver]
------------	---

Unterformulare zu den Schadensorten

Herstellerbezeichnung	(alphanumerisch)
Funktionsstyp	[Abzweigmuffe, Endmuffe, Übergangsmuffe, Verbindungs-muffe]
Konstruktionsstyp	[Kunststoff-Aufschiebetchnik, Kunststoff-Kaltschrumpftechnik, Kunststoff-Warmschrumpftechnik, Papiermasse-Nass, Papiermasse-Trocken]
Einbaujahr	(int)

Schadensort Sammelschiene

Hersteller	[ABB, ABB Calor Emag, AEG, ALSTOM, Driescher - Moosburg, Driescher - Wegberg, F & G, Lahmeyer, Schrack, Siemens, Sonstige]
Konstruktionsstyp	[blank, teilisoliert, vollisoliert]
Baujahr	(int)

Schadensort Spannungswandler

Hersteller	[AEG, Balteau, MWB, Pfiffner, Ritz, Siemens, Sonstige, WTW]
Konstruktionsstyp	[Gießharzisoliert, Ölisoliert, Sonstige]
Baujahr	(int)

Unterformulare zu den Schadensorten

Schadensort Steckverbindung

Hersteller	[ABB, AEG, Elastimold, Euromold, F & G, Pfisterer, Siemens, Sonstige]
Konstruktionstyp	[Einfachstecker - Außenkonus, Einfachstecker - Innenkonus, Mehrfachstecker - Außenkonus, Mehrfachstecker - Innenkonus]
Einbaujahr	(int)

Schadensort Stromwandler

Hersteller	[AEG, Balteau, MWB, Pfiffner, Ritz, Siemens, Sonstige, WTW]
Konstruktionstyp	[Gießharzisiert, Ölisiert, Porzellanisiert, Umbauwandler]
Baujahr	(int)

Schadensort Transformator

Hersteller	[ABB, ABB Lepper, ACC, ACEC, ACM, AEG, ALSTOM, ALSTOM Türkei, Ansaldo, Asea Bad Honnef, ASGEN, BBC, BEW,
------------	--

Unterformulare zu den Schadensorten

	Breda, Celme, Demag, Dominit, EAG, EBG, EIG, Elin, Elmowa, F & G, France Transfo, Garbe-Lahmeyer, Gobiet, Görler, Heim, HG Fischer, HTT, IEO, Ita Trafo, Jeumont Schneider, Kentler, Koch und Ster., Lahmeyer, Lepper, Lepper Dominit, Maffei, May & Christi, Pauwels, Piller, Poege, Rathgeber, Sachsenwerk, Savoisienne, SBG, Schorch, Siemens, Siemens Dresden, Smit, Sonstige, Starkstromgerätebau, Tamini, Thyssen, Tironi, Topp, Trafo Union, TRO Berlin, VA Tech EBG, VEB, Volta]	
Konstruktionstyp	[Gießharztransformator, Öltransformator, Öltransformator mit Ik-Begrenzer]	
Nennleistung in MVA / <u>kVA</u>	(int)	<u>für MS/NS</u>

Unterformulare zu den Schadensorten

Bezogene Kurzschlussspannung	
u_k in %	(float)
Durchschnittliche Tageshöchstlast	[< 50 %, > 100 %, 50 - 100 %]
Mittlere Jahresbenutzungsdauer in h*	(int)
Baujahr	(int)
Schadensort Trafo	[Durchführung / <u>Stecker</u> , <u>nur MS/NS</u> Gehäuse - unverzinkt, Gehäuse - verzinkt, Isolation - allgemein, Isolation - Öl*, Isolation - Papier*, Kern, Sekundäreinrichtung, Sonstiger äußerer Schaden, Stufenschalter - Lastumschalter*, Stufenschalter - Motorantrieb*, Stufenschalter - Wähler/Wender*, Umsteller, Unbekannter innerer Schaden]

*) nur bei HS/MS- und MS/MS-Transformatoren

Unterformulare zu den Schadensorten

Schadensort Trennschalter

Hersteller	[ABB, ABB Calor Emag, AEG, ALSTOM, BBC, Calor-Emag, Conti Elektro, Driescher - Moosburg, Driescher - Wegberg, F & G, Siemens, Sonstige, Voigt & Häffner]
Funktionsstyp	[Abgangstrenner, Abgangstrenner mit Erder, Freileitungstrenner, Sammelschientrenner,]
Konstruktionsstyp	[Druckluftantrieb, Motorischer Antrieb, Sonstiger Antrieb]
Baujahr	(int)

Schadensort Verbindungsleitung

Konstruktionsstyp	[Freileitung, Papiermasse Kabel, PE Kabel, PVC Kabel, VPE Kabel]
Baujahr	(int)

A.2 Erläuterungen zu den Datenfeldern des Erfassungsschemas

Tabelle 3: Erläuterungen zu den Datenfeldern 1/5

Datenfeld	Typ	Erläuterung
Anlass der Schadensmeldung*	Auswahlfeld	Das Ereignis, bei dem der Schaden festgestellt wurde.
Baujahr	Eingabefeld -integer-	Vierstellige ganze Zahl, z.B. 1984 (nicht nur 84); Falls das Baujahr nicht genau bekannt ist, sollte nach Möglichkeit ein Schätzwert eingetragen werden. Schätzwerte werden dadurch gekennzeichnet, dass die 19 in der Jahreszahl durch die 17 ersetzt wird, z.B. wird statt der '1962' die '1762' eingetragen.
Bemessungskurzschlussfestigkeit I_k'' in kA	Eingabefeld -integer-	Angabe bei MS-Schaltanlagen und Netzstationen
Betriebsbedingungen	Auswahlfeld	
Bezogene Kurzschlussspannung u_k in %	Eingabefeld -float-	Angabe für Grundstellung (mittlere Stufe) des Transformators
Dauer der Nichtverfügbarkeit in h	Eingabefeld -float-	Zeitspanne vom Zeitpunkt des störungsbedingten Ausfalles bis zu dem Zeitpunkt, an dem die schadensbetroffene Komponente oder ein entsprechender Ersatz wieder zur Verfügung steht, um die geforderte Funktion zu erfüllen.
Durch welche Maßnahme feststellbar?*	Auswahlfeld	Durch welche Maßnahme hätte der Schaden rechtzeitig festgestellt und somit eine Störung vermieden werden können?
Durchschnittliche Tageshöchstlast	Auswahlfeld	Abfrage bei Schadensort 'Transformator'; Die Auswahlkriterien sind bezogen auf die Nennleistung des Transformators.
Einbaujahr	Eingabefeld -integer-	Vierstellige ganze Zahl, z.B. 1984 (nicht nur 84); Bei den Schadensorten 'Endverschluss', 'Muffe' und 'Steckverbindung' wird statt des Baujahres das Einbaujahr abgefragt. Falls das Einbaujahr nicht genau bekannt ist, sollte nach Möglichkeit ein Schätzwert eingetragen werden. Schätzwerte werden dadurch gekennzeichnet, dass die 19 in der Jahreszahl durch die 17 ersetzt wird, z.B. wird statt der '1962' die '1762' eingetragen.
Entfernung zur aktuellen Netztrennstelle	Auswahlfeld	Dieses Datenfeld dient zur Erfassung eines eventuellen Einflusses von Spannungserhöhungen am Ende offener Leitungen.

*) Die Erläuterungen zu diesen Auswahlfeldern sind in Anhang A.3 enthalten.

Tabelle 4: Erläuterungen zu den Datenfelder 2/5

Datenfeld	Typ	Erläuterung
Errichtungsjahr	Eingabefeld -integer-	Vierstellige ganze Zahl, z.B. 1984 (nicht nur 84); Wenn ein Mast der Schadensort ist, ist das Errichtungsjahr des Mastes anzugeben. Falls das Errichtungsjahr nicht genau bekannt ist, sollte nach Möglichkeit ein Schätzwert eingetragen werden. Schätzwerte werden dadurch gekennzeichnet, dass die 19 in der Jahreszahl durch die 17 ersetzt wird, z.B. wird statt der '1962' die '1762' eingetragen.
EVU-interne ID	Eingabefeld -alpha- numerisch-	Dient zur eindeutige Identifikation jedes erfassten Ereignisses: aus der EVU-internen ID (Schadens- oder Störungsnummer) müssen sich Angaben wie Schadensort (Station / Standort / Abschnitt) oder ähnliches zurückverfolgen lassen. Der Default-Wert ergibt sich aus der Kurzbezeichnung der Komponente, dem Eingabedatum und einer laufenden Nummer.
Folgeereignis von	Eingabefeld -alpha- numerisch-	Angabe der ID (Störungsnummer) des Ereignisses, das den Schaden auslöste; Ein Folgeereignis liegt vor, wenn der Schaden durch ein vorangegangenes Ereignis ausgelöst wurde, ohne dass das ursprüngliche Ereignis ein Überschreiten der zulässigen elektrischen oder mechanischen Beanspruchung der schadensbetroffenen Komponente verursachte. Bsp.: Auftreten eines Doppelerdschlusses: der Schaden, der an der Fehlerstelle des zweiten Fußpunktes entsteht, ist ein Folgeereignis des eigentlichen Erdschlusses (erster Fußpunkt), der das auslösende Ereignis darstellt.

Tabelle 5: Erläuterungen zu den Datenfelder 3/5

Datenfeld	Typ	Erläuterung
Folgekosten in €	Eingabefeld -float-	Werden Betriebsmittel oder Gebäude aufgrund einer elektrischen oder mechanischen Überbeanspruchung, die durch die schadensbetroffene Komponente (Angabe im Feld 'Schadensort') verursacht wurde, beschädigt, so stellen die Kosten zur Instandsetzung dieser Betriebsmittel bzw. Gebäude die 'Folgekosten' dar. Werden keine Folgekosten verursacht, ist der Wert '0' einzutragen. Bsp.1: Aufgrund mangelnder Funktionstüchtigkeit eines Lastschalters ('Schadensort') entsteht ein Lichtbogen, der in der Schaltzelle einen Brand verursacht. Eine Nachbarzelle und das Gebäude werden ebenfalls beschädigt. Die Kosten zur Instandsetzung des Lastschalters selbst sind die 'Maßnahmenkosten'. Die 'Folgekosten' sind die Kosten zur Instandsetzung aller weiteren beschädigten Teile innerhalb der Schaltzelle, der Nachbarzelle und des Gebäudes. Bsp.2: Der Schaden an einem Stufenschalter ('Schadensort') führt dazu, dass weitere Teile des Transformators beschädigt werden. Die 'Maßnahmenkosten' entsprechen dann den Kosten zur Instandsetzung des Stufenschalters selbst, die 'Folgekosten' sind die Kosten zur Instandsetzung des Transformators.
Freileitungsanteil	Auswahlfeld	Freileitungsanteil an der gesamten Stromkreislänge des betrachteten Netzes
Funktionstyp	Auswahlfeld	
Gesamter Kurzschlussstrom auf schadensbetroffener Sammelschiene in kA	Eingabefeld -float-	Schätzwert; Angabe für MS-Schaltanlagen
Getroffene Maßnahme*	Auswahlfeld	Ist die Maßnahme, die durchgeführt wurde, um den Schaden an der betroffenen Komponente zu beheben.
Hersteller	Auswahlfeld	Besteht eine Schaltanlage oder Netzstation aus Betriebsmitteln verschiedener Hersteller, so ist aus der Liste die Angabe 'Diverse' zu wählen.
Herstellerbezeichnung	Eingabefeld -alpha-numerisch-	Abfrage bei Schadensort 'Muffe'
Höhe der Freileitung an der Schadensstelle in m	Eingabefeld -float-	Schätzwert

*) Die Erläuterungen zu diesen Auswahlfeldern sind in Anhang A.3 enthalten.

Tabelle 6: Erläuterungen zu den Datenfelder 4/5

Datenfeld	Typ	Erläuterung
Inspektionsstrategie*	Auswahlfeld	Angabe der Strategie bezüglich der schadensbetroffenen Komponente ('Schadensort') zum Zeitpunkt des Schadens
Kabelkennzeichnung nach VDE	Eingabefeld -alpha- numerisch-	
Kabeltyp	Auswahlfeld	
Konfiguration	Auswahlfeld	
Konstruktionstyp	Auswahlfeld	
Lastschalter-Sicherungs-Kombination	Auswahlfeld	ja / nein - Auswahl bei Schadensort 'Lastschalter'
Letzte Maßnahme an schadensbetroffener Komponente*	Auswahlfeld	Angabe der Maßnahme, die zuletzt an der schadensbetroffenen Komponente durchgeführt wurde.
Letzte Sanierung (Jahr)	Eingabefeld -integer-	Angabe des Jahres (vierstellige ganze Zahl), in dem die letzte Sanierung eines Gebäudes / Gehäuses erfolgte. Unter Sanierung ist eine umfassende Erneuerung zu verstehen, nach der das Gebäude / Gehäuse als neuwertig gilt. Falls das Jahr nicht genau bekannt ist, sollte ein Schätzwert eingetragen werden. Dieser wird dadurch gekennzeichnet, dass die 19 in der Jahreszahl durch die 17 ersetzt wird, z.B. wird statt der '1962' die '1762' eingetragen.
Maßnahmenkosten in €	Eingabefeld -float-	Kosten, die ausschließlich zur Instandsetzung der schadensbetroffenen Komponente, die unter 'Schadensort' angegeben wird, aufgebracht werden müssen. Sie beziehen sich auf die Angabe im Datenfeld 'Getroffene Maßnahme'.
Material der Masten	Auswahlfeld	
Mittlere Jahresbenutzungsdauer in h	Eingabefeld -integer-	Abfrage bei Schadensort 'Transformator' (nur bei HS/MS- und MS/MS-Trafos)
Nennleistung in MVA / kVA	Eingabefeld -integer-	Abfrage bei den Schadensorten 'Transformator' und 'Ladestromspule'
Netzbetreiber	Eingabefeld -alpha- numerisch-	Verschlüsselung der Netzbetreiber; Falls mehrere Schlüssel vergeben wurden sind die Daten auf alle Schlüssel gleichmäßig zu verteilen.
Netznominalspannung	Auswahlfeld	
Revisionsstrategie*	Auswahlfeld	Angabe der Strategie bezüglich der schadensbetroffenen Komponente ('Schadensort') zum Zeitpunkt des Schadens

*) Die Erläuterungen zu diesen Auswahlfeldern sind in Anhang A.3 enthalten.

Tabelle 7: Erläuterungen zu den Datenfelder 5/5

Datenfeld	Typ	Erläuterung
Schadensauswirkung*	Auswahlfeld	Die Auswirkungen von Schäden werden in drei Dringlichkeitsstufen unterteilt.
Schadensdatum	Datumfeld	Tag, an dem der Schaden festgestellt wurde
Schadensort	Auswahlfeld	
Schadensursache*	Auswahlfeld	Die Schadensursache kennzeichnet die Herkunft des Mangels oder die äußere Einwirkung, die an einer Komponente zum Schaden geführt hat.
Sternpunktbehandlung	Auswahlfeld	Wenn Netze zeitweilig mit unterschiedlicher Erdung des Sternpunktes betrieben werden, evtl. durch Zusammenschaltung mit anderen, wird als Art der Sternpunkterdung die zum Zeitpunkt des Schadens vorhandene Betriebsweise angegeben.
Typ der Kabelanlage	Auswahlfeld	Besteht eine Kabelanlage aus Kunststoff- und Papiermasse-Kabeln ('Gemischt'), sind die Möglichkeiten zum Nachfüllen von Masse oft eingeschränkt.
Verlegejahr	Eingabefeld -integer-	vierstellige ganze Zahl, z.B. 1984 (nicht nur 84); Falls das Verlegejahr nicht genau bekannt ist, sollte nach Möglichkeit ein Schätzwert eingetragen werden. Schätzwerte werden dadurch gekennzeichnet, dass die 19 in der Jahreszahl durch die 17 ersetzt wird, z.B. wird statt der '1962' die '1762' eingetragen.
Zahl der beschädigten Felder	Eingabefeld -integer-	
Zahl der Leitungsfelder	Eingabefeld -integer-	
Zahl der Sammelschienen	Auswahlfeld	
Zahl der sonstigen Felder	Eingabefeld -integer-	
Zeitpunkt der letzten Maßnahme	Datumfeld	
Zeitzzyklus der Inspektion in Jahren	Eingabefeld -float-	Praktizierter Zeitzzyklus zum Zeitpunkt des Schadens; Falls keine Inspektionsmaßnahmen am betroffenen Betriebsmittel durchgeführt werden, ist in diesem Feld der Wert '0' einzutragen.
Zeitzzyklus der Revision in Jahren	Eingabefeld -float-	Praktizierter Zeitzzyklus zum Zeitpunkt des Schadens; Falls keine Revisionsmaßnahmen am betroffenen Betriebsmittel durchgeführt werden, ist in diesem Feld der Wert '0' einzutragen.

*) Die Erläuterungen zu diesen Auswahlfeldern sind in Anhang A.3 enthalten.

A.3 Erläuterungen zu den Auswahlfeldern des Erfassungsschemas

Tabelle 8: Erläuterungen zu den Auswahlfeldern 1/4

Auswahlfeld	Kriterium	Erläuterung
Anlass der Schadensmeldung	Betrieb - Elektrischer Fehler	Der Schaden wird aufgrund eines elektrischen Fehlers festgestellt, z.B. Schaltversagen eines Leistungsschalters bei Kurzschluss; Durchschlag einer Kabelisolation bei Erdschluss.
	Betrieb - Nichtelektrischer Fehler	Der Schaden wird durch die Überwachungseinrichtung eines Betriebsmittels gemeldet, z.B. durch den Buchholz-Schutz bei Transformatoren
	Betrieb - Schalt-handlung	Der Schaden wird bei einer versuchten Schalthandlung festgestellt, z.B. Schaltversagen eines Trennschalters bei determinierter Aus- oder Umschaltung
	Diagnose	gesonderte Untersuchung zur Bestimmung des Ist-Zustandes, z.B. TE-Messung am Kabel
	Inspektion	planmäßige Instandhaltungsmaßnahme zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes
	Mitteilung durch Dritte	Der Schaden wird durch eine unternehmensfremde Person festgestellt. Ausgenommen ist Dienstleistungspersonal, das eine planmäßige Instandhaltungsmaßnahme durchführt. Bsp.1: Ein Schaden tritt am Anschluss einer Kundenstation auf und wird vom Kunden entdeckt und gemeldet. Bsp.2: Ein Kabel wird bei Baggerarbeiten ohne Verursachen eines elektrischen Fehlers beschädigt. Die Schadensmeldung erfolgt durch das Baupersonal.
	Revision	planmäßige Instandhaltungsmaßnahme zur Bewahrung bzw. Wiederherstellung des Soll-Zustandes
	Zufällige Feststellung	Der Schaden wird zufällig, z.B. bei der Reparatur eines benachbarten Betriebsmittels, aber nicht bei einer planmäßigen Instandhaltungsmaßnahme, vom Betriebspersonal festgestellt.

Tabelle 9: Erläuterungen zu den Auswahlfeldern 2/4

Auswahlfeld	Kriterium	Erläuterung
Durch welche Maßnahme feststellbar?	Diagnose	gesonderte Untersuchung zur Bestimmung des Ist-Zustandes, z.B. TE-Messung am Kabel
	Inspektion	Planmäßige Instandhaltungsmaßnahme zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes
	Keine	
	Revision	Planmäßige Instandhaltungsmaßnahme zur Bewahrung bzw. Wiederherstellung des Soll-Zustandes
Getroffene Maßnahme	Außerbetriebnahme	Die beschädigte Komponente wird ohne entsprechenden Ersatz vom Netz getrennt und nicht wieder in Betrieb genommen.
	Austausch	Die beschädigte Komponente wird durch eine gleichwertige ersetzt.
	Reparatur	Maßnahmen, die nach einem Ausfall durchgeführt werden, um eine beschädigte Komponente in den Zustand zu versetzen, in dem sie ihre geforderte Funktion erfüllen kann.
Inspektionsstrategie / Revisionsstrategie	Keine Herstellerangabe	Es sind keine Herstellerangaben zum Zeitzyklus der Inspektion bzw. Revision vorhanden. Der Netzbetreiber legt die Zeitzyklen selbst fest.
	Nach Herstellerangabe	Es sind Herstellerangaben zum Zeitzyklus der Inspektion bzw. Revision vorhanden. Der Netzbetreiber richtet sich nach den vorgegebenen Zeitzyklen.
	Nicht nach Herstellerangabe	Es sind Herstellerangaben zum Zeitzyklus der Inspektion bzw. Revision vorhanden. Der Netzbetreiber richtet sich nicht nach den vorgegebenen Zeitzyklen, sondern legt diese selbst fest.
Letzte Maßnahme an schadensbetroffener Komponente	Diagnose	Gesonderte Untersuchung zur Bestimmung des Ist-Zustandes, z.B. TE-Messung am Kabel
	Inbetriebnahme	Falls die Inbetriebnahme sehr lange zurückliegt und nicht mehr festgestellt werden kann, ob und welche Maßnahmen durchgeführt wurden, so ist in diesem Feld der Eintrag 'Unbekannt' zu wählen.
	Inspektion	Planmäßige Instandhaltungsmaßnahme zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes

Tabelle 10: Erläuterungen zu den Auswahlfeldern 3/4

Auswahlfeld	Kriterium	Erläuterung
Letzte Maßnahme an schadensbetroffener Komponente	Reparatur	Maßnahmen, die nach einem Ausfall durchgeführt werden, um eine beschädigte Komponente in den Zustand zu versetzen, in dem sie ihre geforderte Funktion erfüllen kann.
	Revision	Planmäßige Instandhaltungsmaßnahme zur Bewahrung bzw. Wiederherstellung des Soll-Zustandes
	Unbekannt	Es sind keine Aufzeichnungen über die zuletzt durchgeführte Maßnahme vorhanden. Vgl. 'Inbetriebnahme'
Schadensauswirkung	keine außerplanmäßige Maßnahme	Der Schaden erfordert keine außerplanmäßige Maßnahme, sondern kann bei der nächsten Revision behoben werden. Der Schaden verursacht keine Störung.
	kurzfristige Maßnahme	Der Schaden erfordert eine kurzfristige Maßnahme. Es bleibt genug Zeit, um Maßnahmen, die die Versorgungssicherheit gewährleisten (Umschaltung o.ä.), zu ergreifen. Der Schaden kann eine Störung verursachen.
	sofortige Maßnahme	Der Schaden erfordert eine sofortige Maßnahme. Wird ein Schaden während des Betriebes festgestellt, muss das fehlerhafte Betriebsmittel ausgeschaltet werden. Der Schaden verursacht eine Störung. Wird ein Schaden während einer Instandhaltungsmaßnahme festgestellt, so ist das fehlerhafte Betriebsmittel in der Regel bereits freigeschaltet und der Schaden verursacht keine Störung.
Schadensursache	Bewuchs (Freileitung)	Schäden an Freileitungen, die durch mangelnde Instandhaltung (Ausästen o.ä.) entstanden sind
	Fehleinstellung von Schutzeinrichtungen	
	Fehler bei Betrieb	Unachtsamkeit des Personals, z.B. Fehlbefehle, mangelnde Überwachung o.ä.
	Fehler bei Instandhaltung	Schäden, die sich aus der Gesamtheit aller Maßnahmen zur Erhaltung der Funktionstüchtigkeit ergeben, z.B. Mängel in der Holzmastpflege, in der Schalterrevision, beim Reinigen von Isolatoren, beim Überprüfen von Isolierölen, Erdungsanlagen und dgl.

Tabelle 11: Erläuterungen zu den Auswahlfeldern 4/4

Auswahlfeld	Kriterium	Erläuterung
Schadensursache	Fertigungs- und Werkstofffehler	
	Fremde Einwirkungen	Atmosphärische Einwirkungen, z.B. Gewitter, Sturm, Hochwasser; Einwirkungen durch Unbefugte, Tiere, Brand, Baggerarbeiten usw.
	Minderung der elektrischen Eigenschaften	Verschlechterung der durch normalerweise ausreichende Bemessung und Unterhaltung gegebenen elektrischen Eigenschaften von Betriebsmitteln, meist durch Alterung, Abnutzung o.ä.
	Minderung der mechanischen Eigenschaften	Verschlechterung der durch normalerweise ausreichende Bemessung und Unterhaltung gegebenen mechanischen Eigenschaften von Betriebsmitteln, meist durch Alterung, Abnutzung o.ä.
	Montagefehler	Hierzu gehören alle Montagearbeiten an neuen oder instandgesetzten Betriebsmitteln bis zu deren Inbetriebnahme bzw. Wiederinbetriebnahme.
	Nicht untersucht	Gilt bei nicht durchgeführter Klärung der Schadensursache.
	Planungs- und Bemessungsfehler	
	Überbeanspruchung elektrisch	Überschreiten der Bemessungsgrundlage, z.B. Durchschlag einer Kabelisolation aufgrund von Schaltüberspannung; abgesehen von den Fällen, bei denen die Bemessungsgrundlage falsch gewählt wurde.
	Überbeanspruchung mechanisch	Überschreiten der Bemessungsgrundlage, z.B. extreme Belastung von Freileitungsseilen durch Schnee oder Eis; abgesehen von den Fällen, bei denen die Bemessungsgrundlage falsch gewählt wurde.
	Unbekannt	

A.4 Anteile der Schadensorte je Teilsystem

MS-Schaltanlagen – Schäden mit Störung

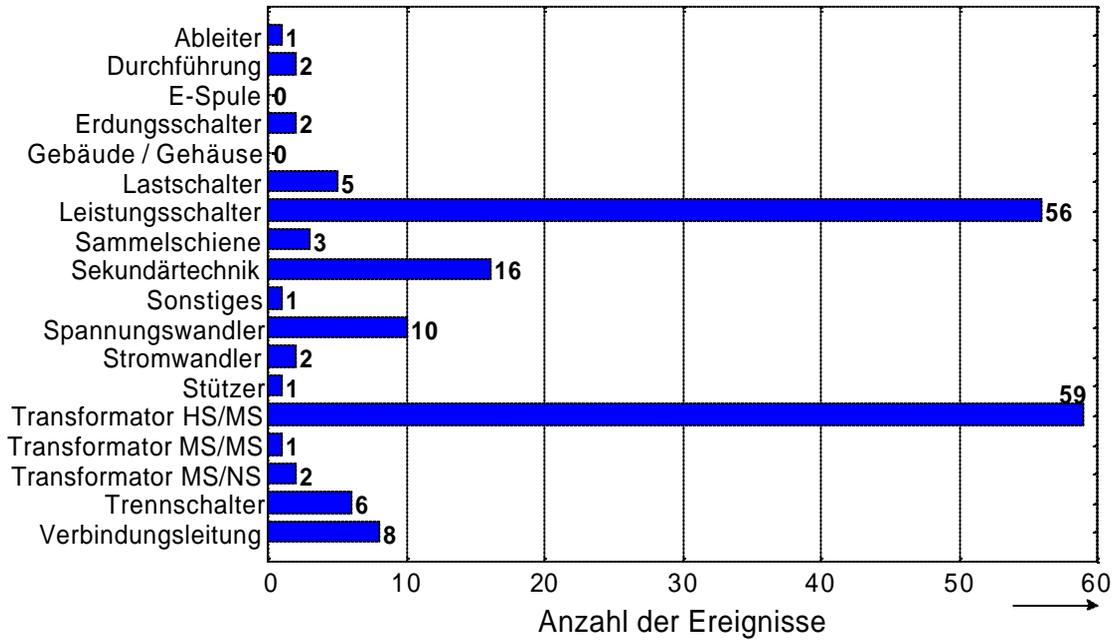


Bild 10: MS-Schaltanlagen – absolute Zahlen der Schadensorte, insgesamt 175 Schäden mit Störung

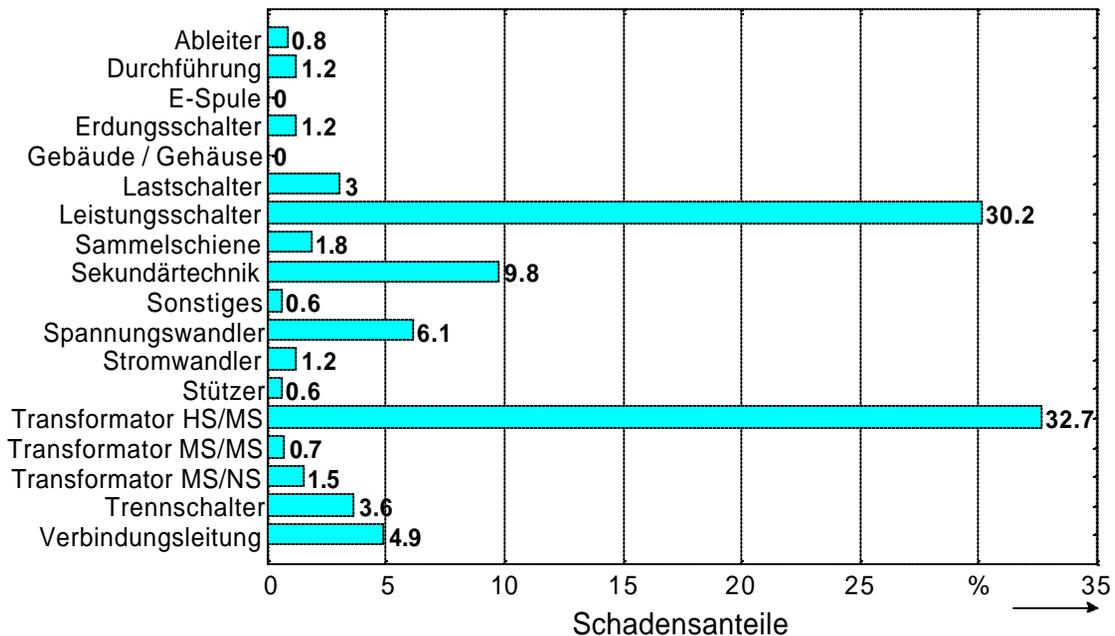


Bild 11: MS-Schaltanlagen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 175 Schäden mit Störung

MS-Schaltanlagen – Schäden ohne Störung

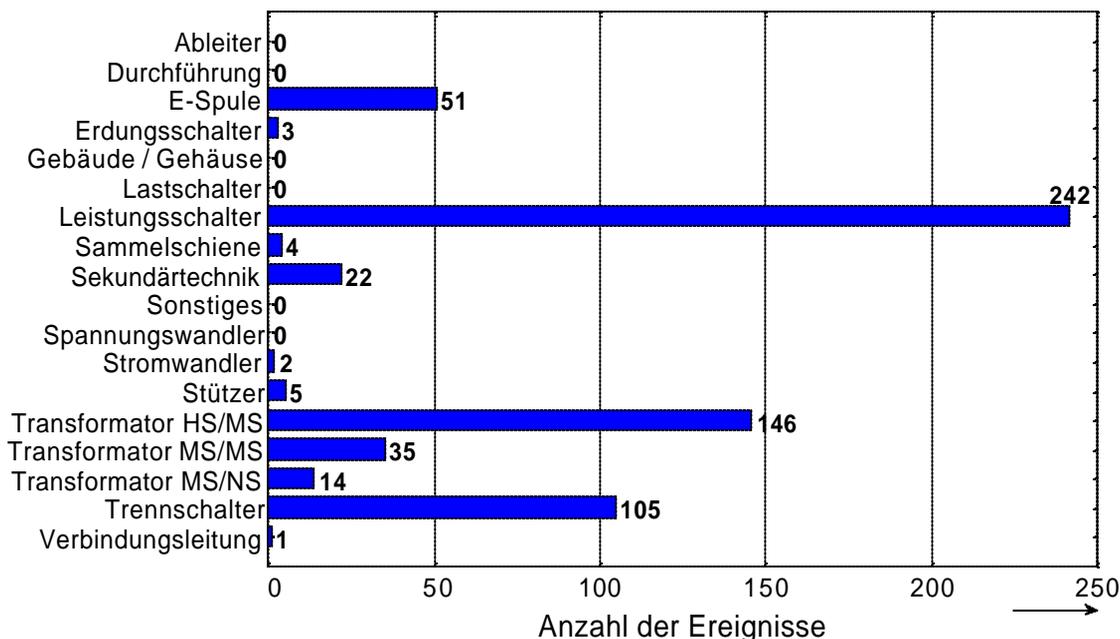


Bild 12: MS-Schaltanlagen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 630 Schäden ohne Störung

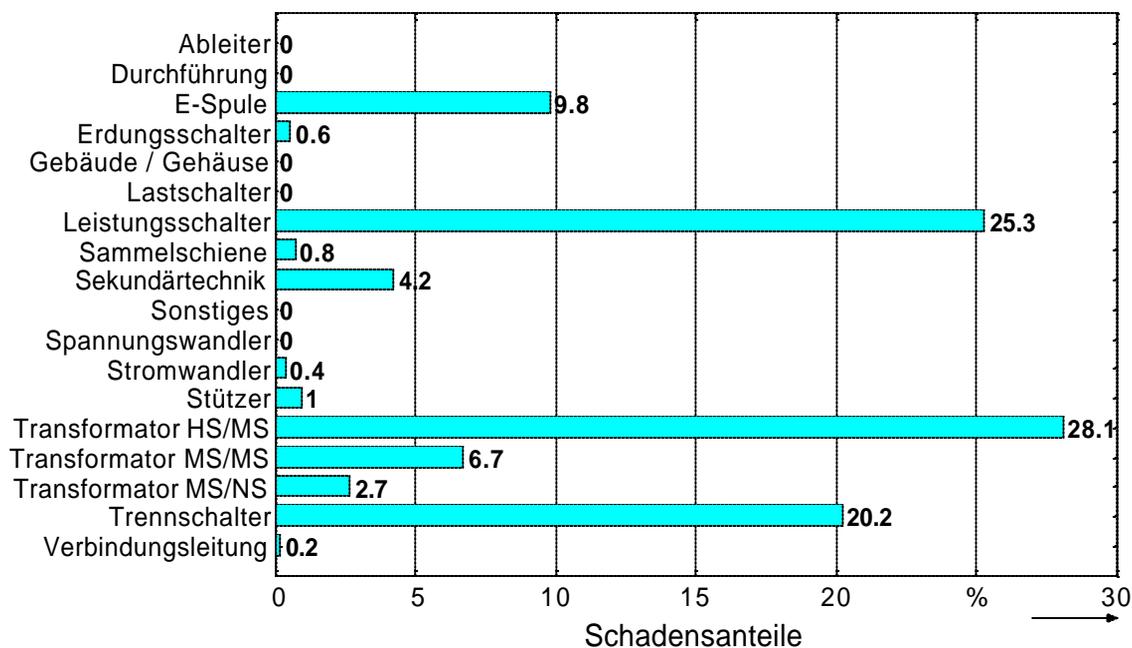


Bild 13: MS-Schaltanlagen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 630 Schäden ohne Störung

Netzstationen – Schäden mit Störung

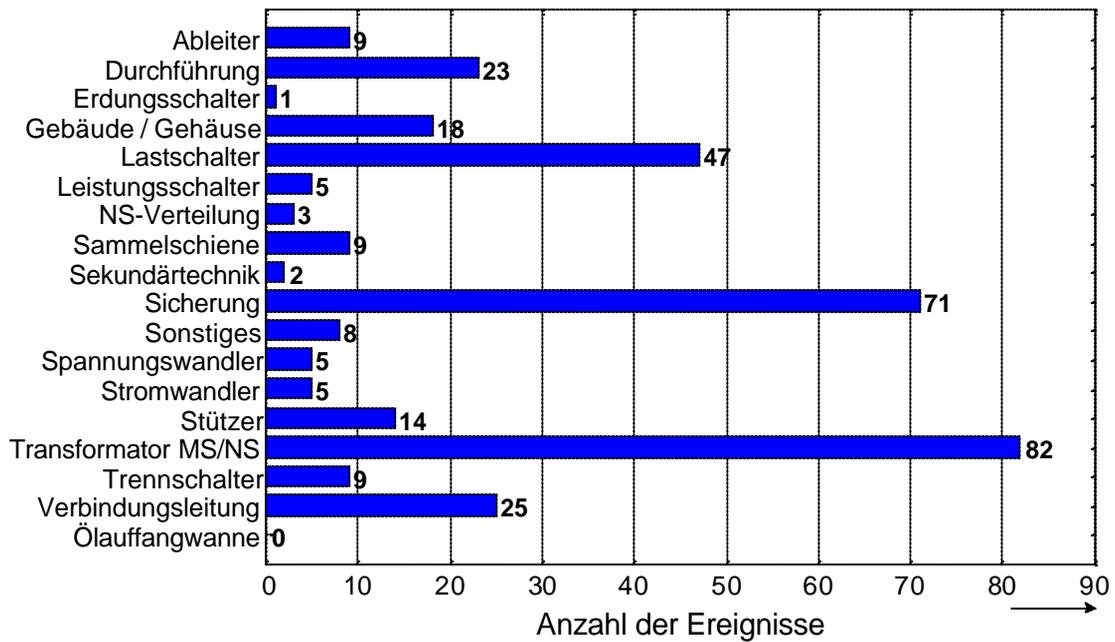


Bild 14: Netzstationen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 336 Schäden mit Störung

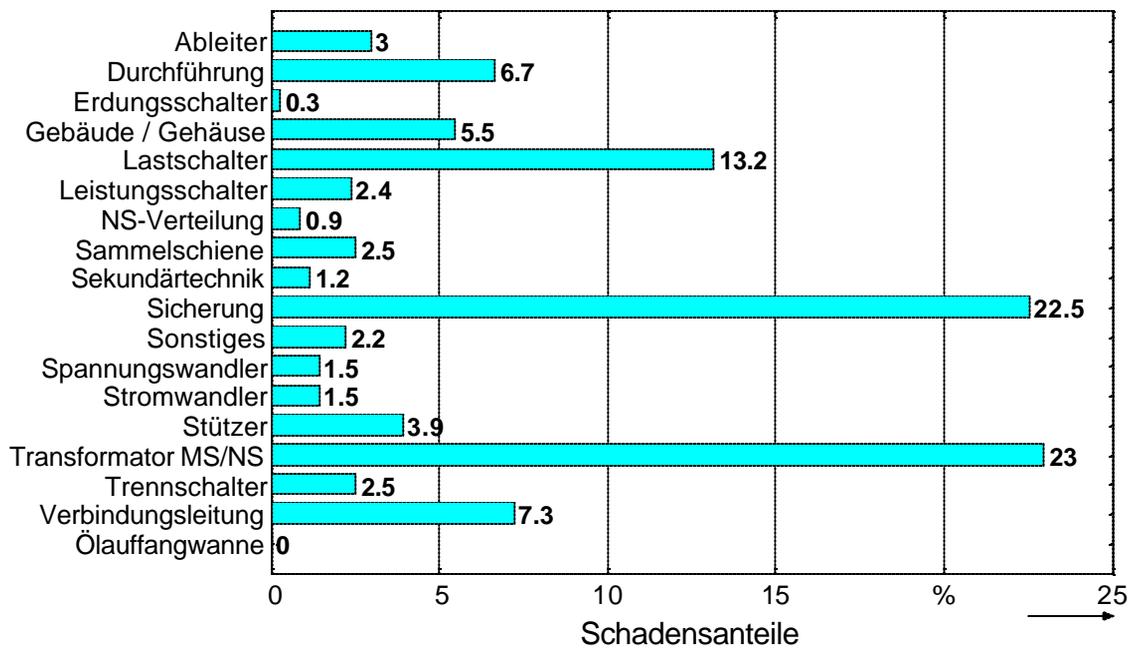


Bild 15: Netzstationen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 336 Schäden mit Störung

Netzstationen – Schäden ohne Störung

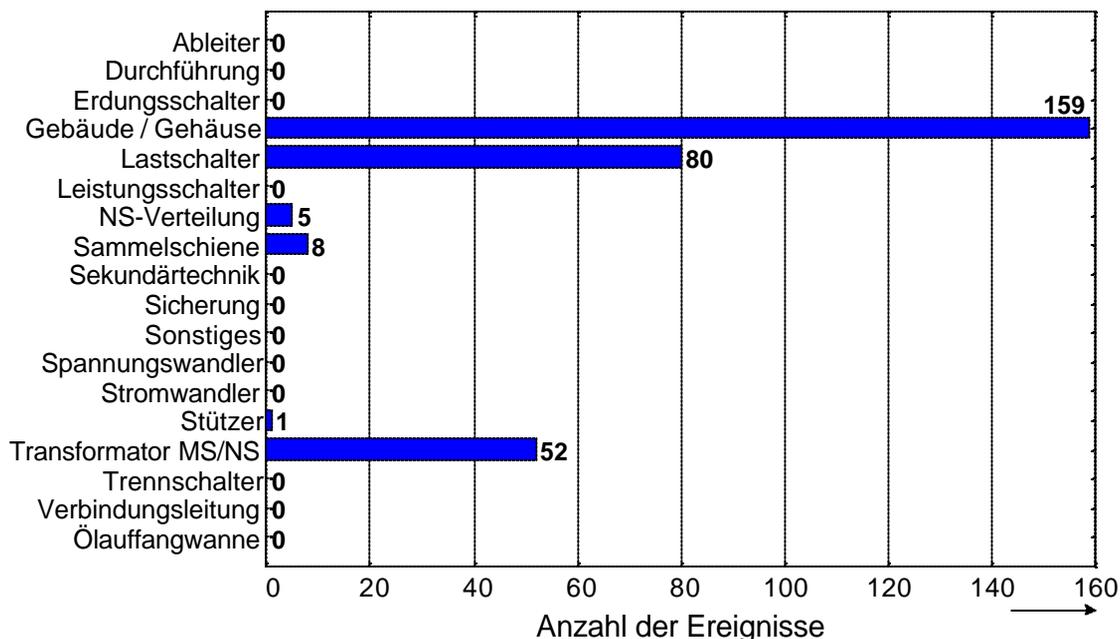


Bild 16: Netzstationen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 305 Schäden ohne Störung

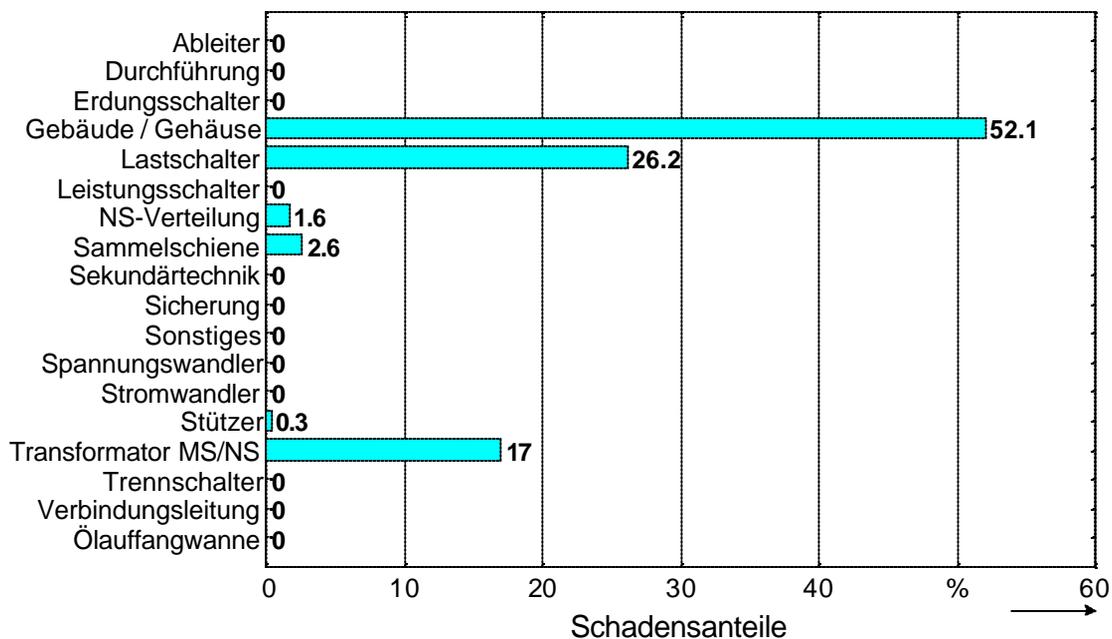


Bild 17: Netzstationen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 305 Schäden ohne Störung

Kabelanlagen – Schäden mit Störung

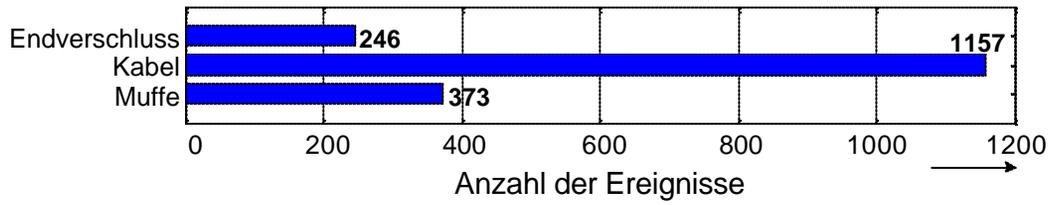


Bild 18: Kabelanlagen – absolute Zahlen der Schadensorte, insgesamt 1776 Schäden mit Störung

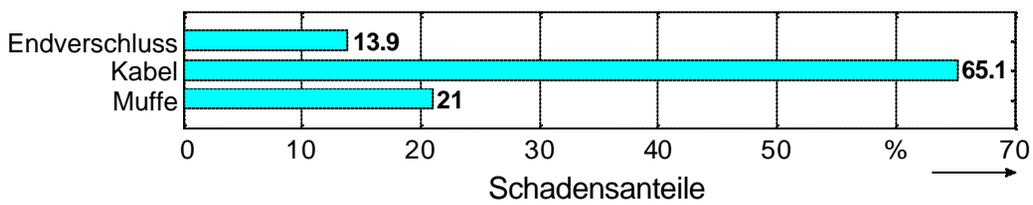


Bild 19: Kabelanlagen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 1776 Schäden mit Störung

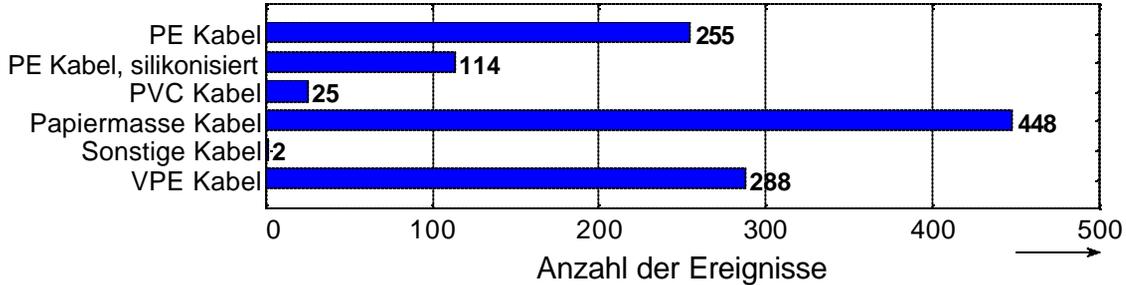


Bild 20: Kabelanlagen – absolute Zahlen der Kabel nach Typen, insgesamt 1132 Schäden mit Störung

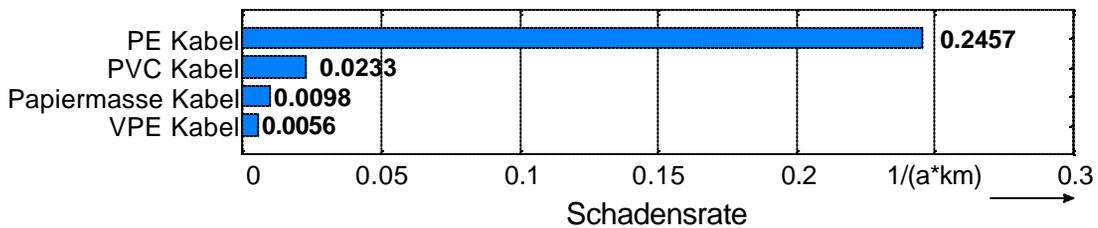


Bild 21: Kabelanlagen – mittlere Schadensrate für Kabel nach Typen, insgesamt 632 Schäden mit Störung

Freileitungen – Schäden mit Störung

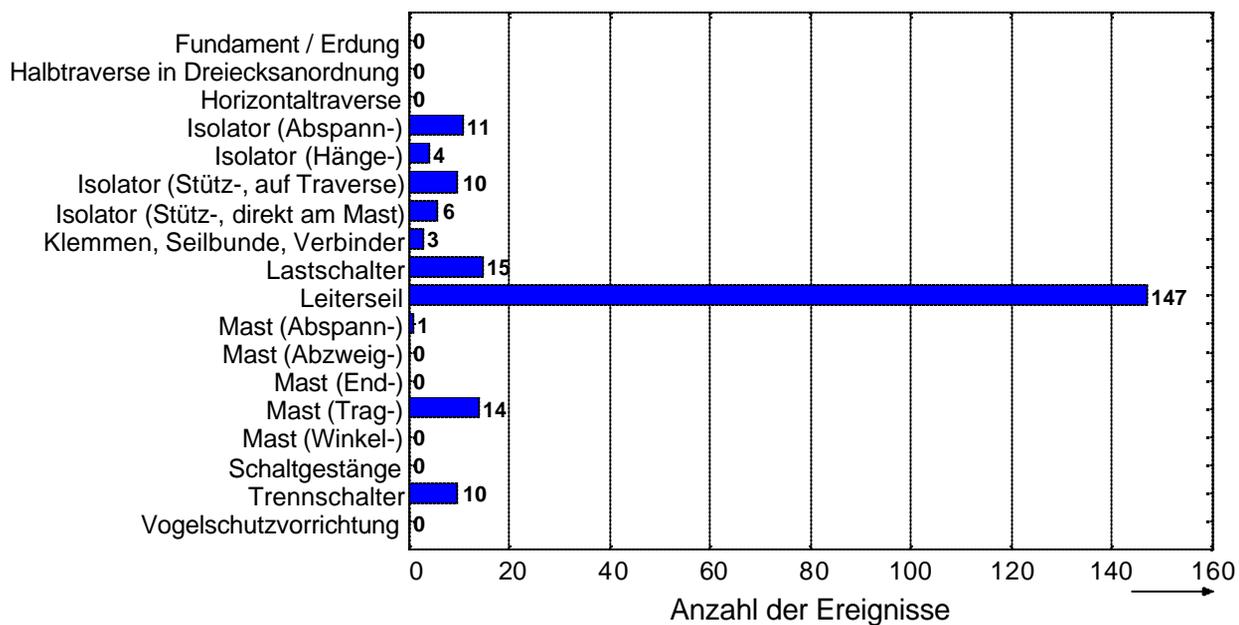


Bild 22: Freileitungen – absolute Anzahlen der Schadensorte, insgesamt 221 Schäden mit Störung

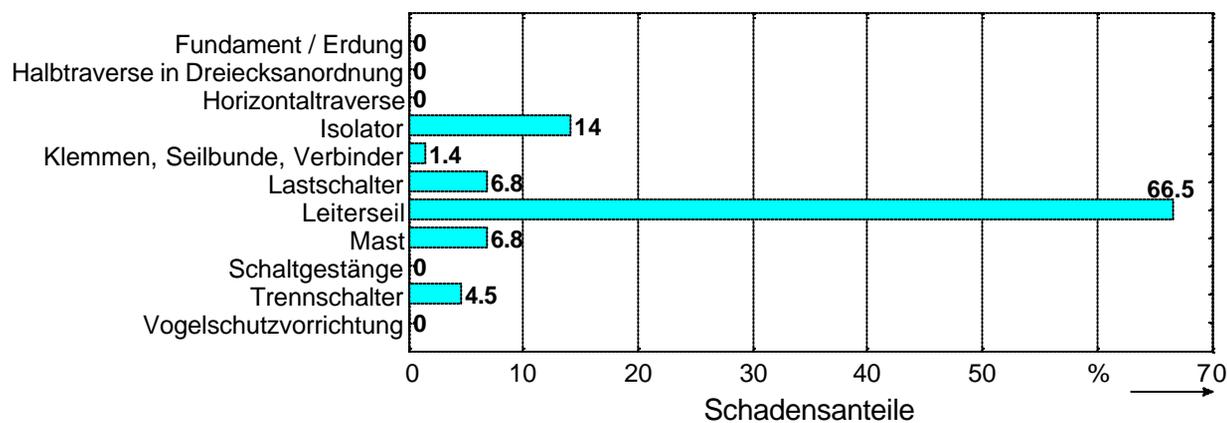


Bild 23: Freileitungen – prozentuale Anteile der Schadensorte, insgesamt 221 Schäden mit Störung

A.5 Schadensursachen und Anlass der Schadensmeldung

MS-Schaltanlagen

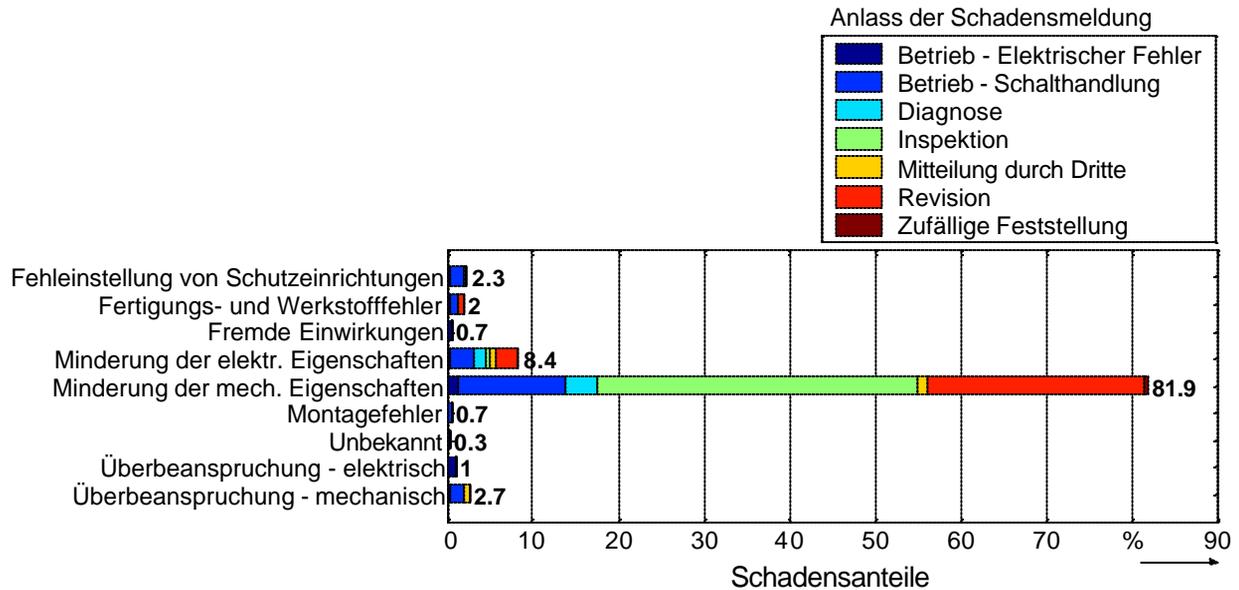


Bild 24: Leistungsschalter – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 298 Schäden

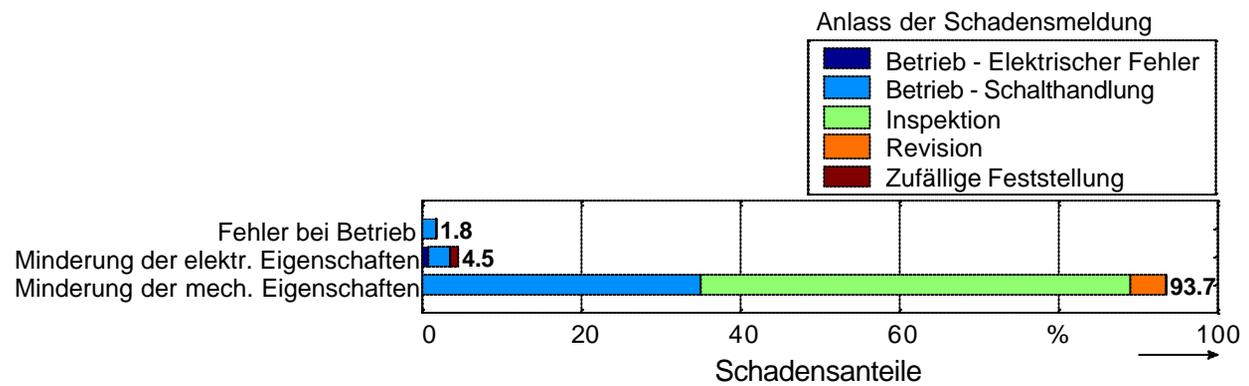


Bild 25: Trennschalter – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 111 Schäden

MS-Schaltanlagen

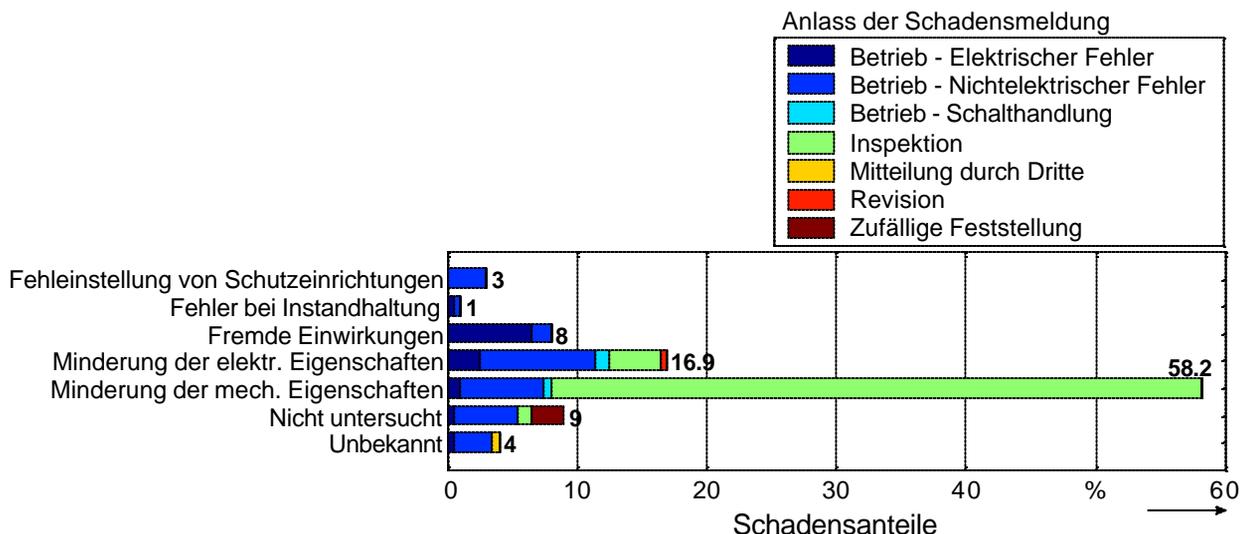


Bild 26: HS/MS-Transformatoren – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 201 Schäden

Netzstationen

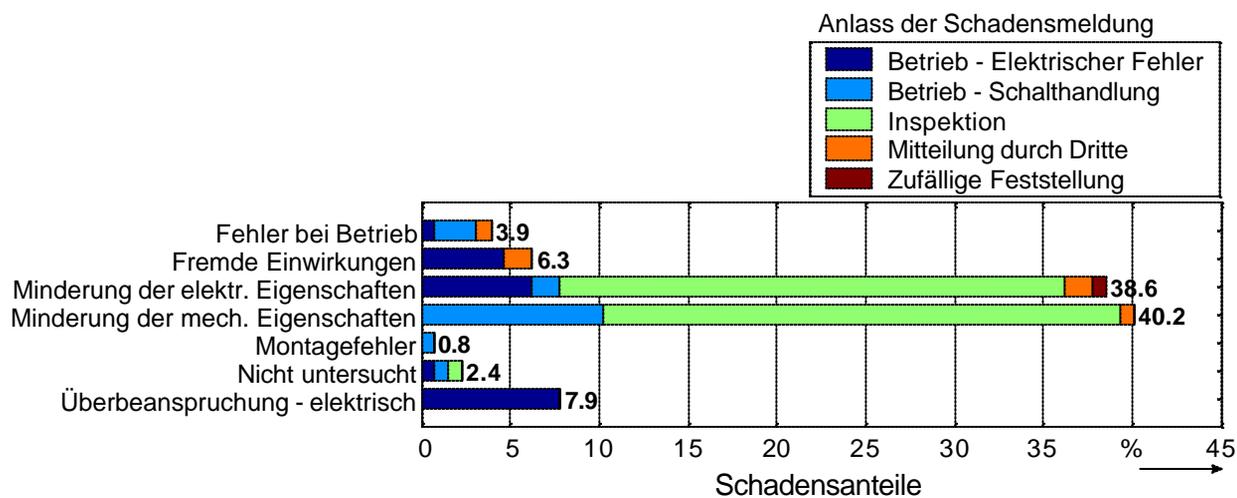


Bild 27: Lastschalter – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 127 Schäden

Netzstationen

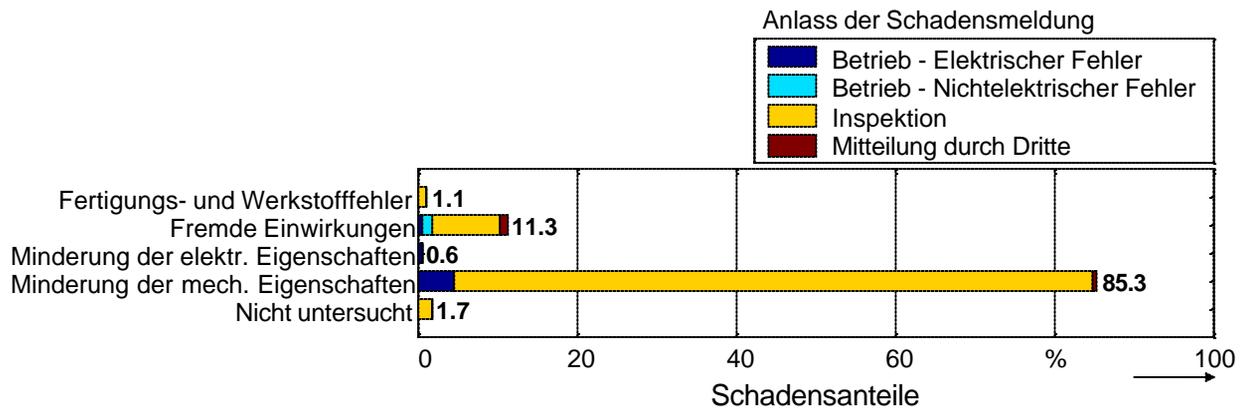


Bild 28: Gebäude/Gehäuse – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 177 Schäden

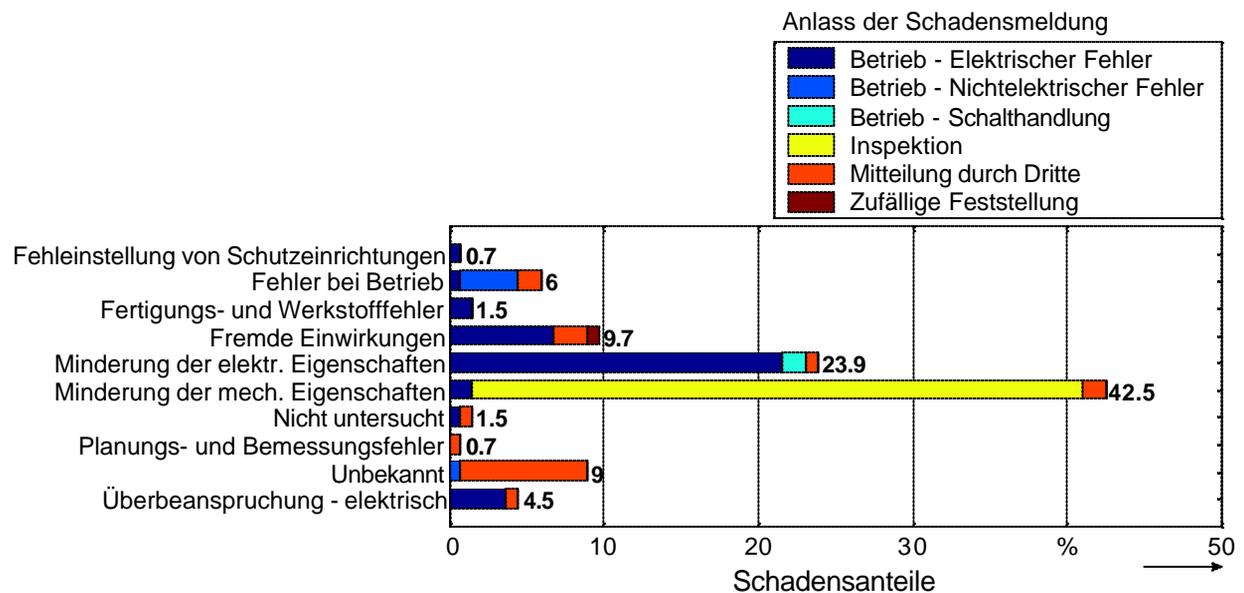


Bild 29: MS/NS-Transformatoren – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 134 Schäden

Kabelanlagen

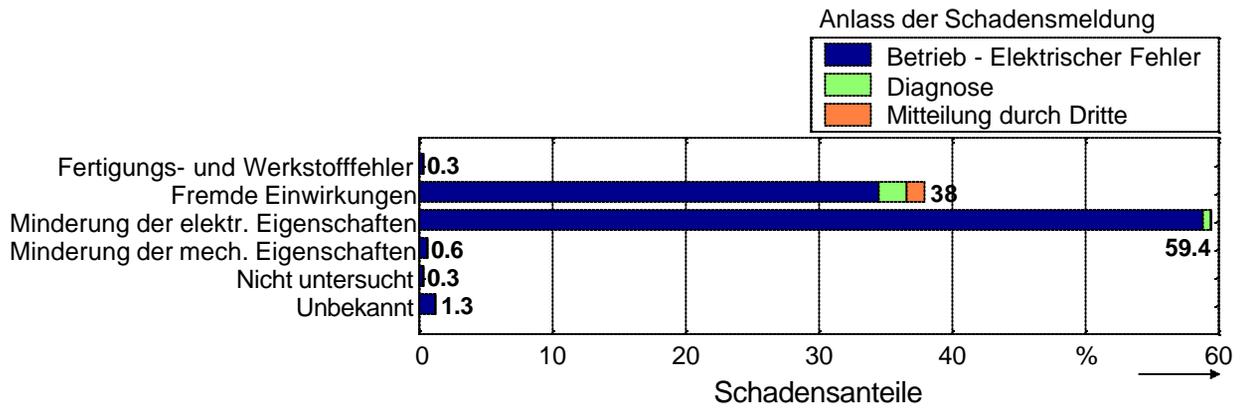


Bild 30: Papiermasse-Kabel – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 308 Schäden

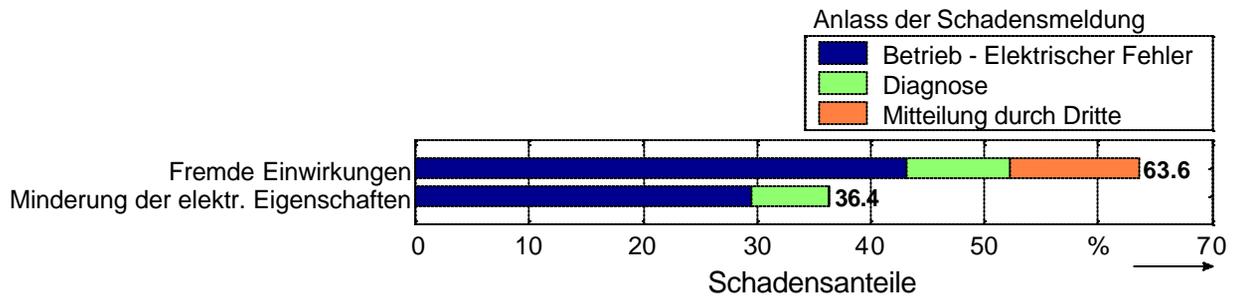


Bild 31: VPE-Kabel – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 44 Schäden

Freileitungen

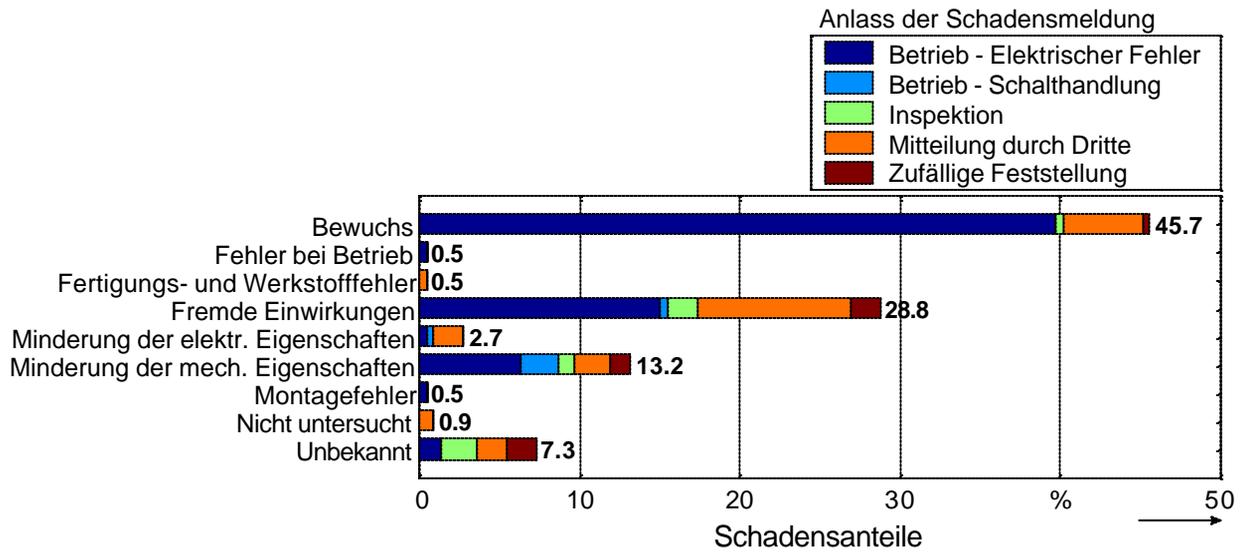


Bild 32: Freileitungen – Schadensursache und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 219 Schäden

A.6 Altersabhängige Schadensraten – Schäden mit Störung

MS-Schaltanlagen

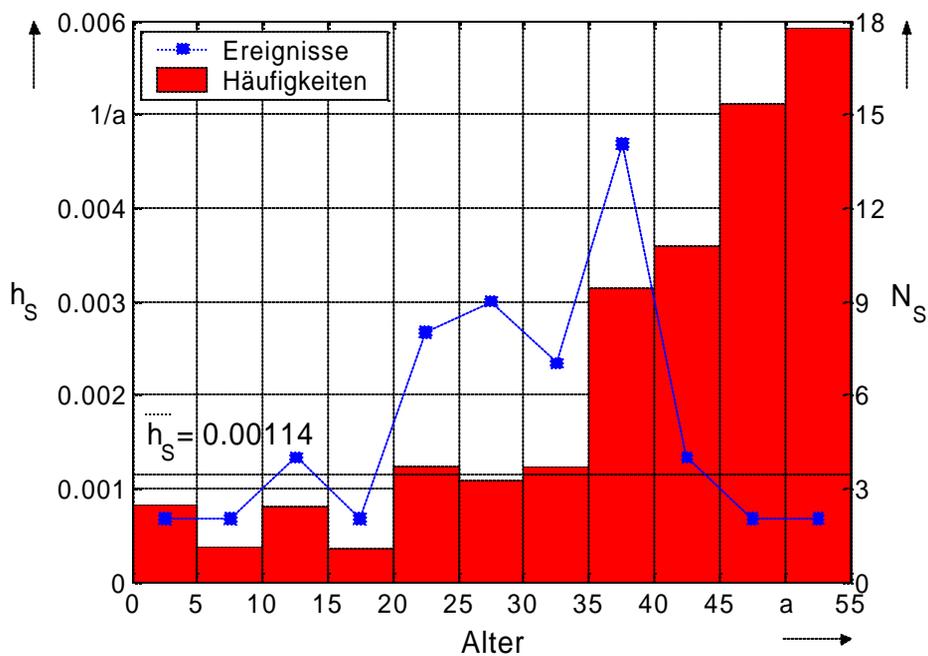


Bild 33: Leistungsschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 56 Schäden mit Störung

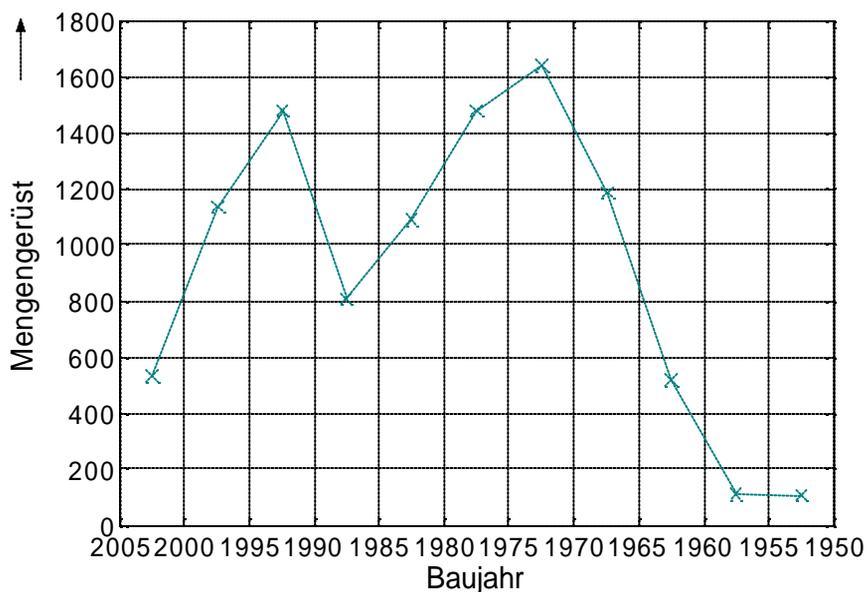


Bild 34: Leistungsschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden mit Störung, insgesamt 10088 Stück

MS-Schaltanlagen

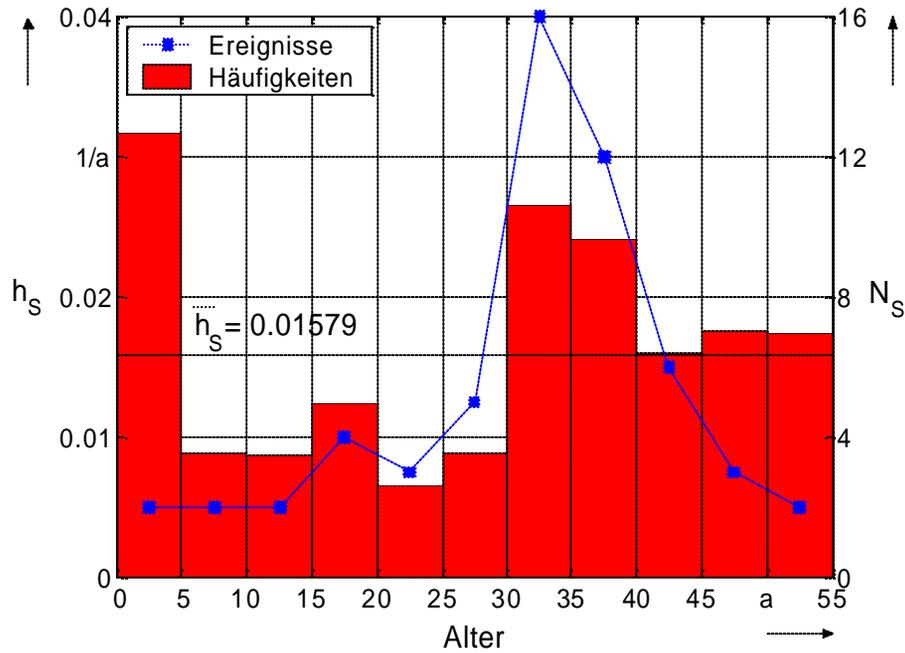


Bild 35: HS/MS-Transformatoren – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 57 Schäden mit Störung

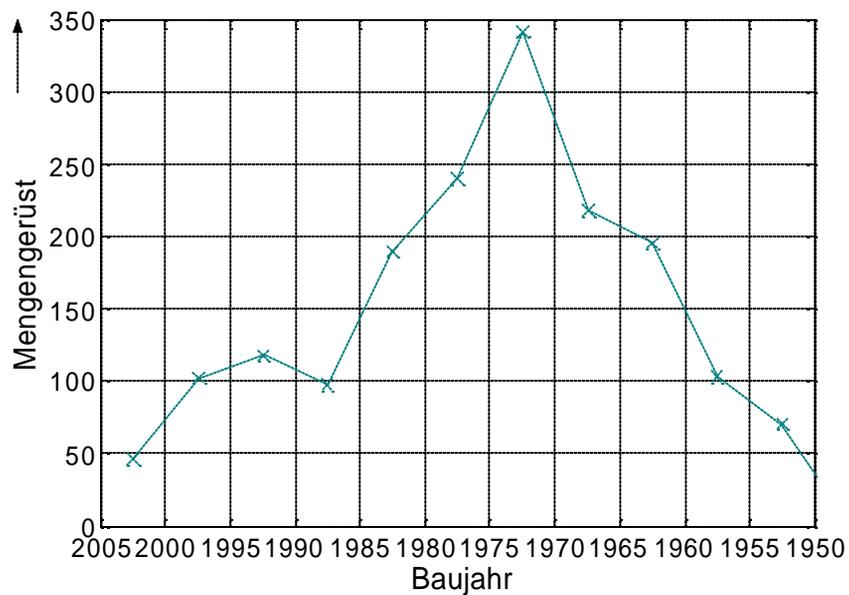


Bild 36: HS/MS-Transformatoren – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden mit Störung, insgesamt 1724 Stück

Netzstationen

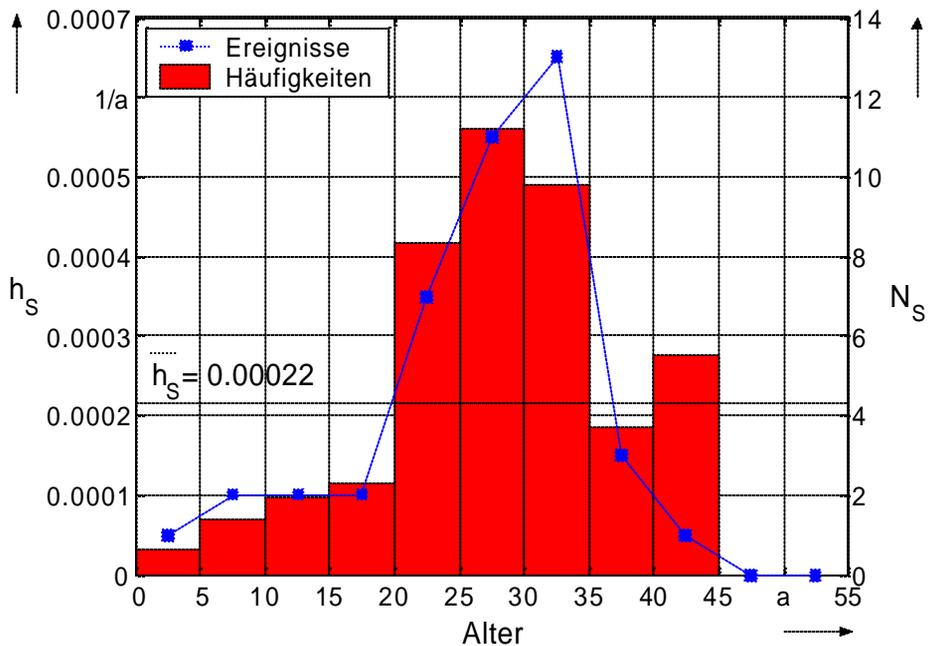


Bild 37: Lastschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 42 Schäden mit Störung

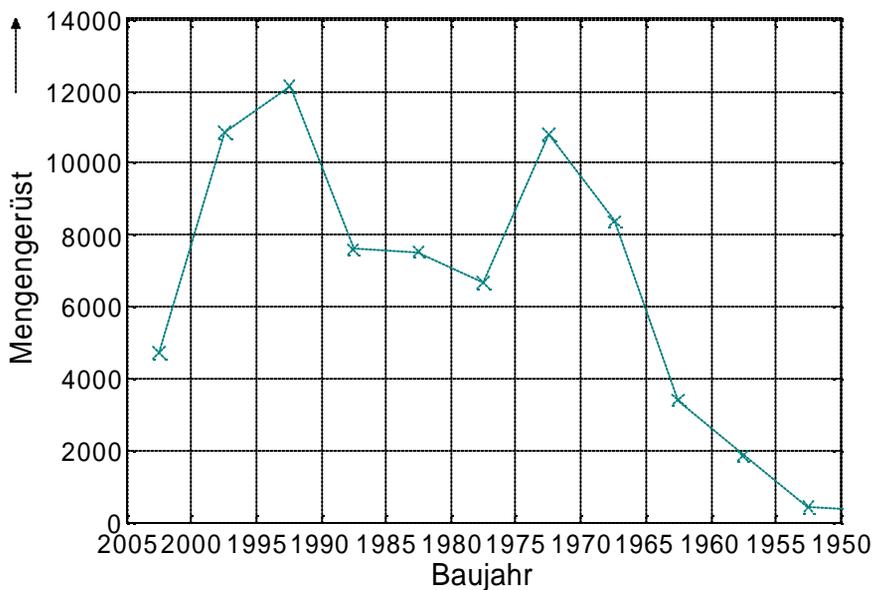


Bild 38: Lastschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden mit Störung, insgesamt 76288 Stück

Netzstationen

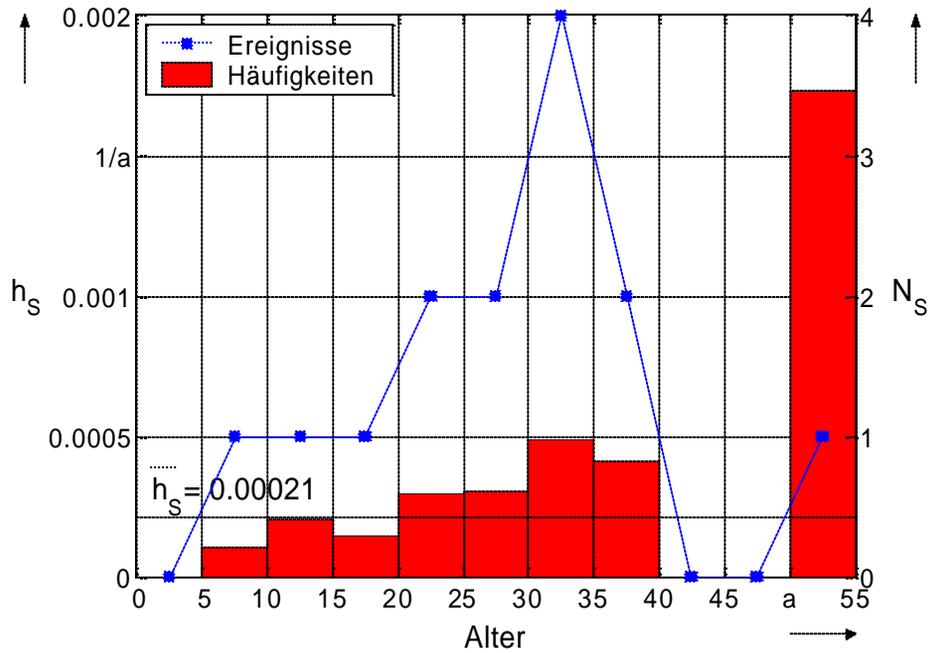


Bild 39: Gebäude/Gehäuse – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 14 Schäden mit Störung

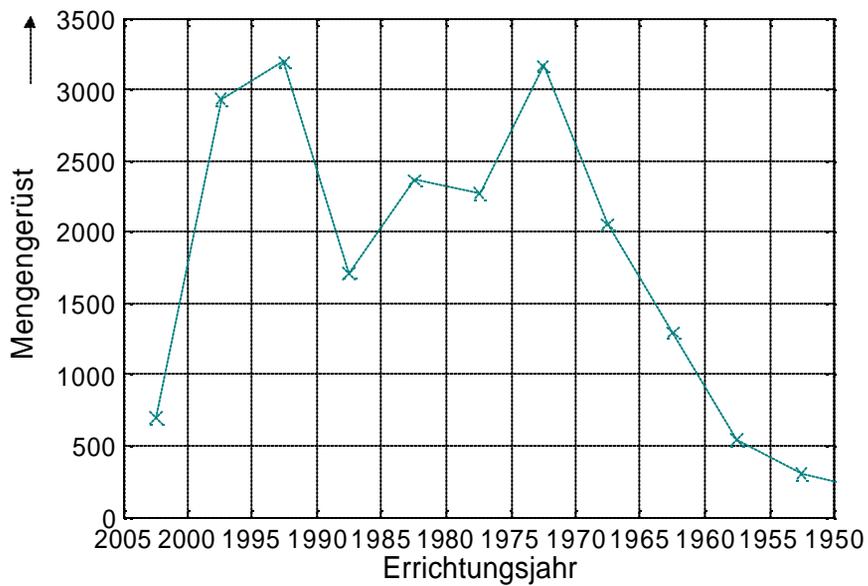


Bild 40: Gebäude/Gehäuse – Mengengerüste nach Errichtungsjahren für Schäden mit Störung, insgesamt 22087 Stück

Netzstationen

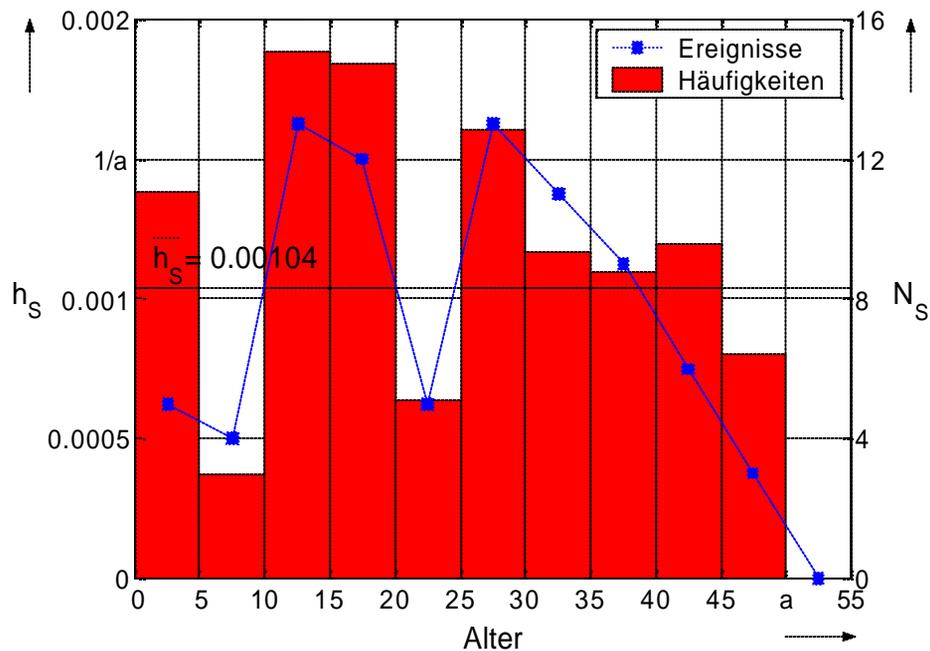


Bild 41: MS/NS-Transformatoren – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 81 Schäden mit Störung

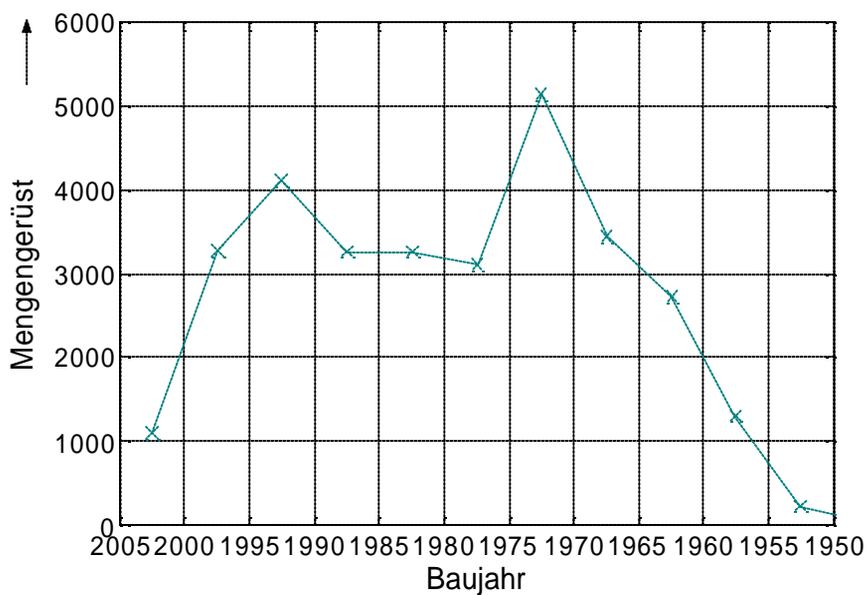


Bild 42: MS/NS-Transformatoren – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden mit Störung, insgesamt 31029 Stück

Kabelanlagen – ohne Schadensursache "Fremde Einwirkungen"

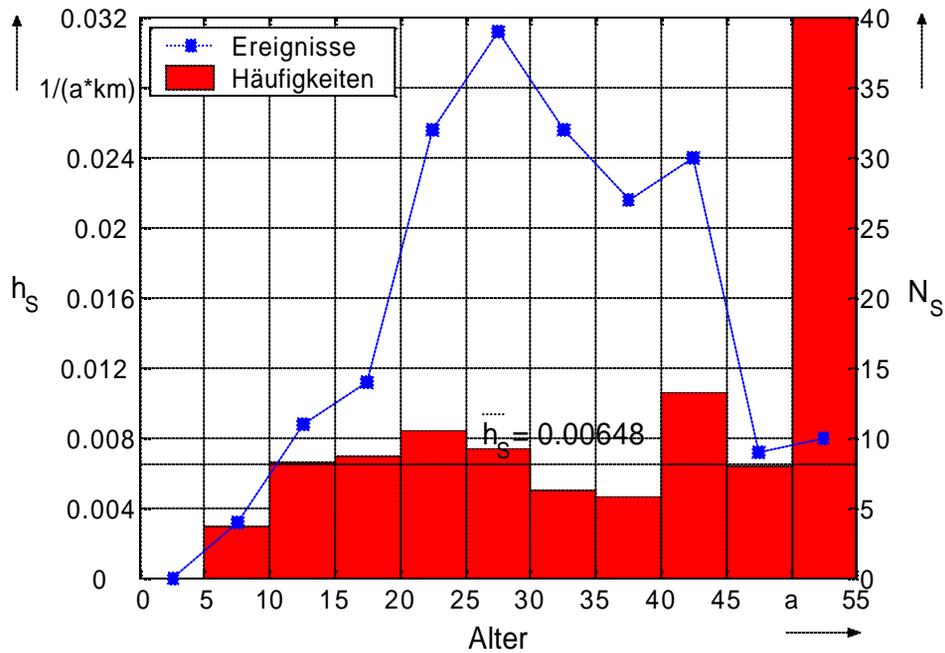


Bild 43: Papiermasse-Kabel – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 208 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen

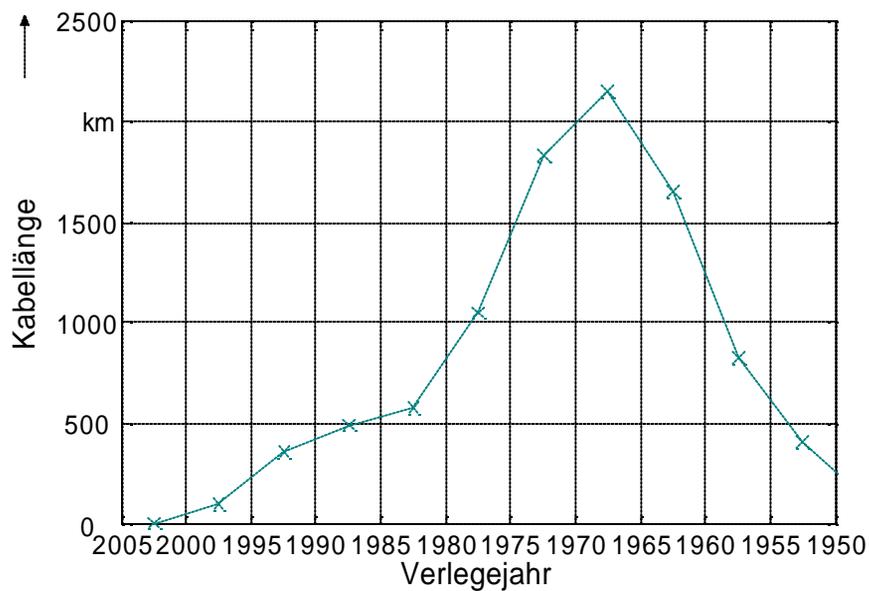


Bild 44: Papiermasse-Kabel – Länge der Kabelstrecken nach Verlegejahren für Schäden mit Störung, insgesamt 10091 km

Kabelanlagen – nur Schadensursache "Fremde Einwirkungen"

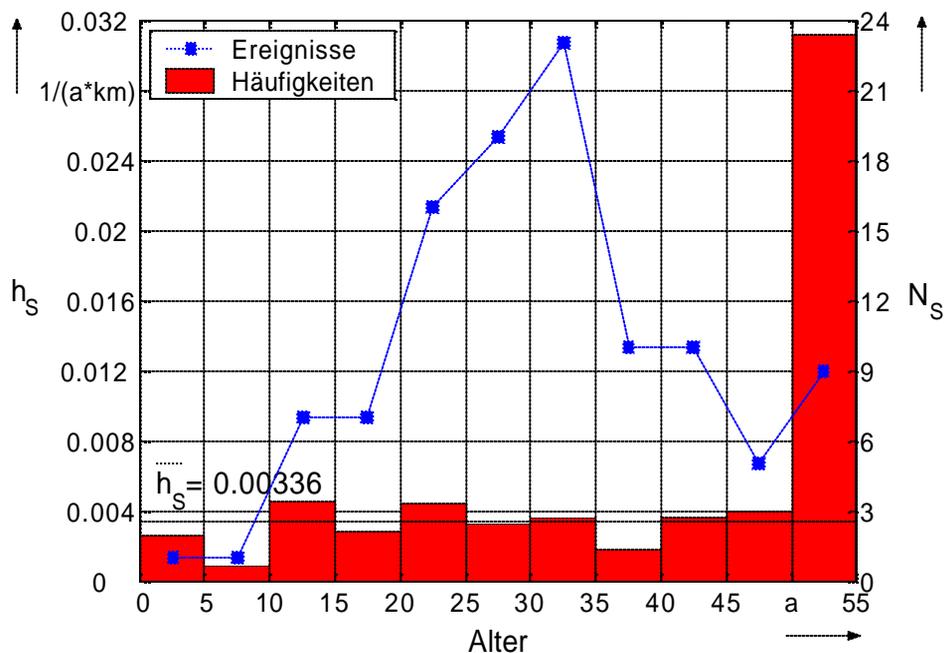


Bild 45: Papiermasse-Kabel – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 108 Schäden mit Störung, nur fremde Einwirkungen

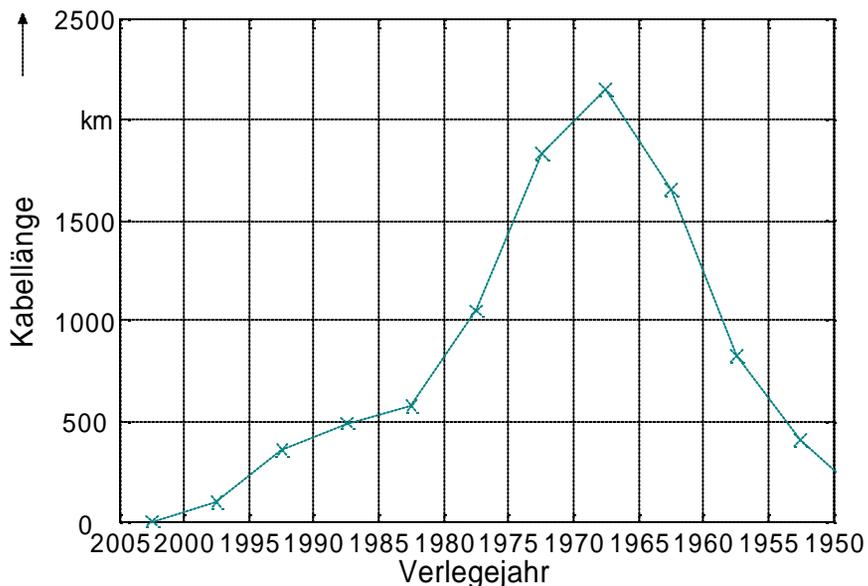


Bild 46: Papiermasse-Kabel – Länge der Kabelstrecken nach Verlegejahren für Schäden mit Störung, insgesamt 10091 km

Kabelanlagen – ohne Schadensursache "Fremde Einwirkungen"

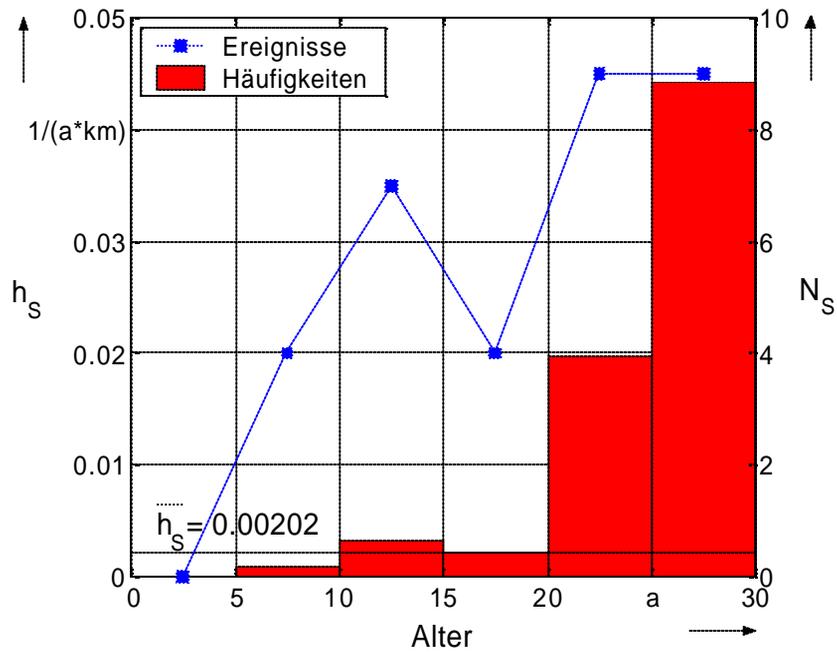


Bild 47: VPE-Kabel – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 33 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen

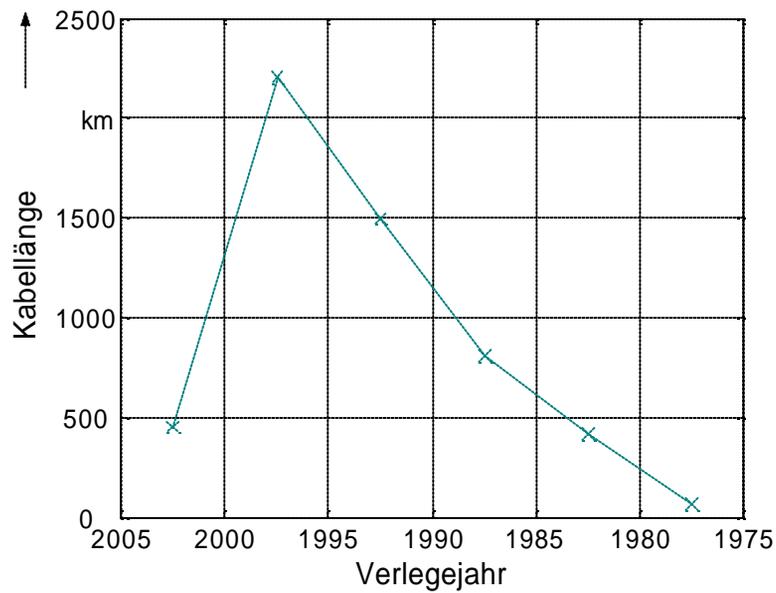


Bild 48: VPE-Kabel – Länge der Kabelstrecken nach Verlegejahren für Schäden mit Störung, insgesamt 5443 km

Kabelanlagen – nur Schadensursache "Fremde Einwirkungen"

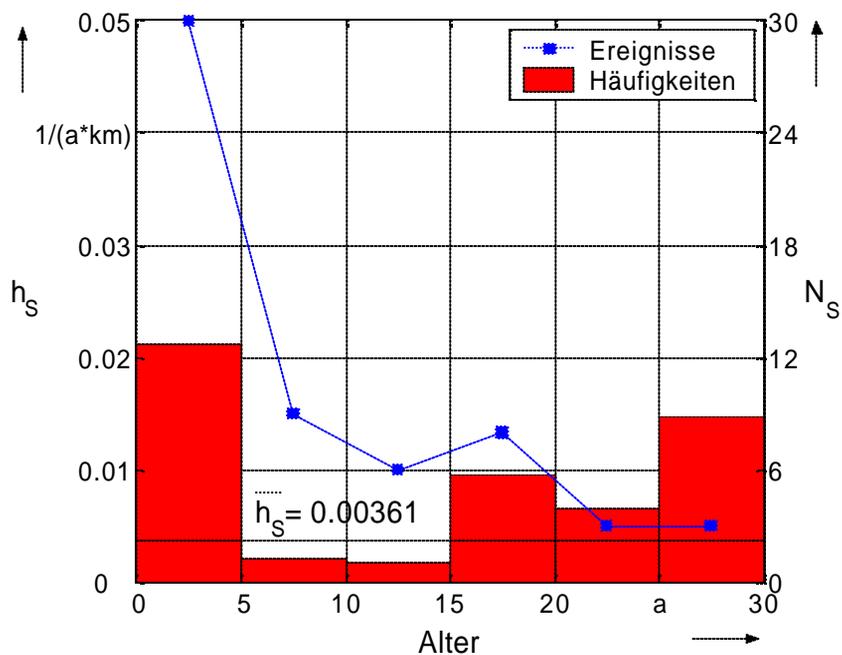


Bild 49: VPE-Kabel – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 59 Schäden mit Störung, nur fremde Einwirkungen

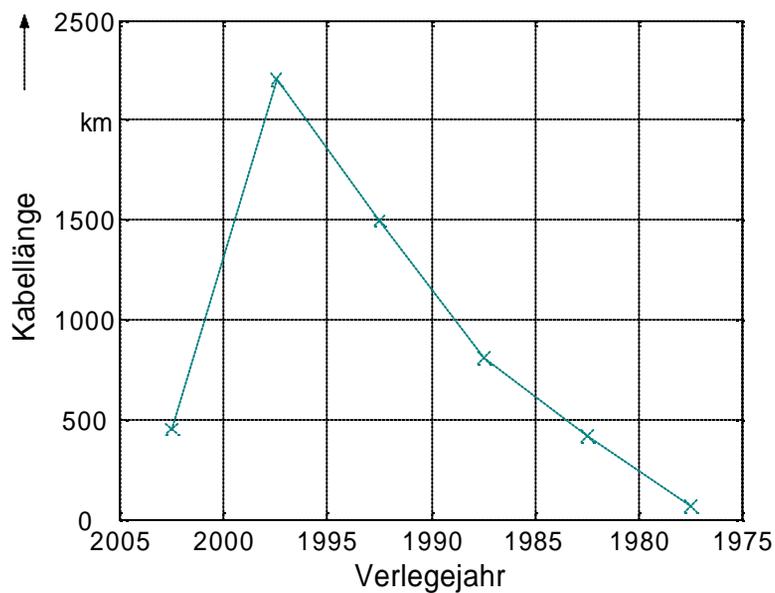


Bild 50: VPE-Kabel – Länge der Kabelstrecken nach Verlegejahren für Schäden mit Störung, insgesamt 5443 km

Freileitungen

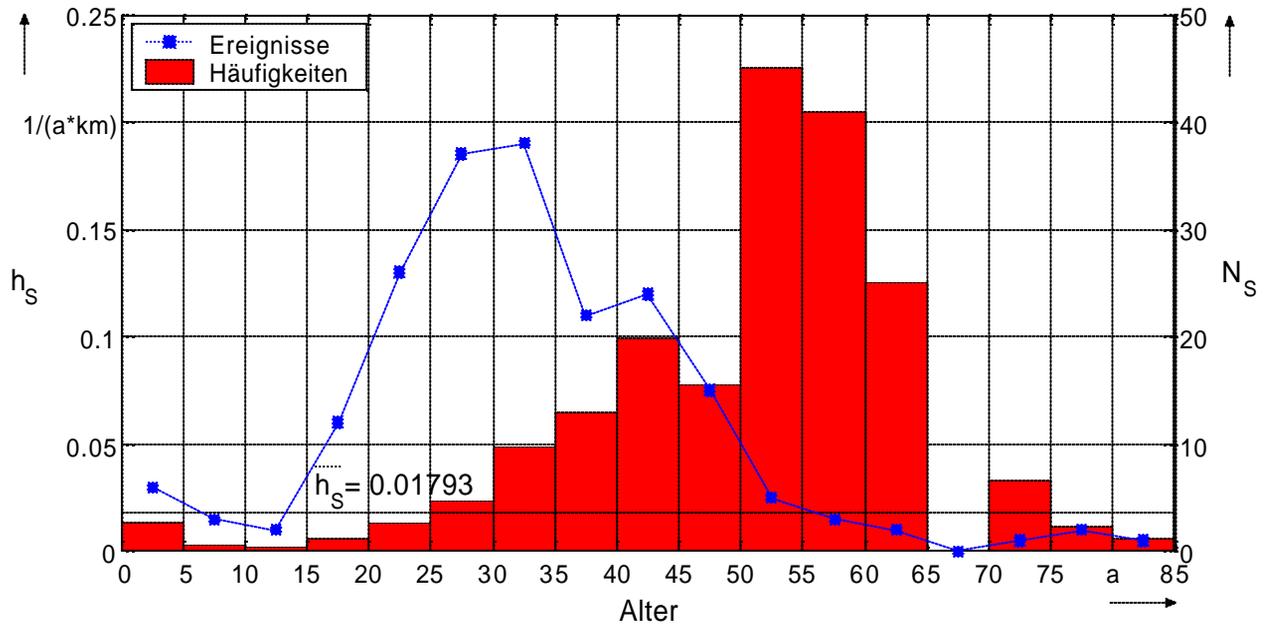


Bild 51: Freileitungen – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 199 Schäden mit Störung

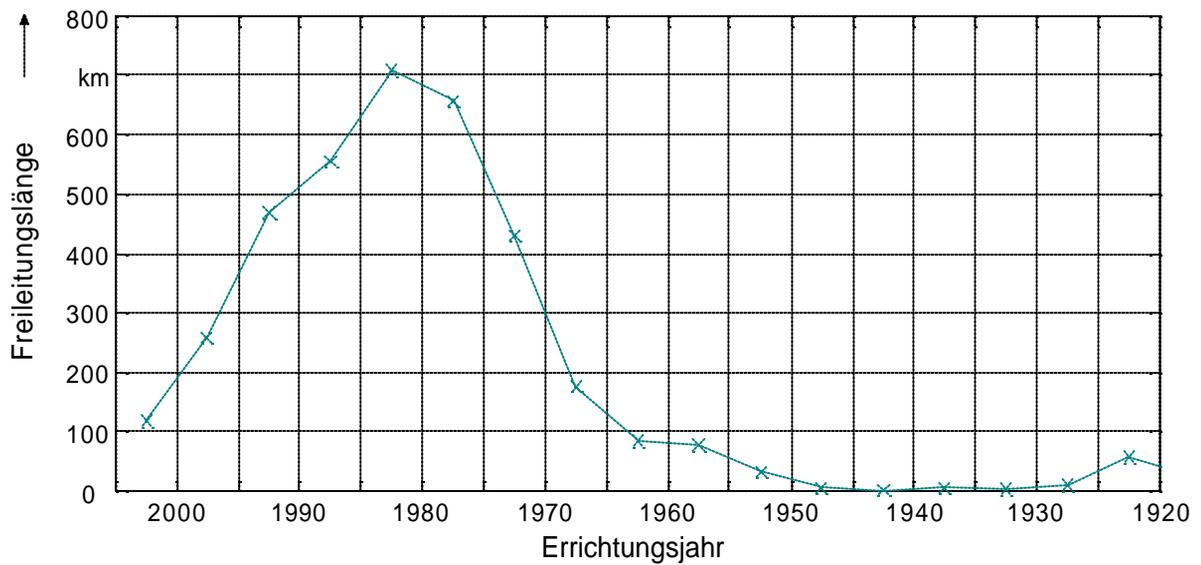


Bild 52: Freileitungen – Länge der Freileitungen nach Errichtungsjahren für Schäden mit Störung, insgesamt 3700 km

A.7 Altersabhängige Schadensraten – Schäden ohne Störung

MS-Schaltanlagen

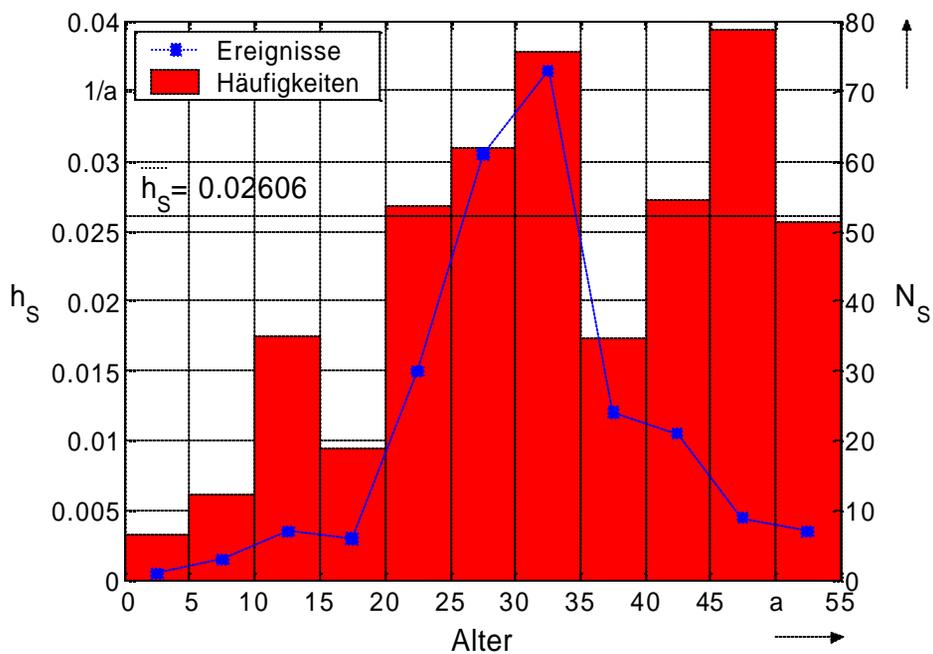


Bild 53: Leistungsschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 242 Schäden ohne Störung

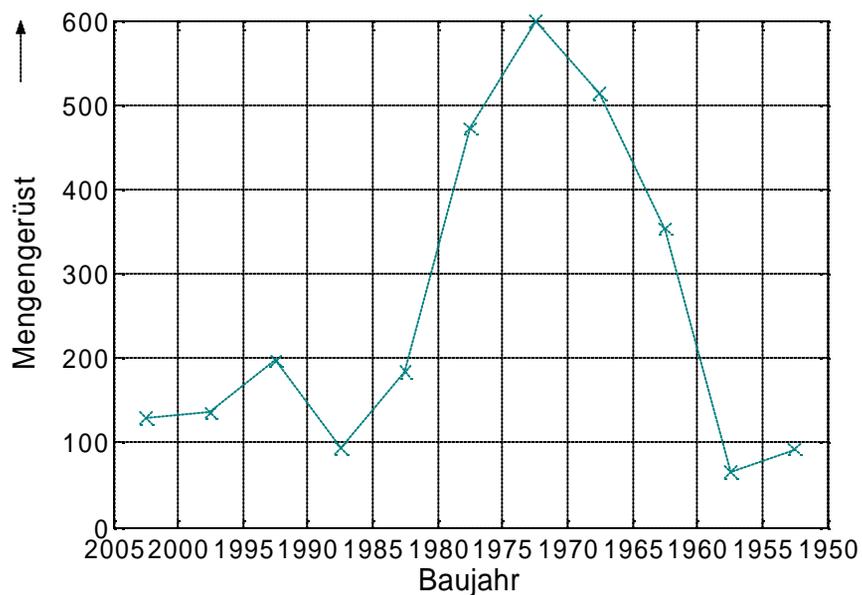


Bild 54: Leistungsschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 2834 Stück

MS-Schaltanlagen

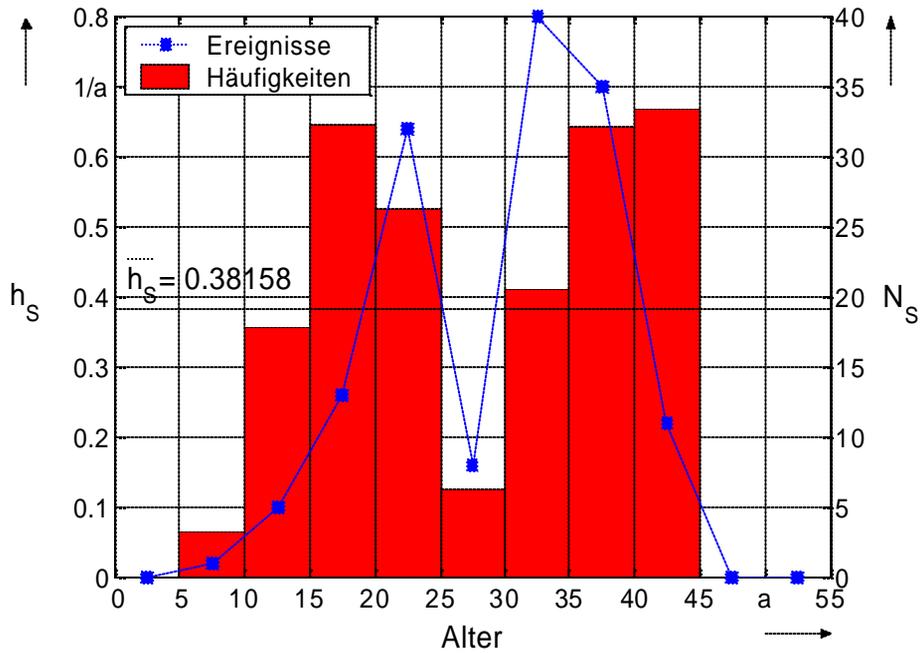


Bild 55: HS/MS-Transformatoren – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 145 Schäden ohne Störung

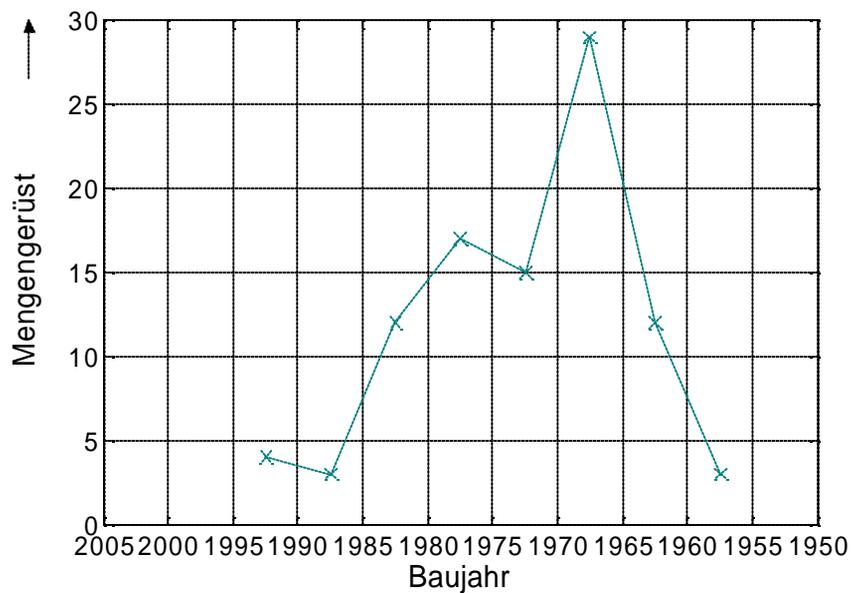


Bild 56: HS/MS-Transformatoren – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 95 Stück

MS-Schaltanlagen

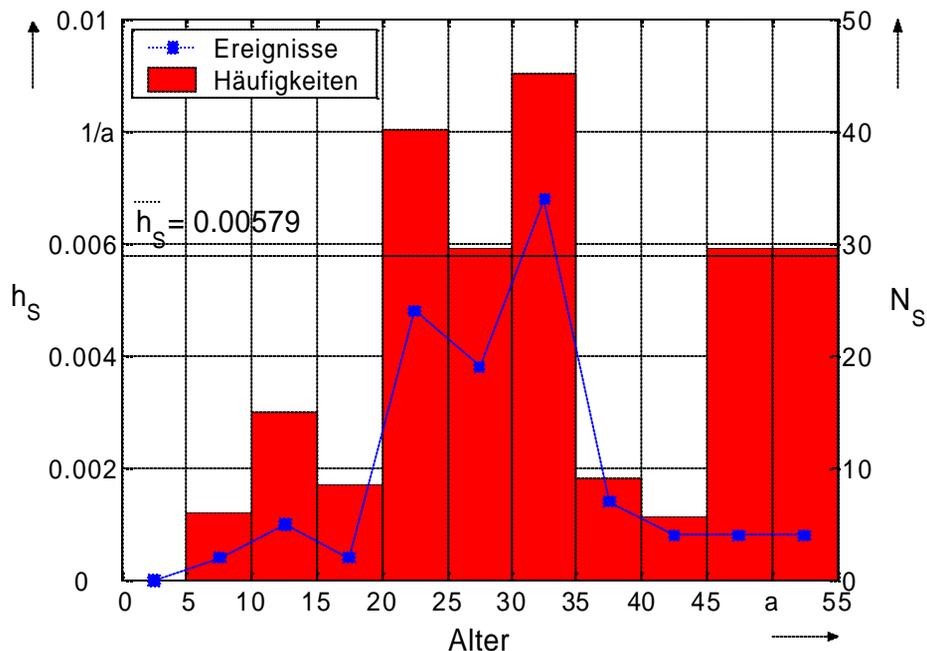


Bild 57: Trennschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 105 Schäden ohne Störung

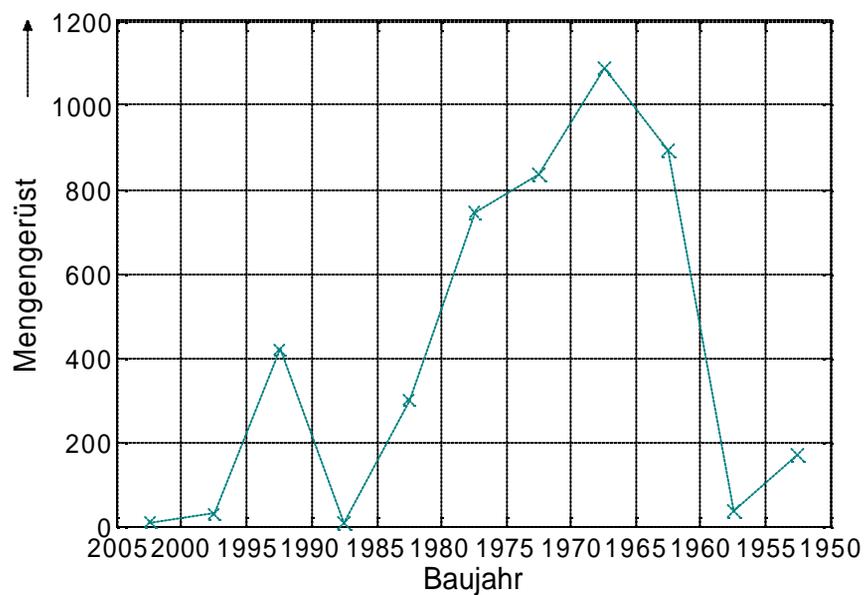


Bild 58: Trennschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 4531 Stück

Netzstationen

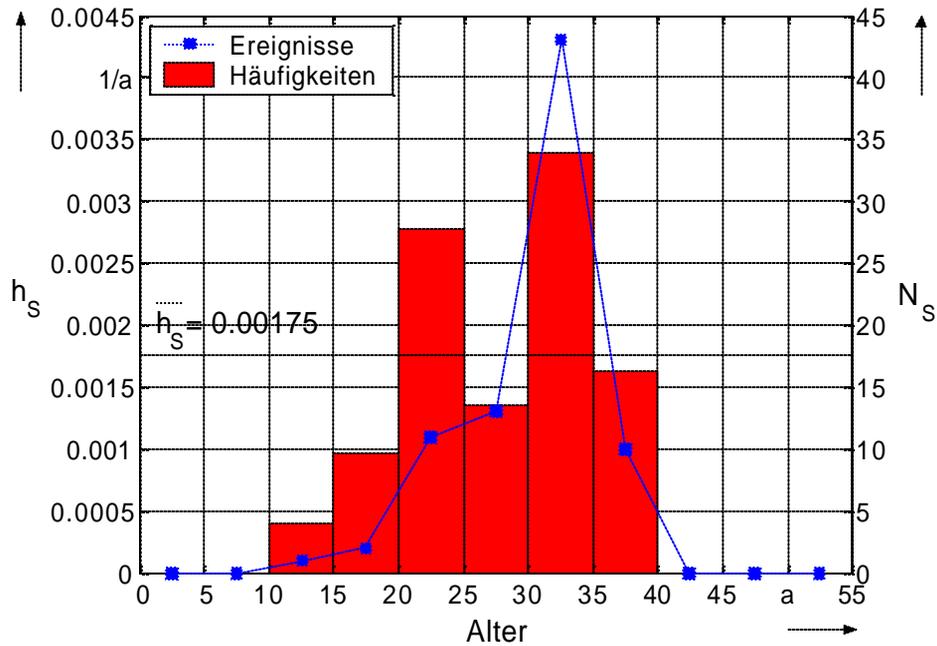


Bild 59: Lastschalter – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 80 Schäden ohne Störung

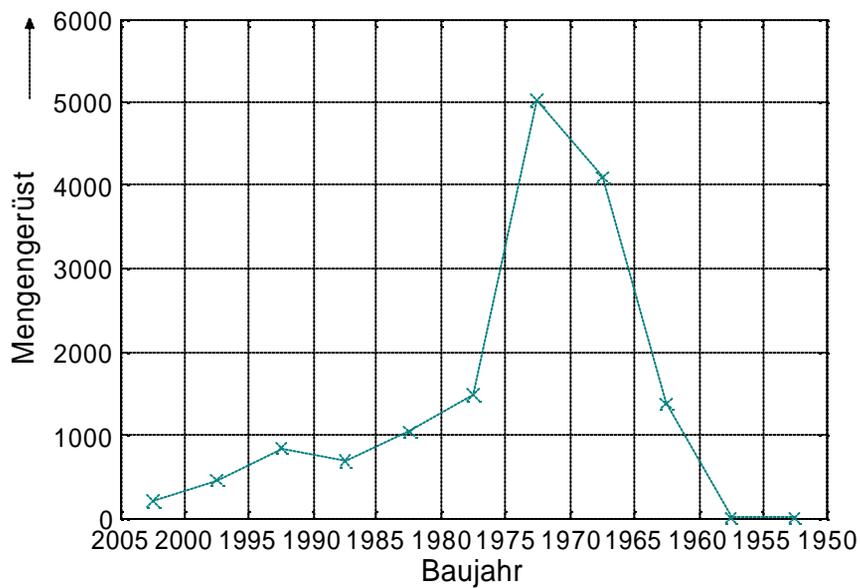


Bild 60: Lastschalter – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 15214 Stück

Netzstationen

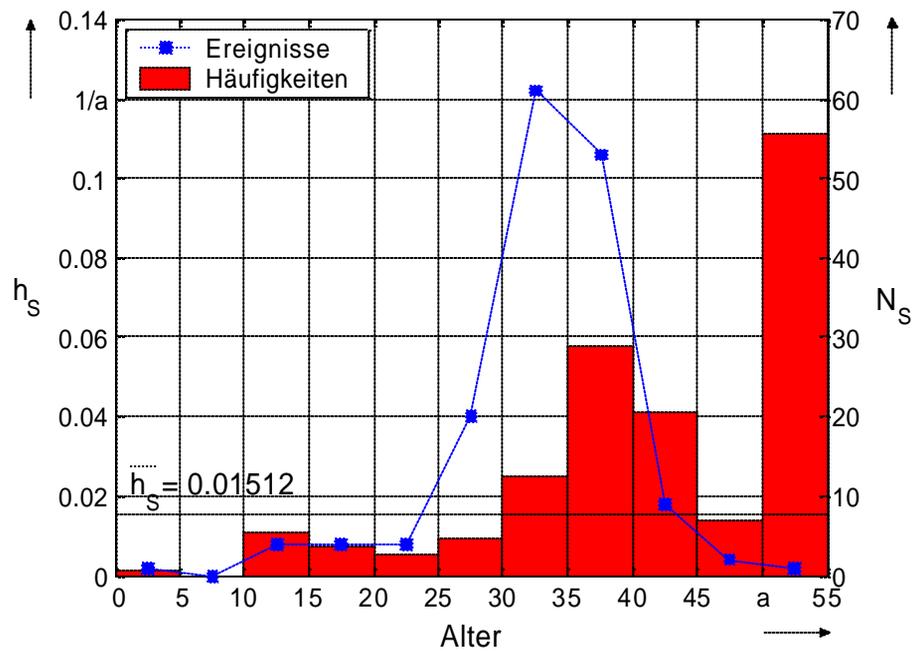


Bild 61: Gebäude/Gehäuse – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 159 Schäden ohne Störung

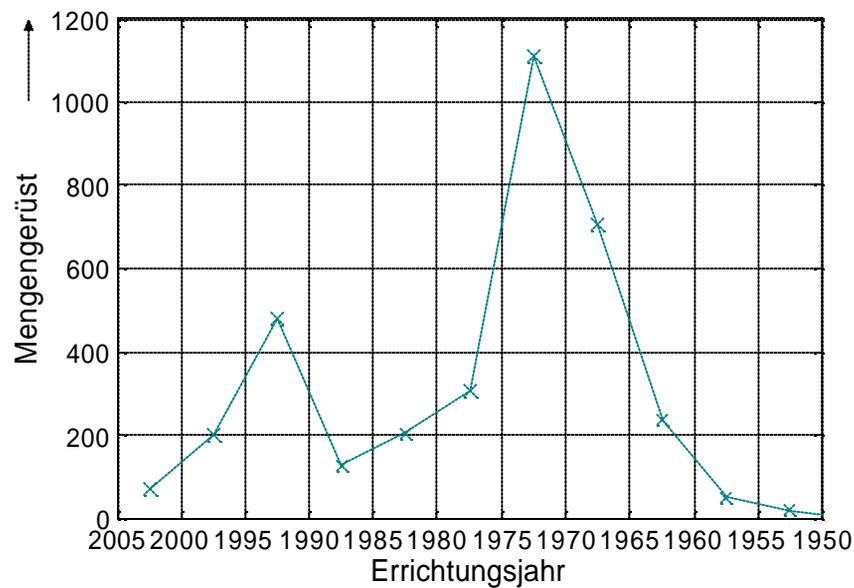


Bild 62: Gebäude/Gehäuse – Mengengerüste nach Errichtungsjahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 3506 Stück

Netzstationen

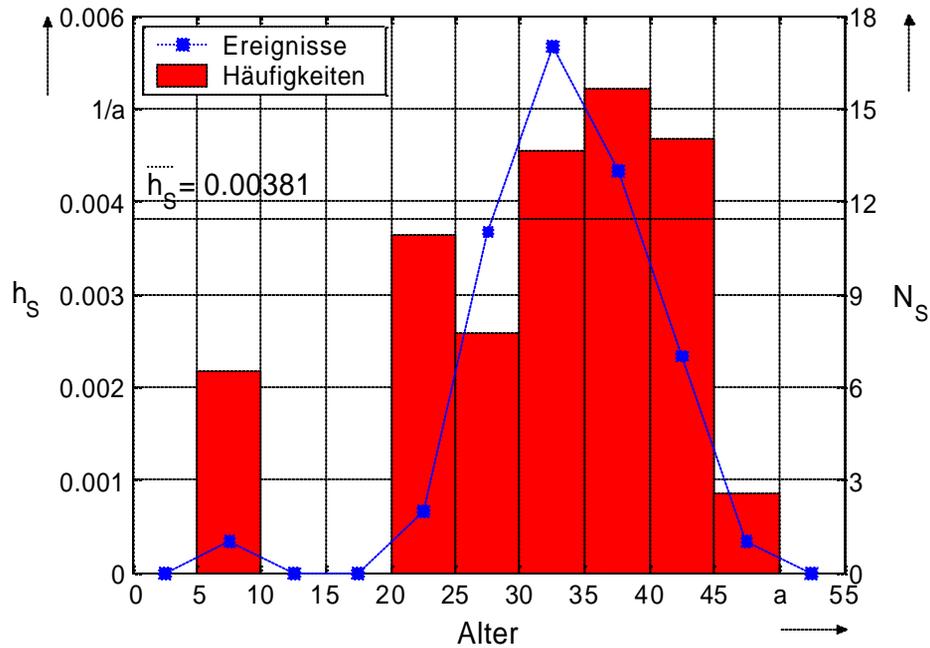


Bild 63: MS/NS-Transformatoren – altersabhängige Schadensrate und Anzahl der Ereignisse, insgesamt 52 Schäden ohne Störung

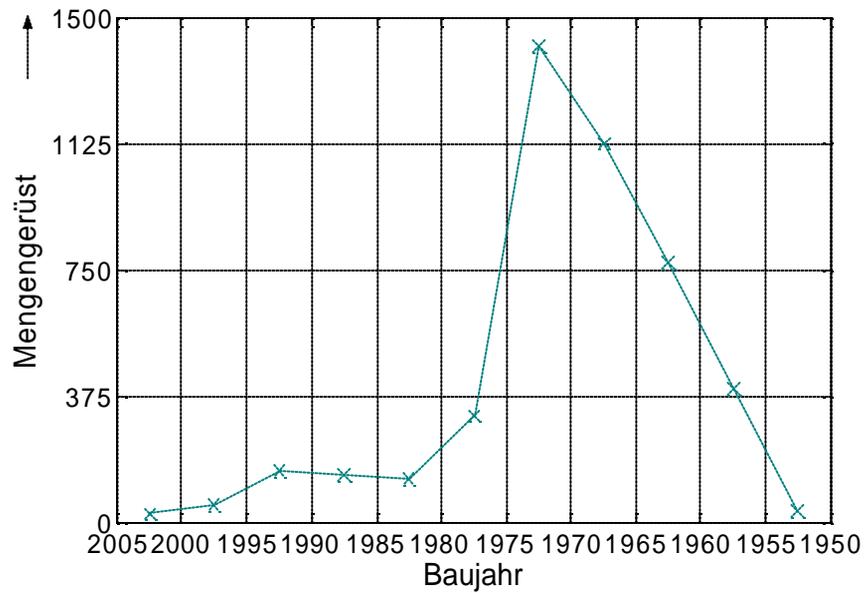


Bild 64: MS/NS-Transformatoren – Mengengerüste nach Baujahren für Schäden ohne Störung, insgesamt 4546 Stück

A.8 Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen – Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

MS-Schaltanlagen

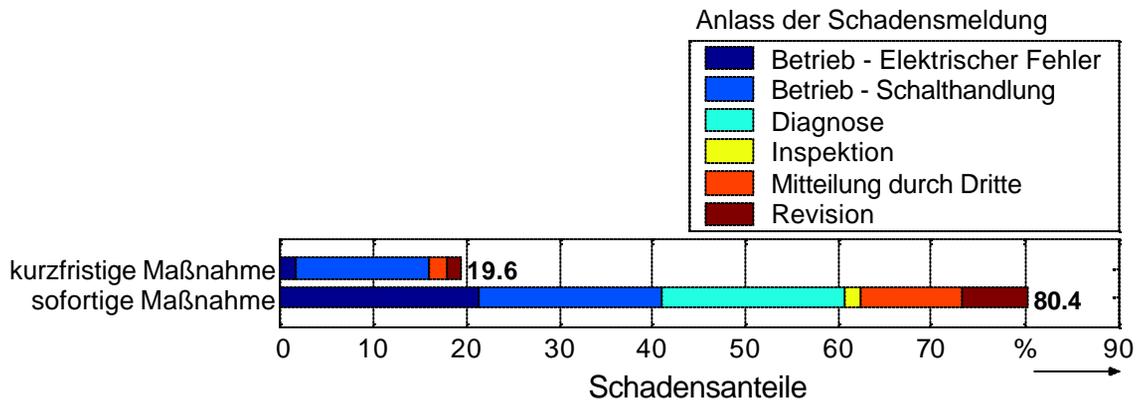


Bild 65: Leistungsschalter – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 56 Schäden mit Störung

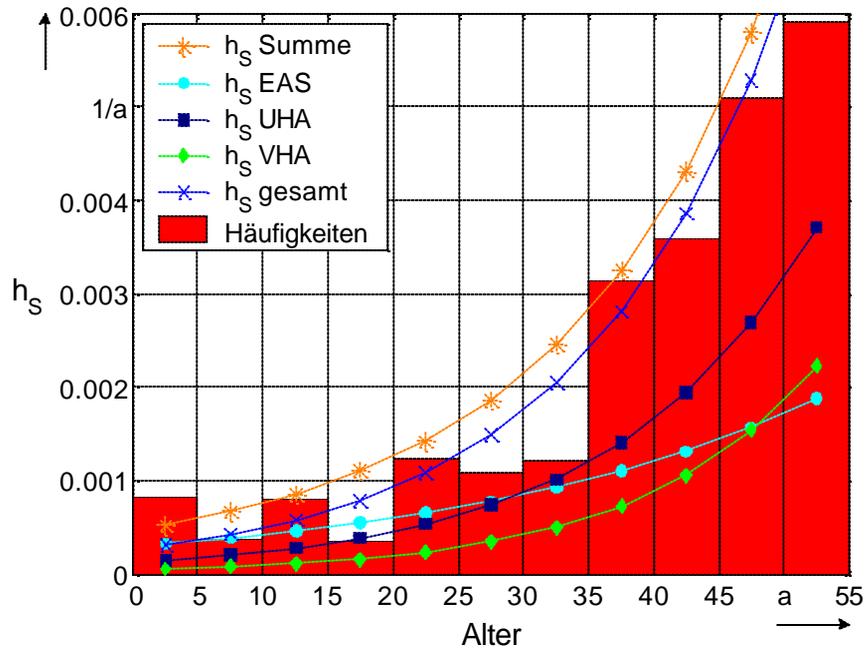


Bild 66: Leistungsschalter – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

MS-Schaltanlagen

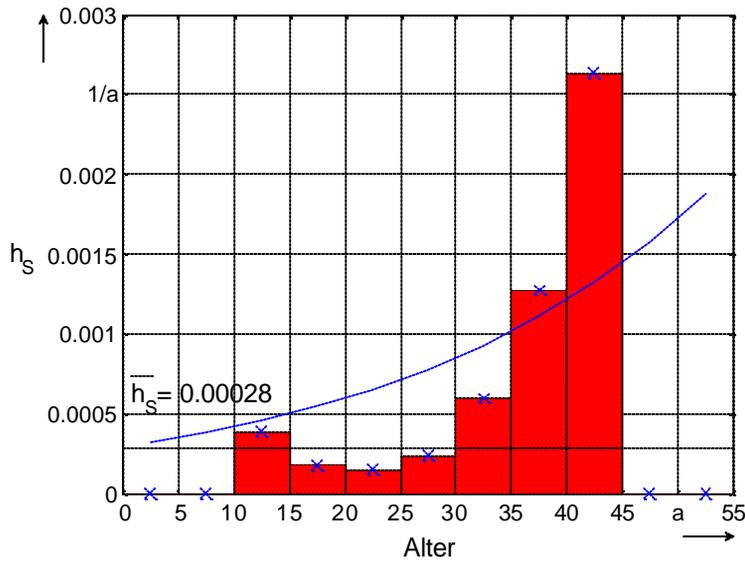


Bild 67: Leistungsschalter – Anpassung für Ausfallmodell EAS, insgesamt 14 Schäden mit Störung

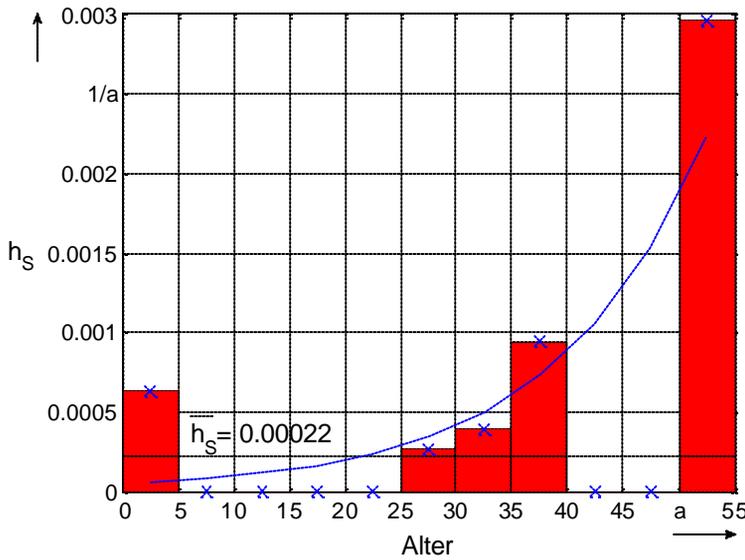


Bild 68: Leistungsschalter – Anpassung für Ausfallmodell UHA, insgesamt 31 Schäden mit Störung

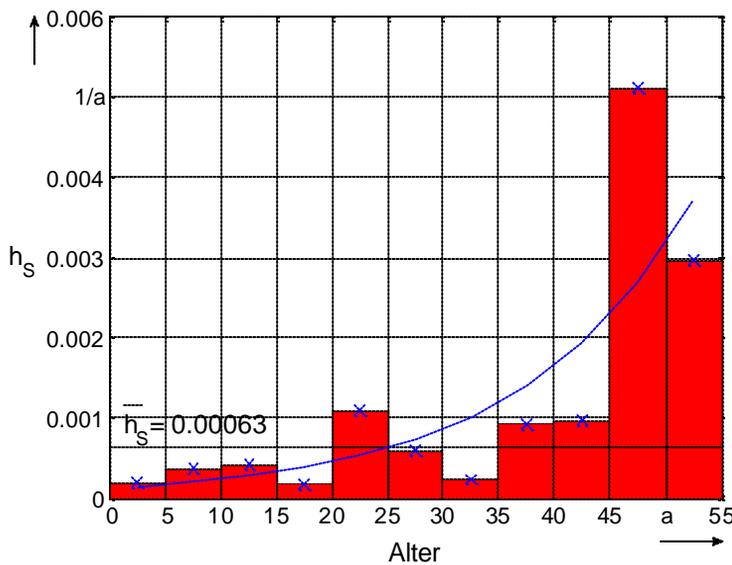


Bild 69: Leistungsschalter – Anpassung für Ausfallmodell VHA, insgesamt 11 Schäden mit Störung

MS-Schaltanlagen

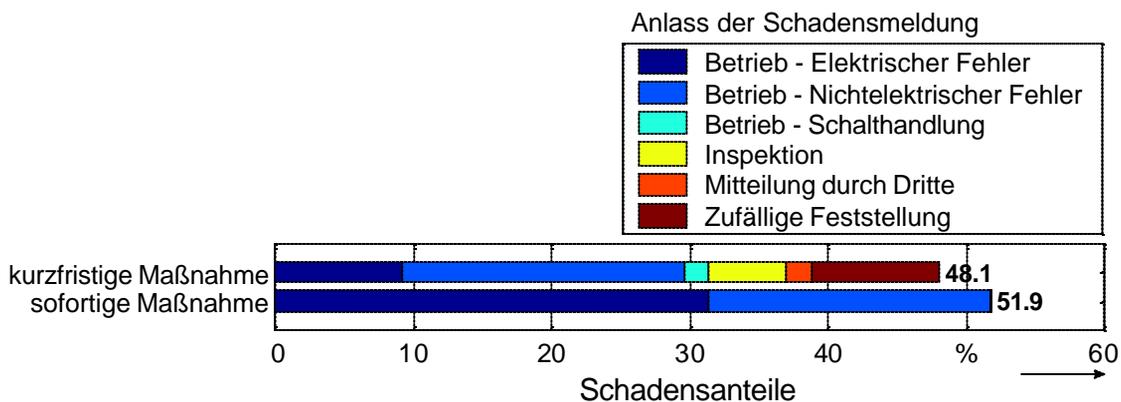


Bild 70: HS/MS-Transformator – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 54 Schäden mit Störung

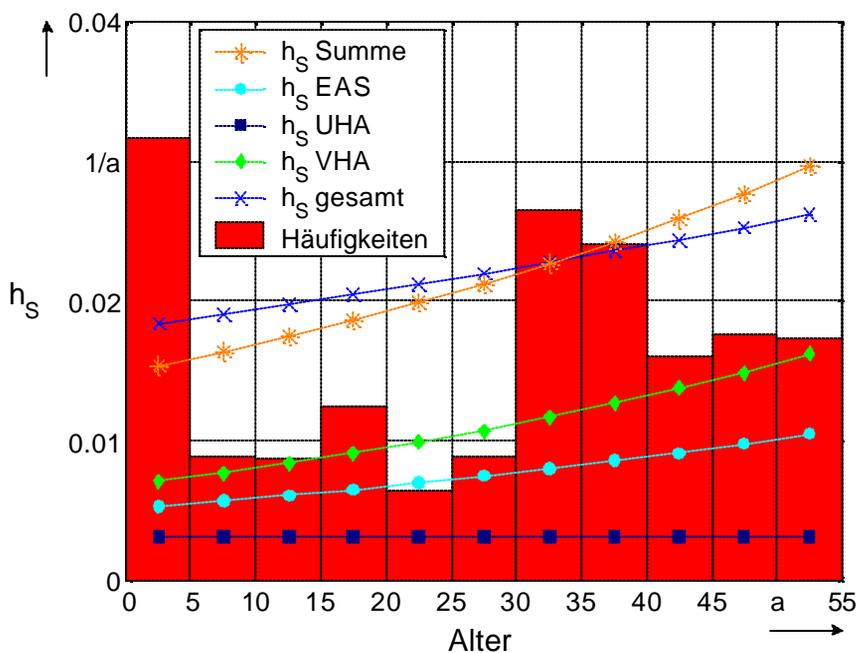


Bild 71: HS/MS-Transformator – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

MS-Schaltanlagen

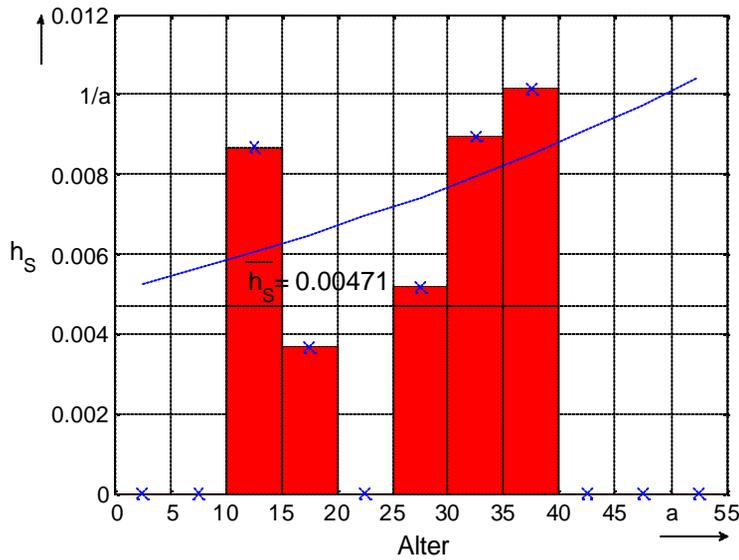


Bild 72: HS/MS-Transformator – Anpassung für Ausfallmodell EAS, insgesamt 17 Schäden mit Störung

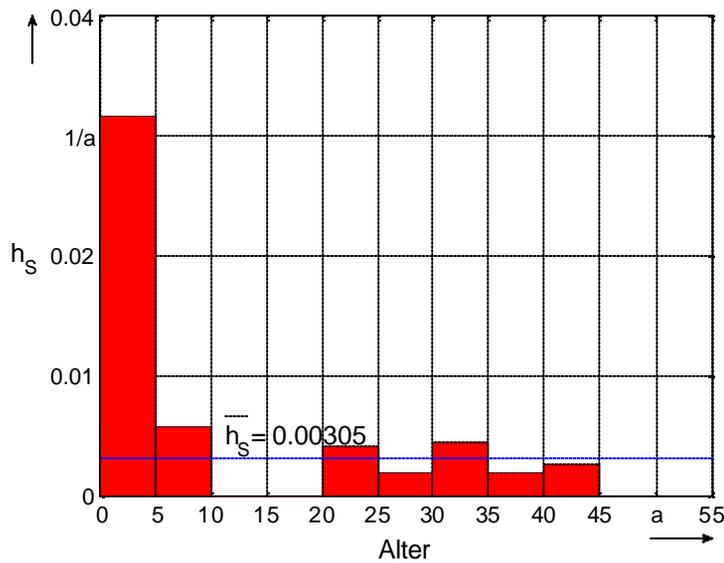


Bild 73: HS/MS-Transformator – Anpassung für Ausfallmodell UHA, insgesamt 11 Schäden mit Störung

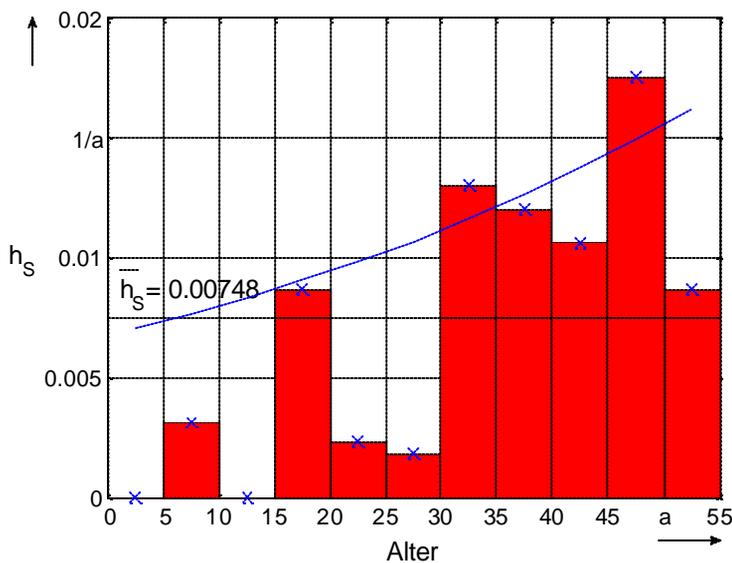


Bild 74: HS/MS-Transformator – Anpassung für Ausfallmodell VHA, insgesamt 26 Schäden mit Störung

Netzstationen

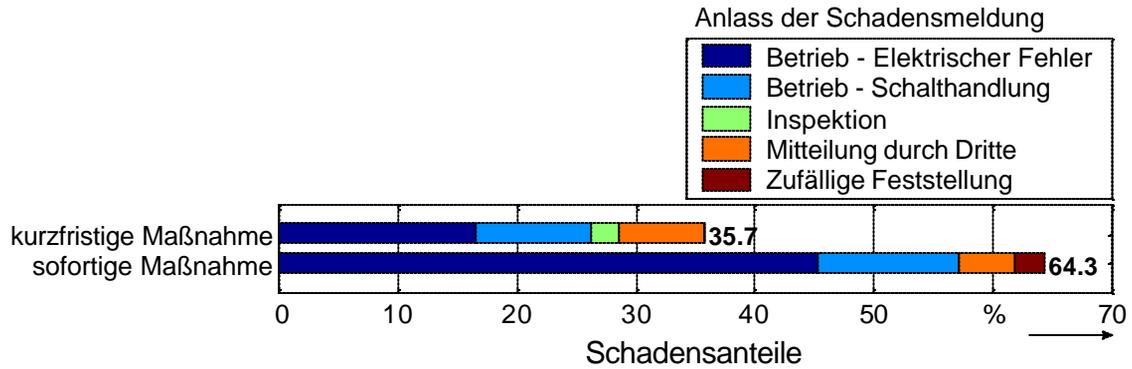


Bild 75: Lastschalter – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 42 Schäden mit Störung

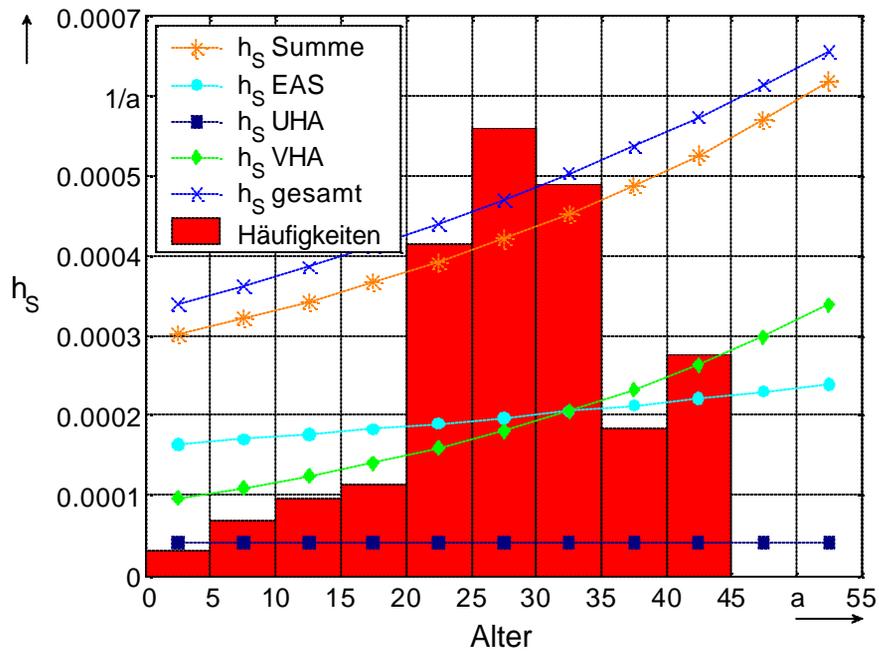


Bild 76: Lastschalter – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

Netzstationen

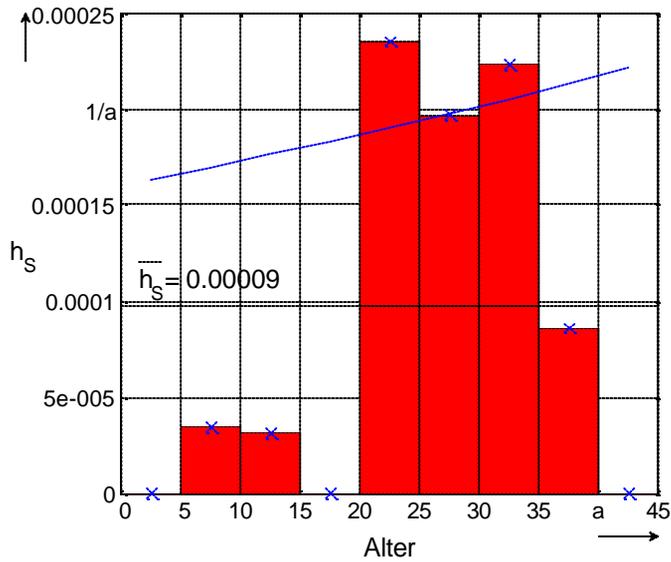


Bild 77: Lastschalter – Anpassung für Ausfallmodell EAS, insgesamt 19 Schäden mit Störung

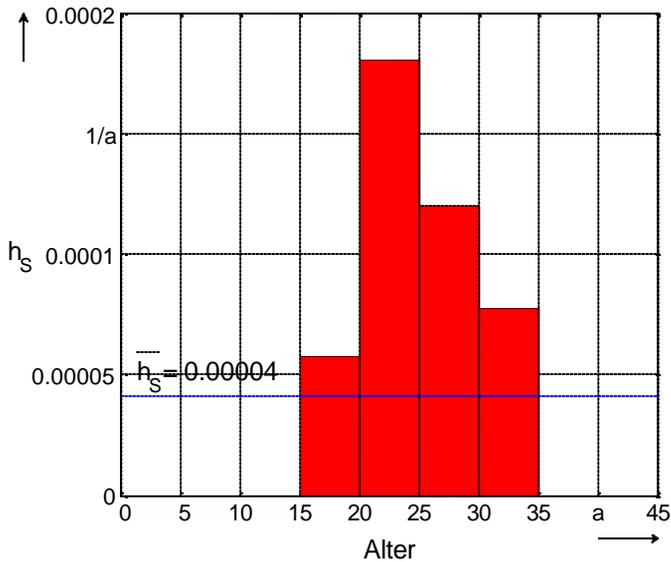


Bild 78: Lastschalter – Anpassung für Ausfallmodell UAH, insgesamt 8 Schäden mit Störung

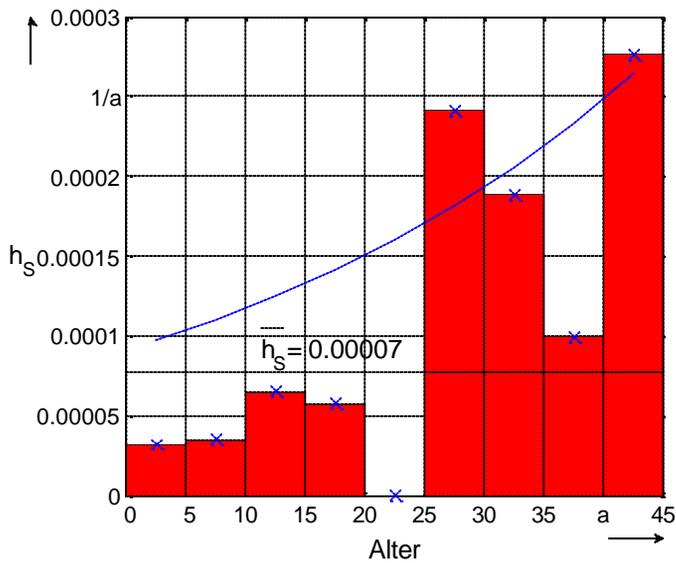


Bild 79: Lastschalter – Anpassung für Ausfallmodell VHA, insgesamt 15 Schäden mit Störung

Netzstationen

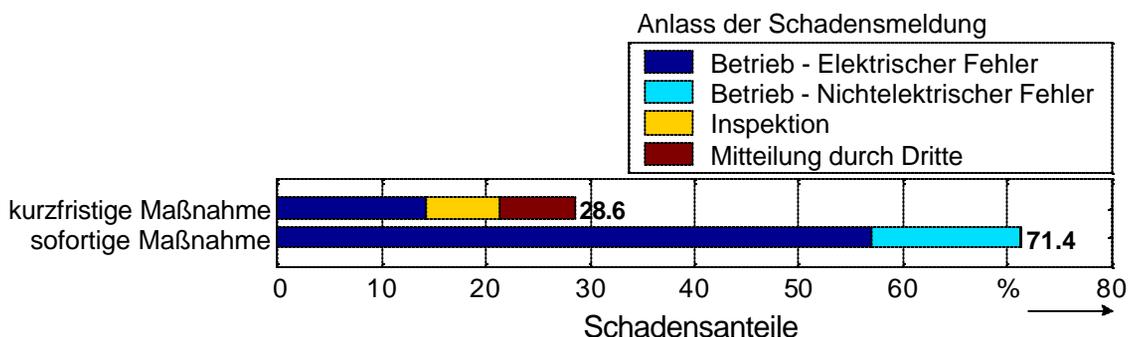


Bild 80: Gebäude/Gehäuse – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 14 Schäden mit Störung

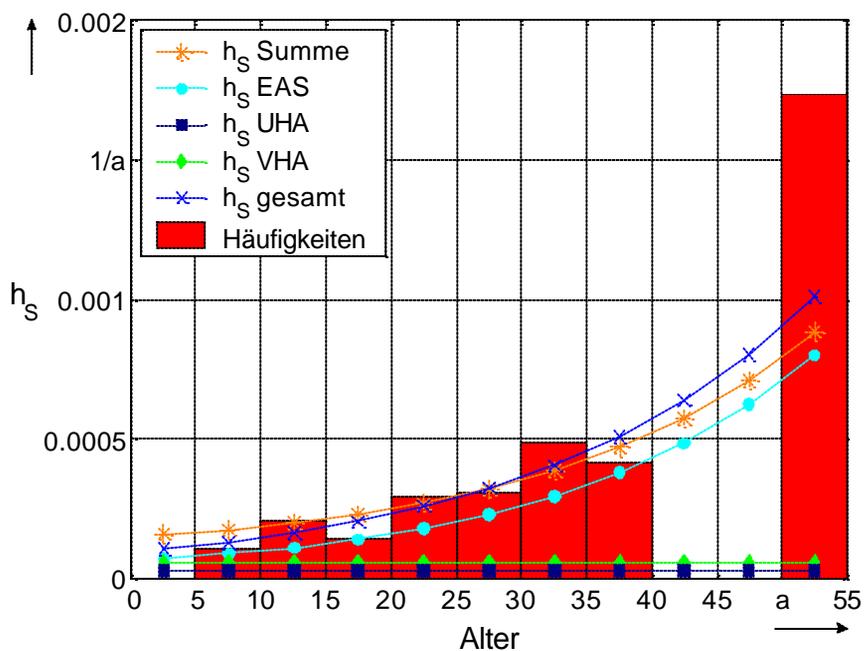


Bild 81: Gebäude/Gehäuse – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

Netzstationen

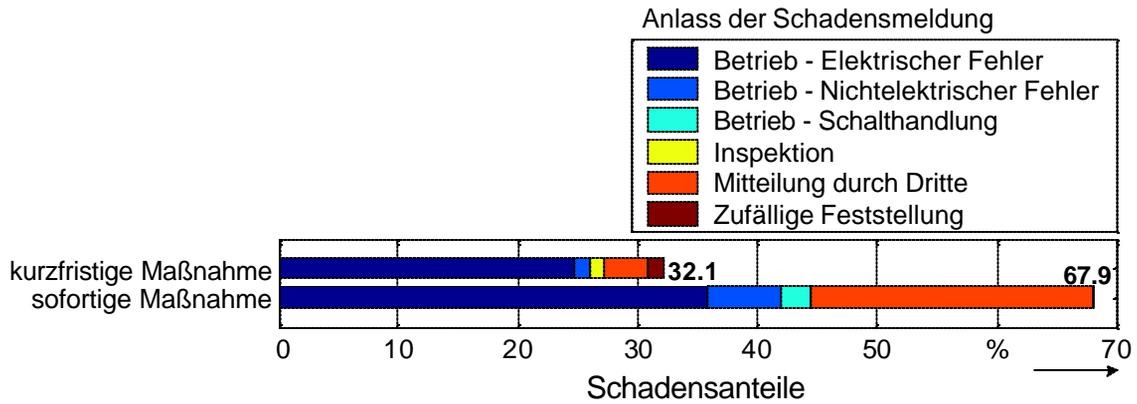


Bild 82: MS/NS-Transformator – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 81 Schäden mit Störung

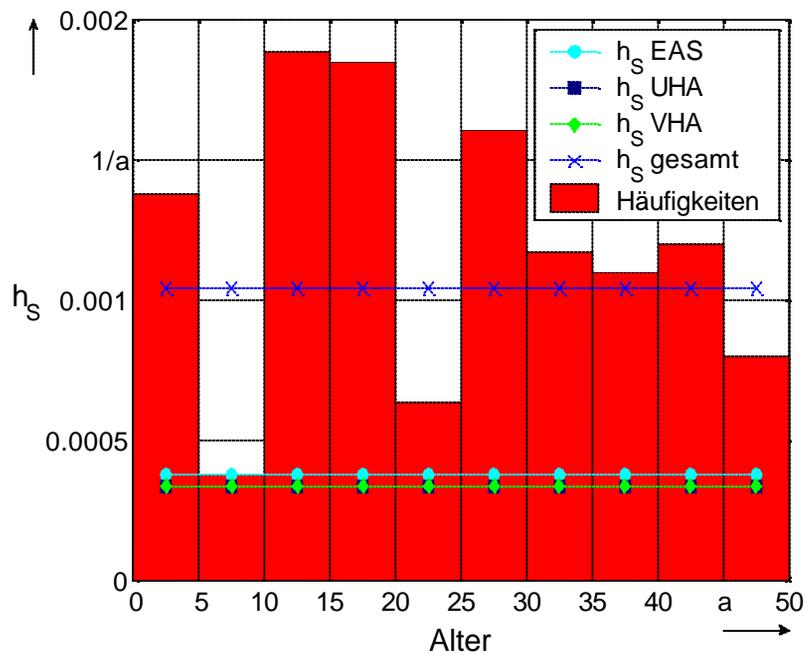


Bild 83: MS/NS-Transformator – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

Kabelanlagen

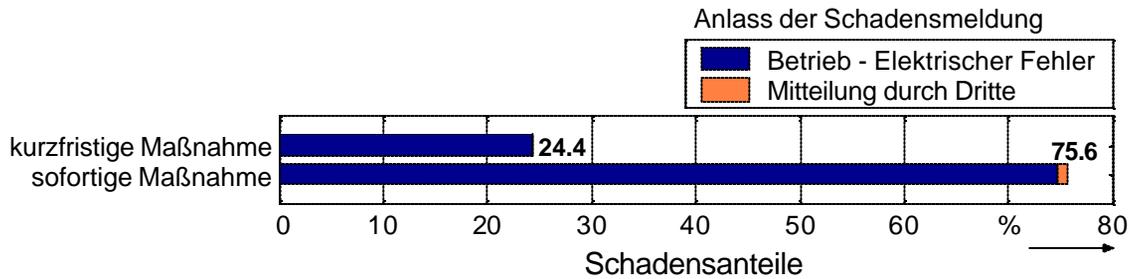


Bild 84: Papiermasse-Kabel – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 287 Schäden mit Störung

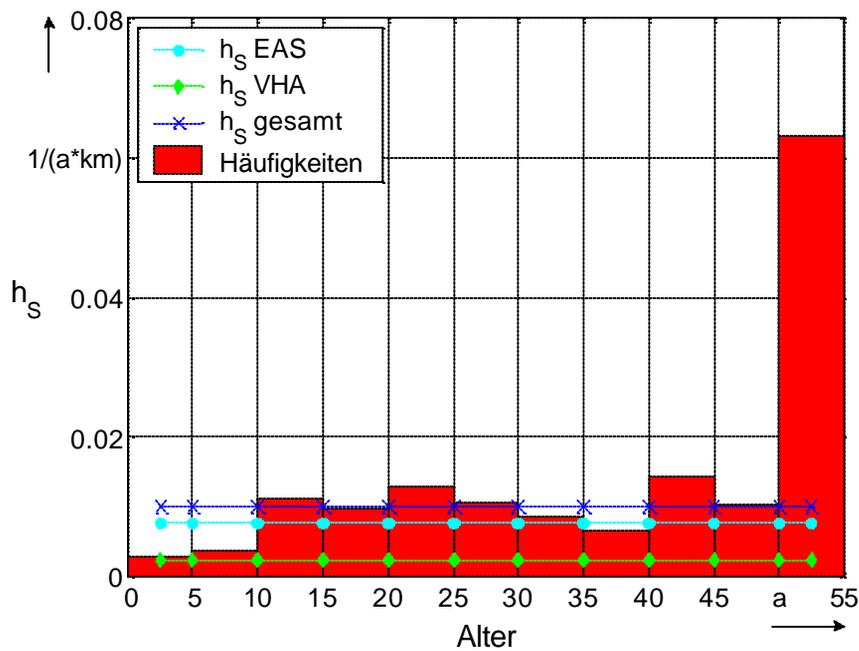


Bild 85: Papiermasse-Kabel – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen, insgesamt 316 Schäden mit Störung

Kabelanlagen

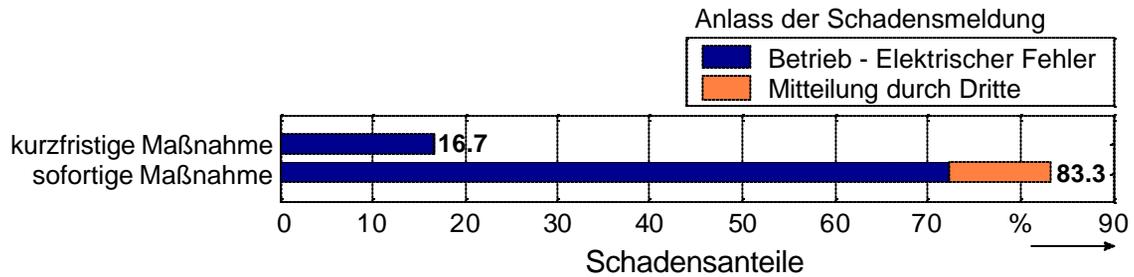


Bild 86: VPE-Kabel – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 36 Schäden mit Störung

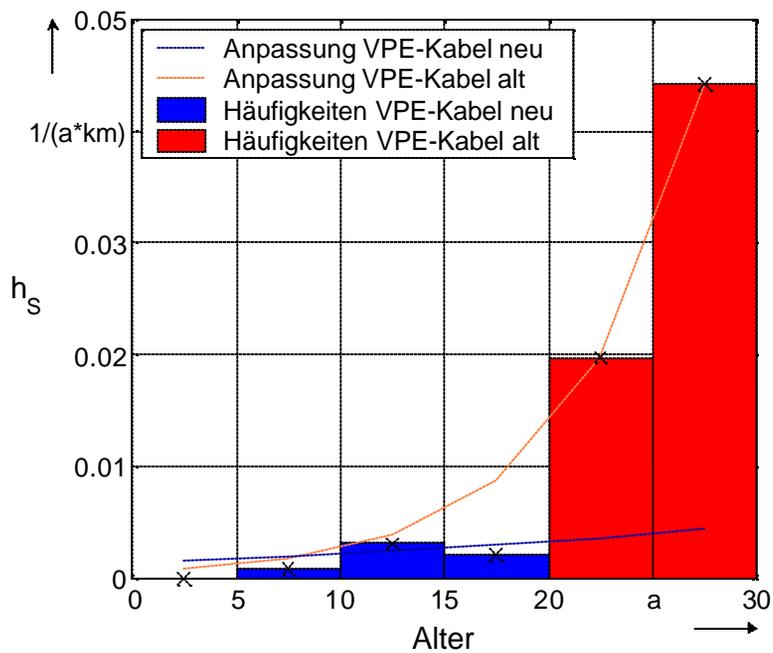


Bild 87: VPE-Kabel – Anpassung getrennt für neue und alte Kabel, insgesamt 33 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen

Kabelanlagen

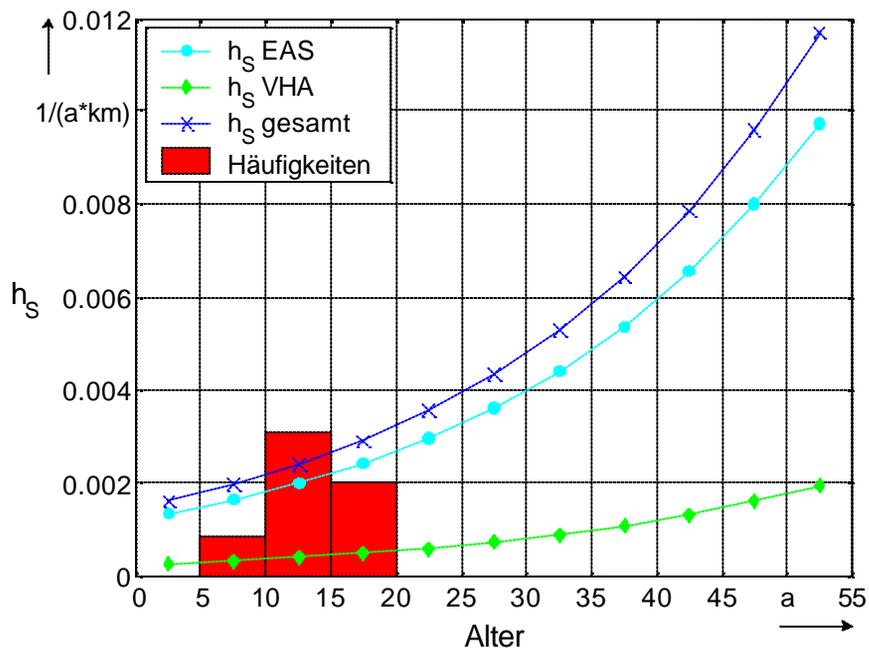


Bild 88: VPE-Kabel neu – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen, insgesamt 15 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen

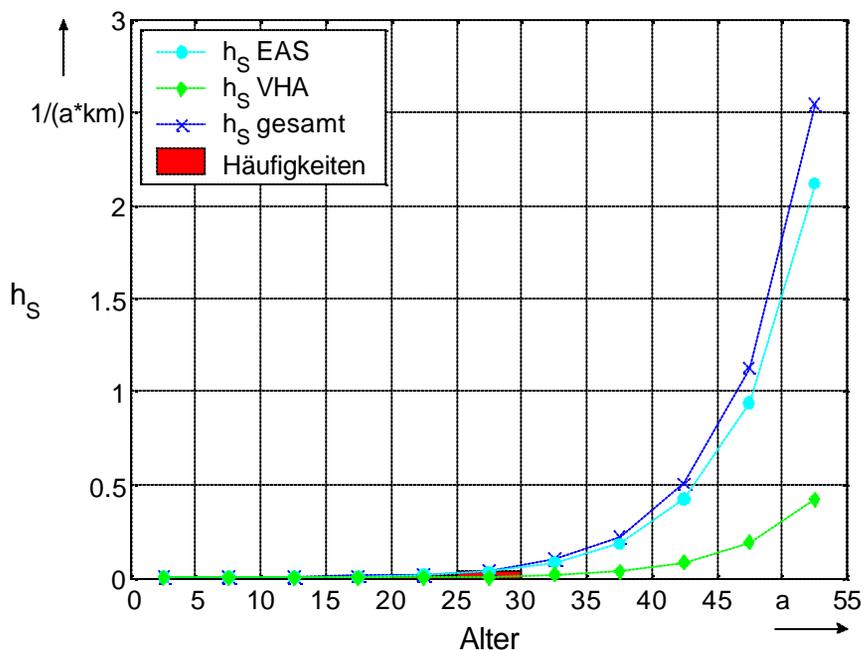


Bild 89: VPE-Kabel alt – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen, insgesamt 18 Schäden mit Störung, ohne fremde Einwirkungen

Freileitungen

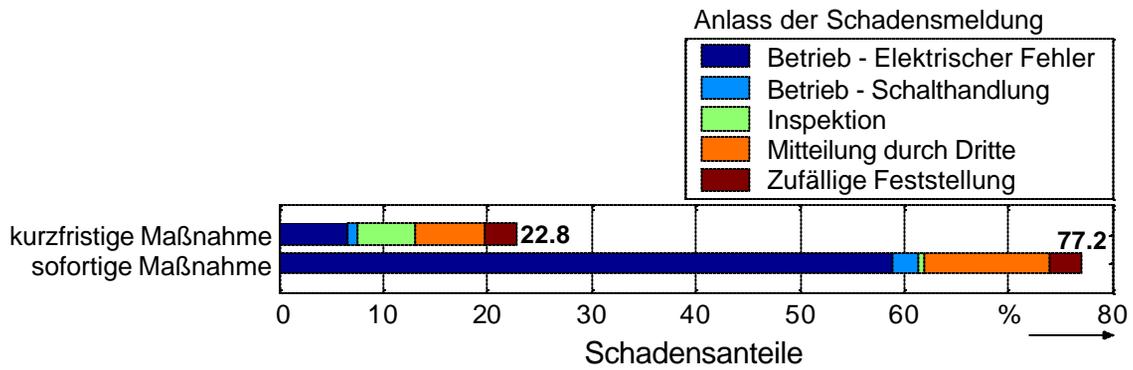


Bild 90: Freileitungen – Schadensauswirkung und Anlass der Schadensmeldung, insgesamt 197 Schäden mit Störung

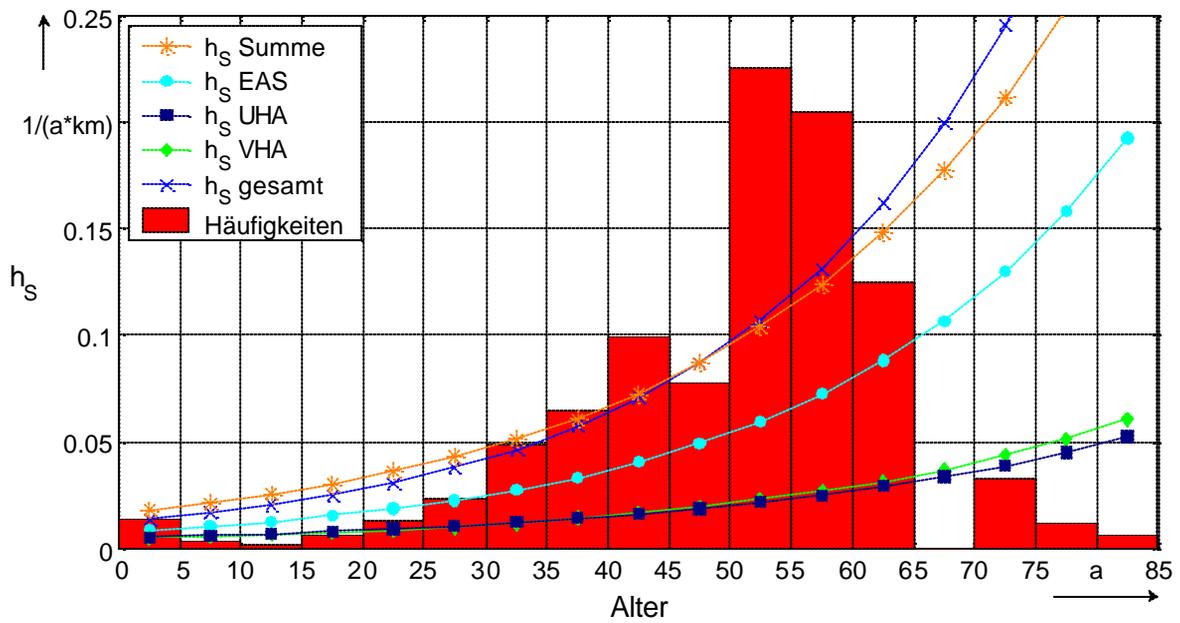


Bild 91: Freileitungen – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

Freileitungen

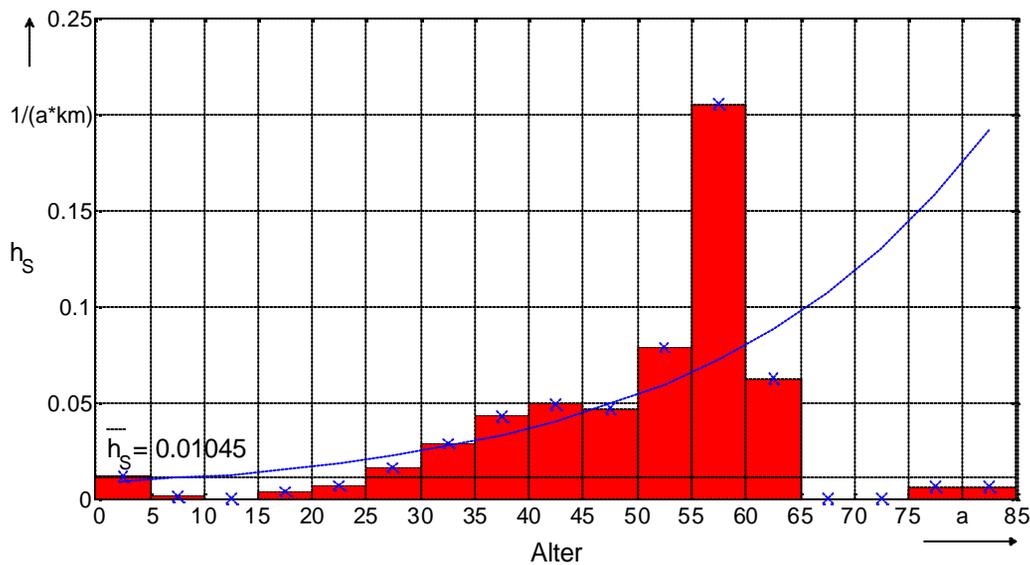


Bild 92: Freileitungen – Anpassung für Ausfallmodell EAS, insgesamt 116 Schäden mit Störung

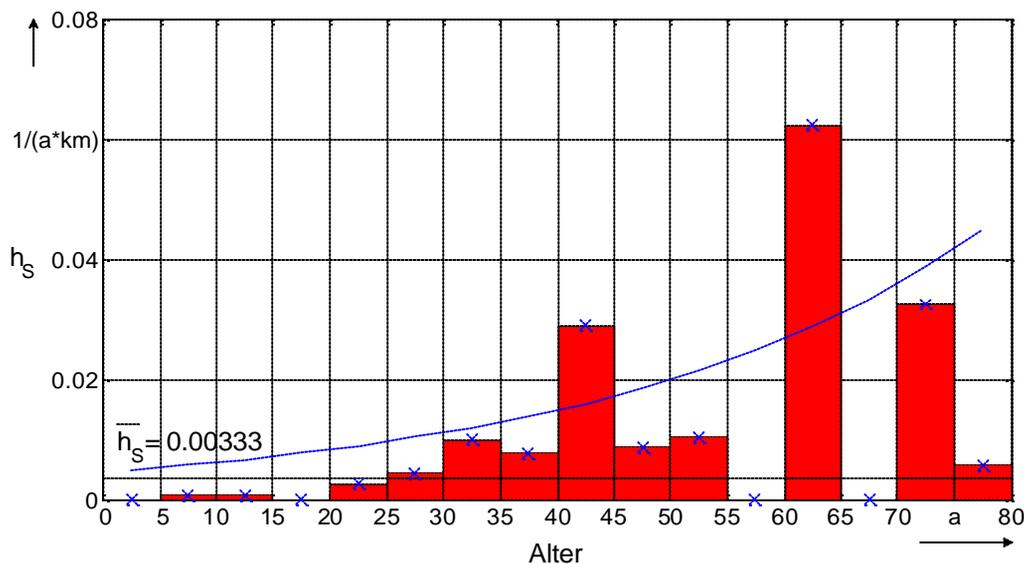


Bild 93: Freileitungen – Anpassung für Ausfallmodell UAH, insgesamt 37 Schäden mit Störung

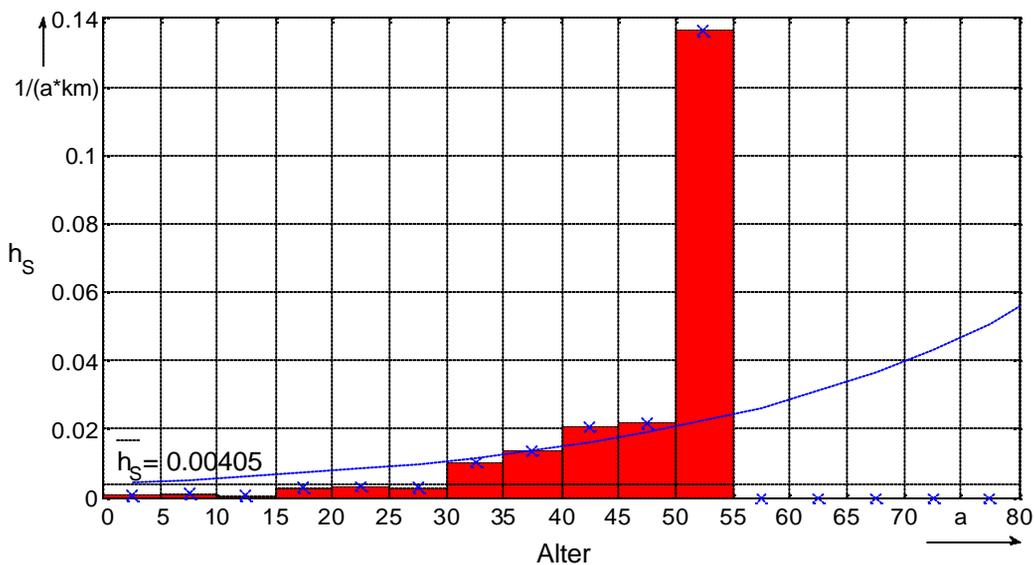


Bild 94: Freileitungen – Anpassung für Ausfallmodell VHA, insgesamt 45 Schäden mit Störung

Tabelle 12: Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb mit praktizierter Instandhaltung

Teilsystem	Komponente	Ausfallhäufigkeiten aus Schäden mit Störung in 1/a oder 1/(a*km)												AIF-Projekt	VDN-Statistik		
		$h_S = a \cdot e^{b \cdot t}$						$h_S = \text{konstant}$									
		EAS		UHA		VHA		EAS	UHA	VHA	EAS	UHA	VHA				
		a	b	a	b	a	b										
MSA	Leistungsschalter	0,000294	0,035298	0,000124	0,064691	0,000045	0,074386	-	-	-	0,001590	0,000144	0,000829	-	-	-	-
	Trennschalter	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000160	0,000020	0,000020	-	-	-	•
	Sammelschiene	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0003048	-	-	-	-	•
NST	HS/MS-Transformator	0,005103	0,013610	-	-	0,006783	0,016549	-	-	-	-	0,000030	0,000060	-	-	-	-
	Lastschalter	0,000160	0,007588	0,000105	0,001068	0,000091	0,024896	-	-	-	-	-	-	-	-	-	•
	Gebäude/Gehäuse	0,000059	0,049685	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000372	0,000333	0,000333	-	-	-
FLT	Freileitung	0,007597	0,039147	0,004553	0,029510	0,004057	0,032664	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
KBA	Papiermasse-Kabel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,007440	-	0,002400	-	-	-	-
	VPE-Kabel alt	0,000436	0,161723	-	-	0,000087	0,161723	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VPE-Kabel neu	0,001209	0,039746	-	-	0,000242	0,039746	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 13: Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen – konstante Anteile

Teilsystem	Komponente	Zusätzliche konstante Anteile der Ausfallhäufigkeiten in 1/a oder 1/(a*km)							Bemerkungen
		EAS	UHA	VHA	AIF-Projekt	VDN-Statistik			
MSA	Leistungsschalter	0	0	0		•		Anteile für Störungen ohne Schaden	
	Trennschalter	0	0	0		•		Anteile für Störungen ohne Schaden	
	Sammelschiene	0,000064	0,000003	0,000004		•		Anteile für Störungen ohne Schaden	
NST	HS/MS-Transformator	0,003992	0,000769	0,001685		•		Anteile für Störungen ohne Schaden	
	Lastschalter	0,000201	0,000036	0,000222		•		Anteile für Störungen ohne Schaden	
	Gebäude/Gehäuse	0,000120	0,000020	0,000050		•		Anteile für Störungen ohne Schaden	
FLT	MS/NS-Transformator	0,000767	0,000028	0,000069		•		Anteile für Störungen ohne Schaden	
KBA	Freileitung	0,013095	0,001259	0,000912		•		Anteile für Störungen ohne Schaden	
	Papiermasse-Kabel	0,007816	-	0,001090	•			Anteil für Schaden von Muffen und Endverschlüssen	
	VPE-Kabel alt	0,004737	-	0,000397	•			Anteil für Schaden von Muffen und Endverschlüssen	
	VPE-Kabel neu	0,004737	-	0,000397	•			sowie durch fremde Einwirkungen	

A.9 Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen – Netzbetrieb ohne Instandhaltung

MS-Schaltanlagen

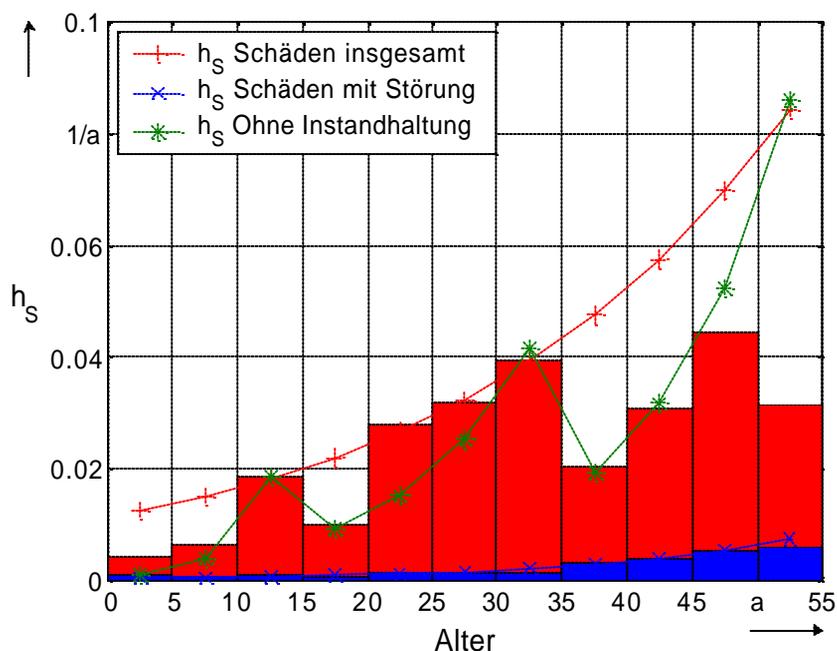


Bild 95: Leistungsschalter – altersabhängige Schadensraten für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 298 Schäden

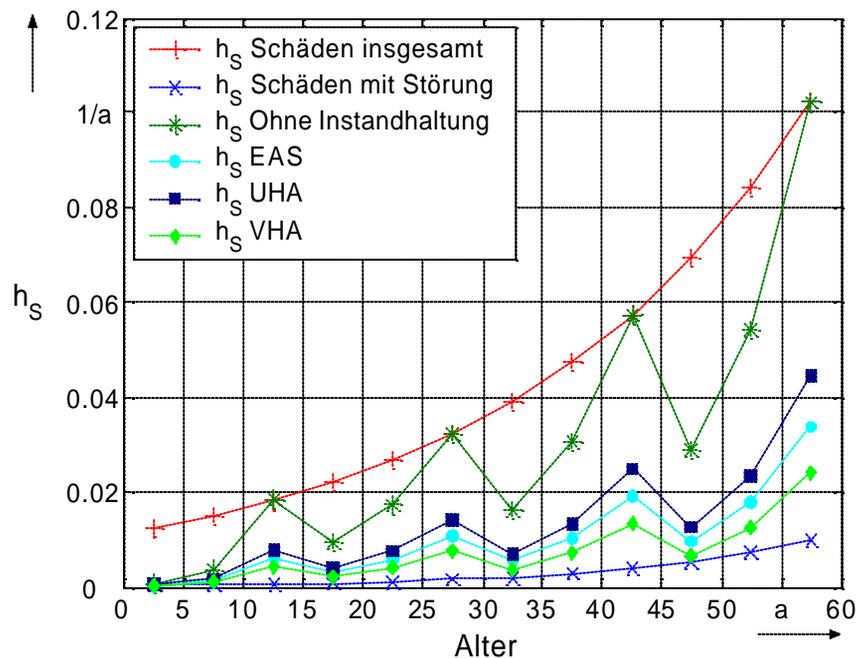


Bild 96: Leistungsschalter – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung

MS-Schaltanlagen

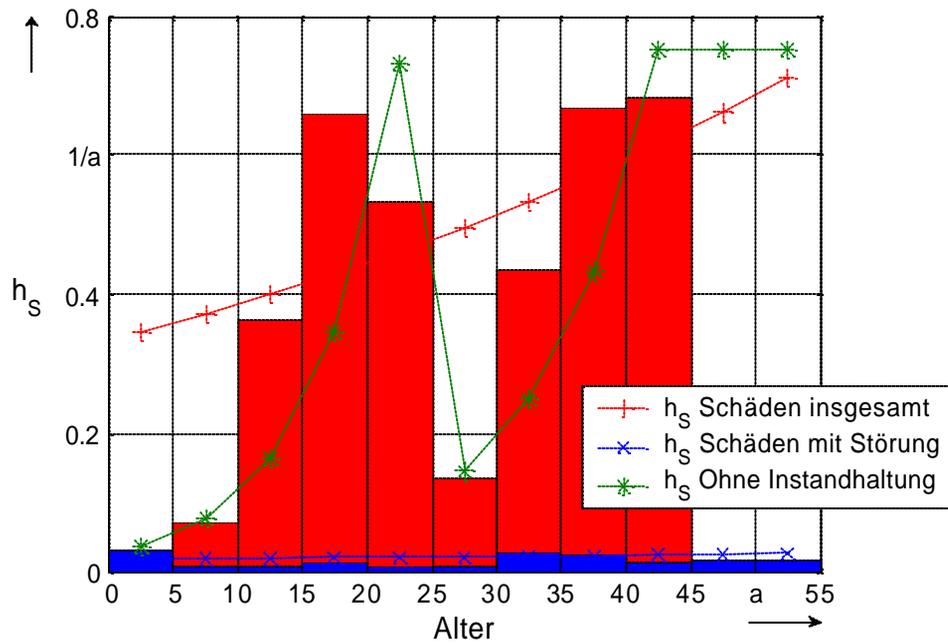


Bild 97: HS/MS-Transformatoren – Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 202 Schäden

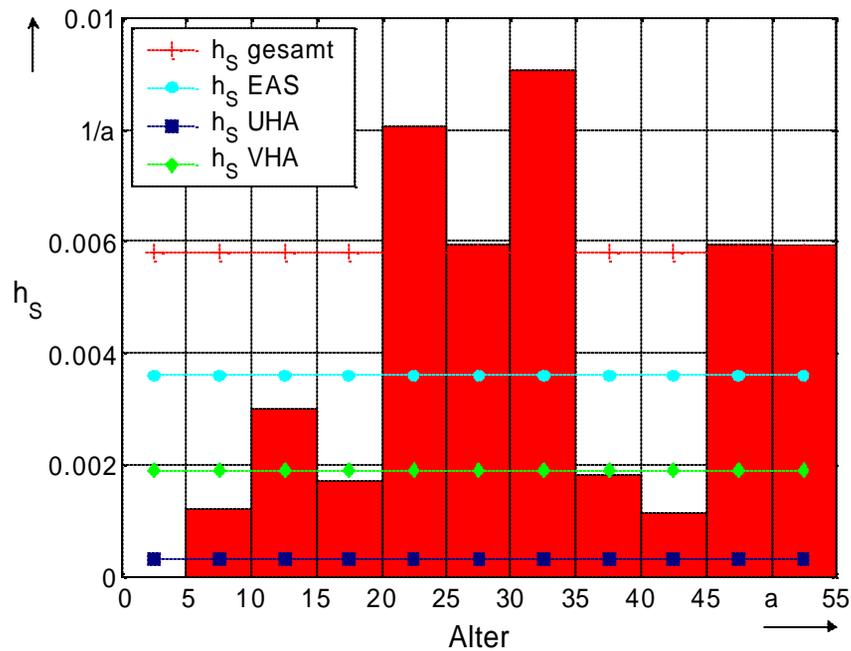


Bild 98: Trennschalter– Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 105 Schäden

Netzstationen

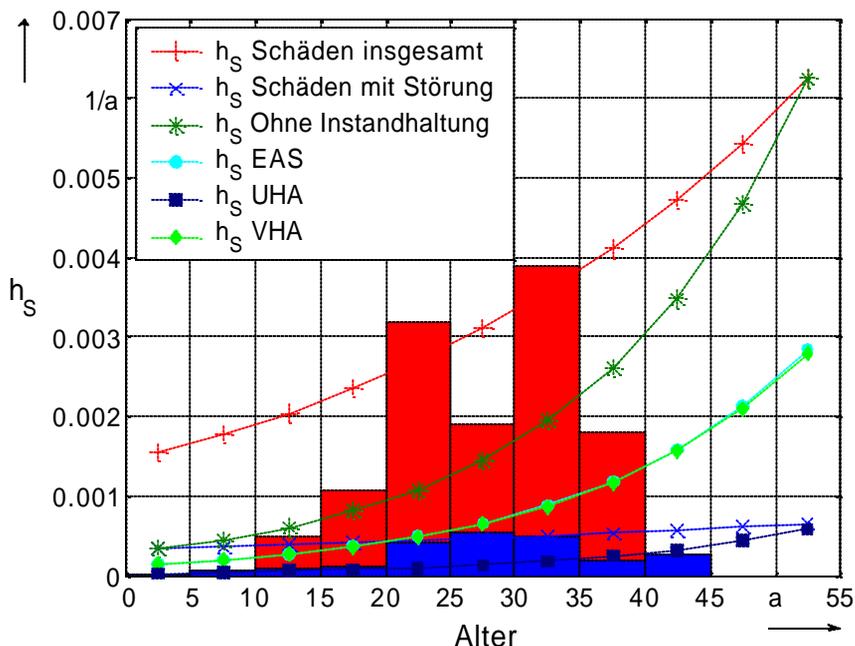


Bild 99: Lastschalter– Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 122 Schäden

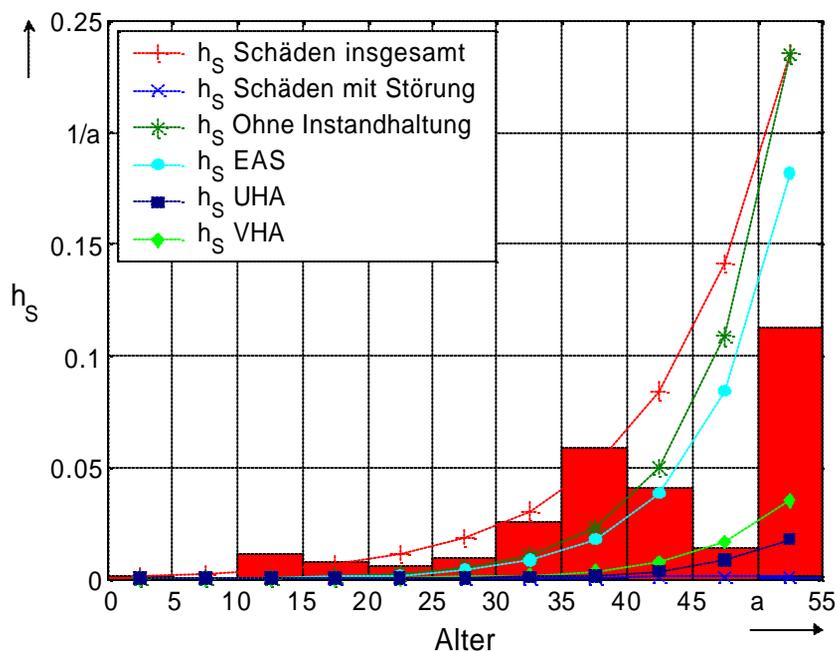


Bild 100: Gebäude/Gehäuse– Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 173 Schäden

Netzstationen

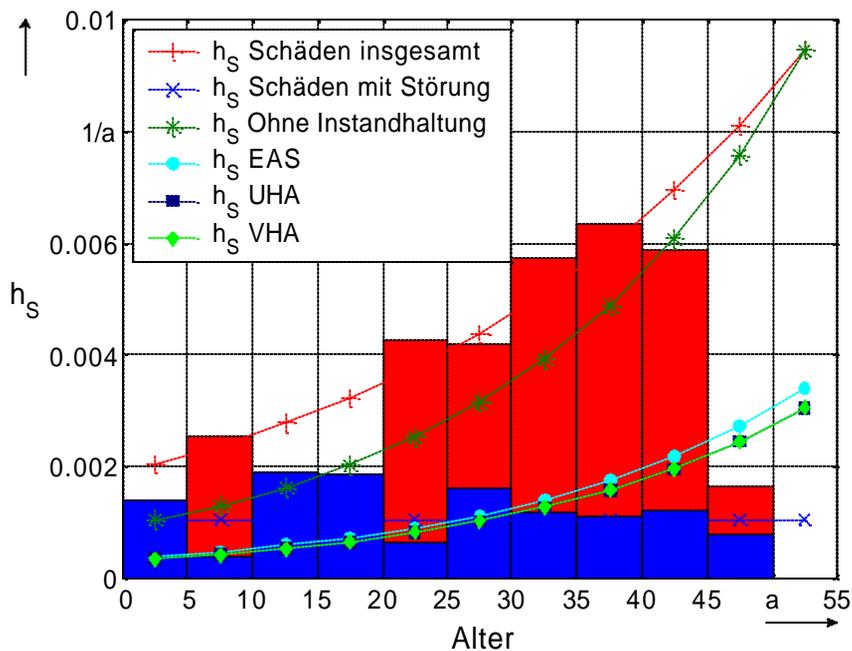


Bild 101: MS/NS-Transformatoren– Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen für Netzbetrieb ohne Instandhaltung, insgesamt 133 Schäden

A.10 Kosten durch Komponentenschäden

MS-Schaltanlagen

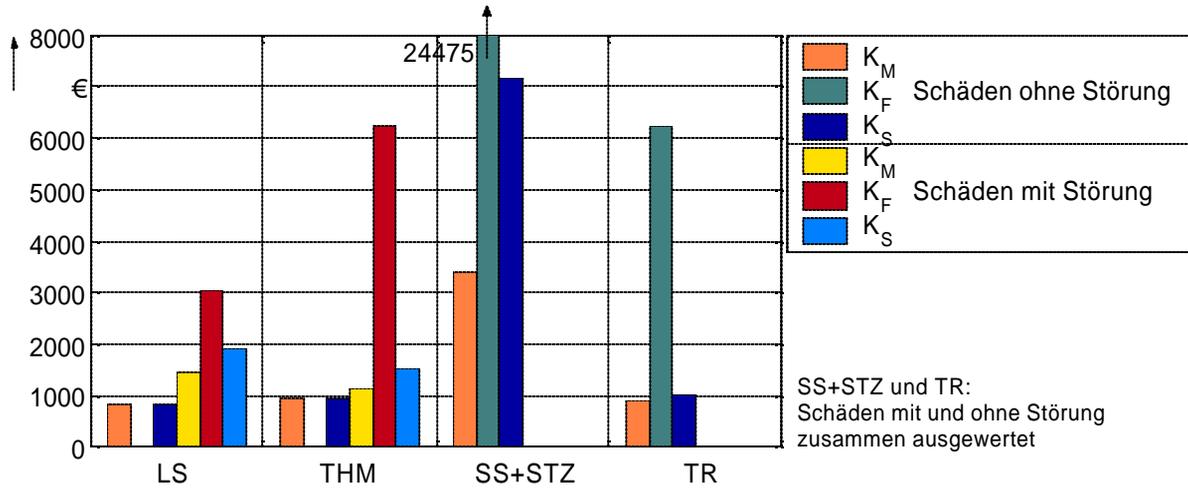


Bild 102: MS-Schaltanlagen – Kosten durch Komponentenschäden getrennt für Schäden mit und ohne Störung

Netzstationen

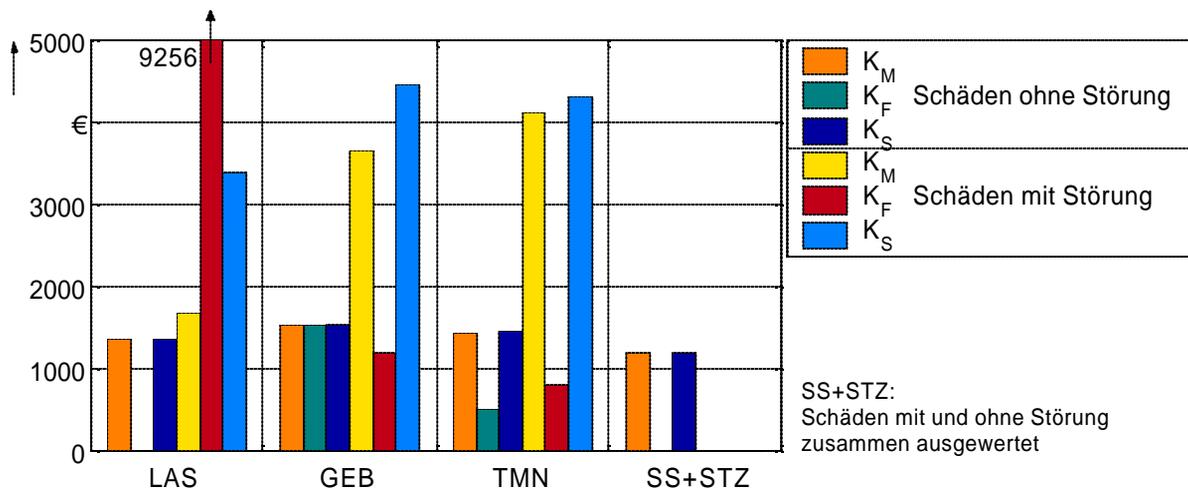


Bild 103: Netzstationen – Kosten durch Komponentenschäden getrennt für Schäden mit und ohne Störung

Leitungen

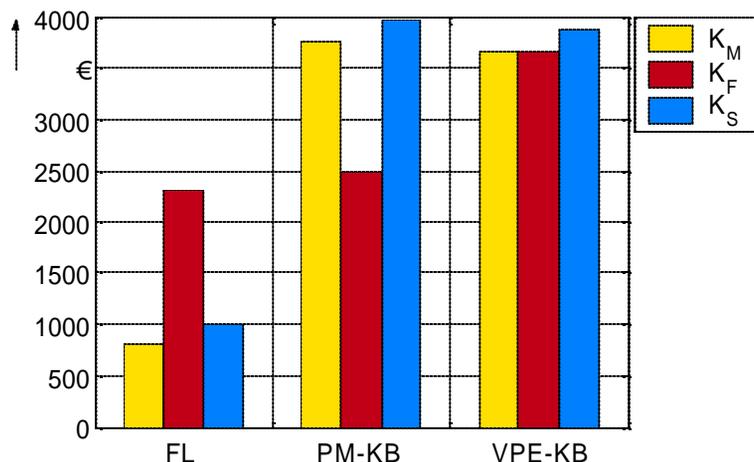


Bild 104: Leitungen – Kosten durch Komponentenschäden für Schäden mit Störung

Berechnung der Schadenskosten

$$K_S = K_M + s_F \cdot K_F \quad (8)$$

K_S Schadenskosten

K_M Maßnahmenkosten

K_F Folgekosten

s_F Skalierungsfaktor für Folgekosten

Der Skalierungsfaktor der Folgekosten ergibt sich aus Division der Anzahl der Schäden mit Folgekosten durch die zugehörige Anzahl aller Schäden derjenigen Netzbetreiber, die eine vollständige Dokumentation der Folgekosten vorweisen konnten. Er ist ein Maß dafür, bei wie viel Schäden Folgekosten entstehen.

Tabelle 15: Ermittelte Kosten für Komponentenschäden mit und ohne Störung

Teilsystem	Komponente	Maßnahmenkosten			Folgekosten			Gesamtkosten Mittelwert	Skalierungsfaktor Folgekosten	
		Mittelwert	Minimum	Maximum	Anzahl	Mittelwert	Minimum			Maximum
Schäden ohne Störung										
MSA	LS	835 €	25 €	6.000 €	242	-	-	-	835 €	-
	THM	937 €	200 €	4.700 €	144	-	-	-	937 €	-
	LAS	1.360 €	570 €	2.670 €	79	-	-	-	1.360 €	-
	GEB	1.530 €	200 €	9.500 €	159	1.525 €	350 €	2.700 €	1.549 €	0,0126
	TMN	1.447 €	700 €	4.150 €	52	500 €	500 €	500 €	1.457 €	0,0192
Schäden mit Störung										
MSA	LS	1.456 €	150 €	6.000 €	55	3.031 €	200 €	10.000 €	1.897 €	0,1455
	THM	1.145 €	100 €	4.150 €	58	6.267 €	100 €	13.500 €	1.514 €	0,0588
	LAS	1.680 €	100 €	6.000 €	47	9.256 €	200 €	22.500 €	3.402 €	0,1860
	GEB	3.654 €	150 €	20.000 €	18	1.208 €	300 €	4.460 €	4.459 €	0,6667
	TMN	4.110 €	100 €	10.800 €	81	809 €	150 €	3.000 €	4.309 €	0,2462
FLT		810 €	50 €	8.000 €	221	2.308 €	40 €	13.000 €	998 €	0,0814
KAB	PM-KB	3.769 €	500 €	10.000 €	723	2.482 €	200 €	3.850 €	3.965 €	0,0793
	VPE-KB	3.665 €	300 €	9.000 €	339	3.663 €	3.500 €	3.850 €	3.890 €	0,0615
Schäden mit und ohne Störung										
MSA	SS+STZ	3.396 €	600 €	14.750 €	13	24.475 €	500 €	48.450 €	7.162 €	0,1538
	TR	895 €	150 €	7.600 €	111	6.235 €	120 €	12.360 €	1.007 €	0,0180
	SS+STZ	1.209 €	250 €	3.210 €	32	-	-	-	1.209 €	-

MS-Schaltanlagen

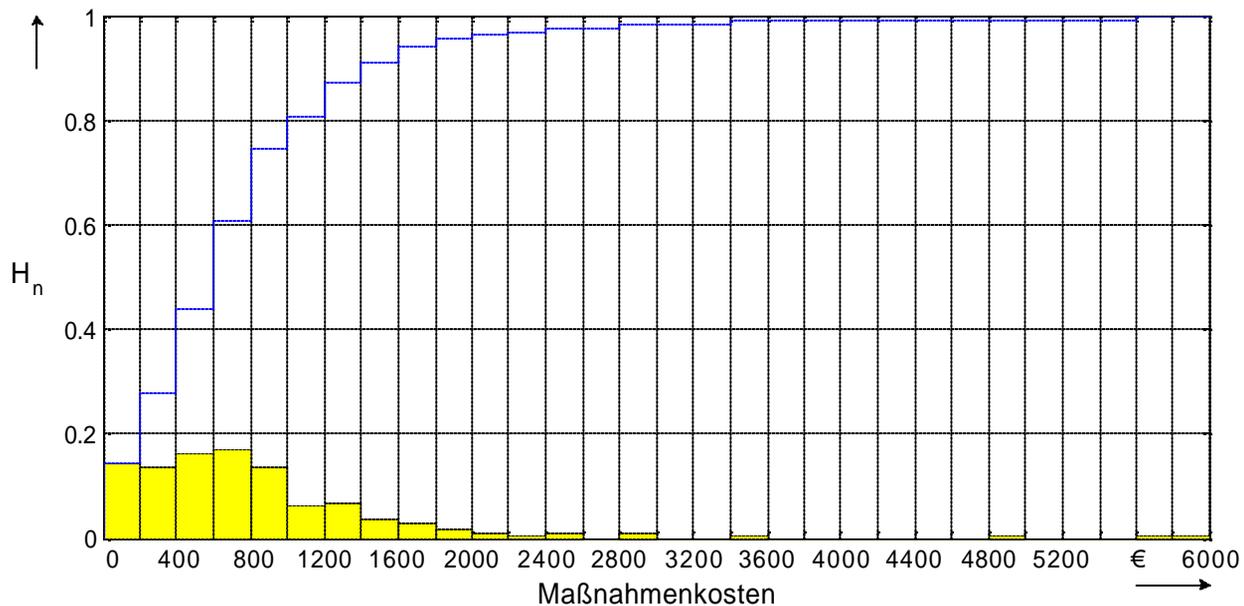


Bild 105: Leistungsschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 242 Schäden ohne Störung

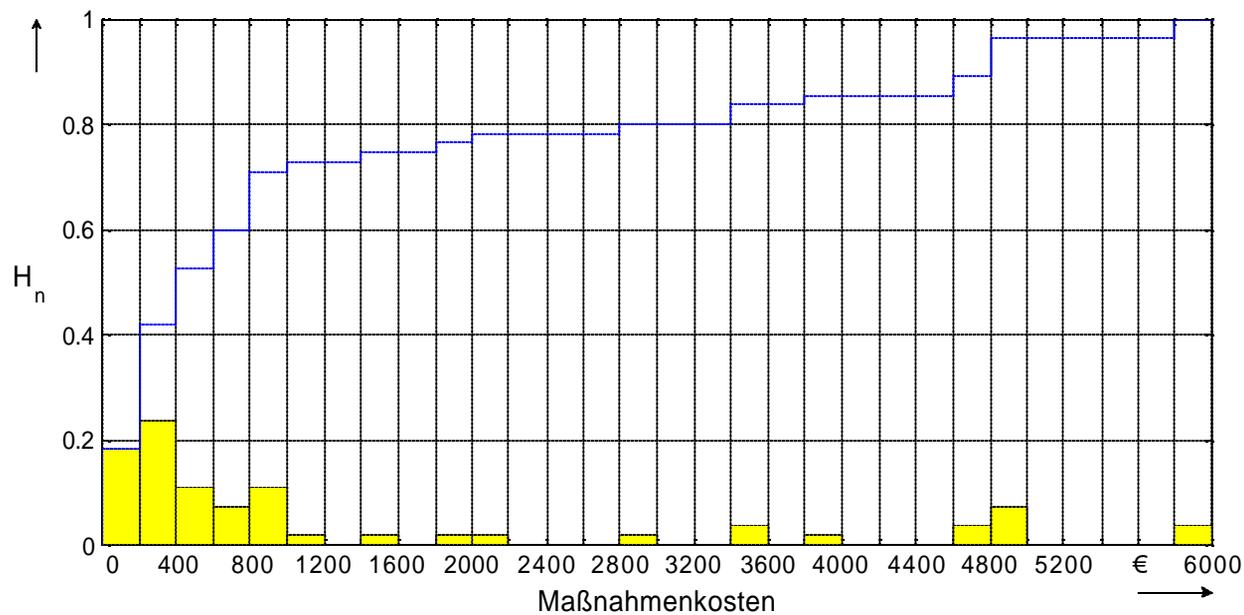


Bild 106: Leistungsschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 55 Schäden mit Störung

MS-Schaltanlagen

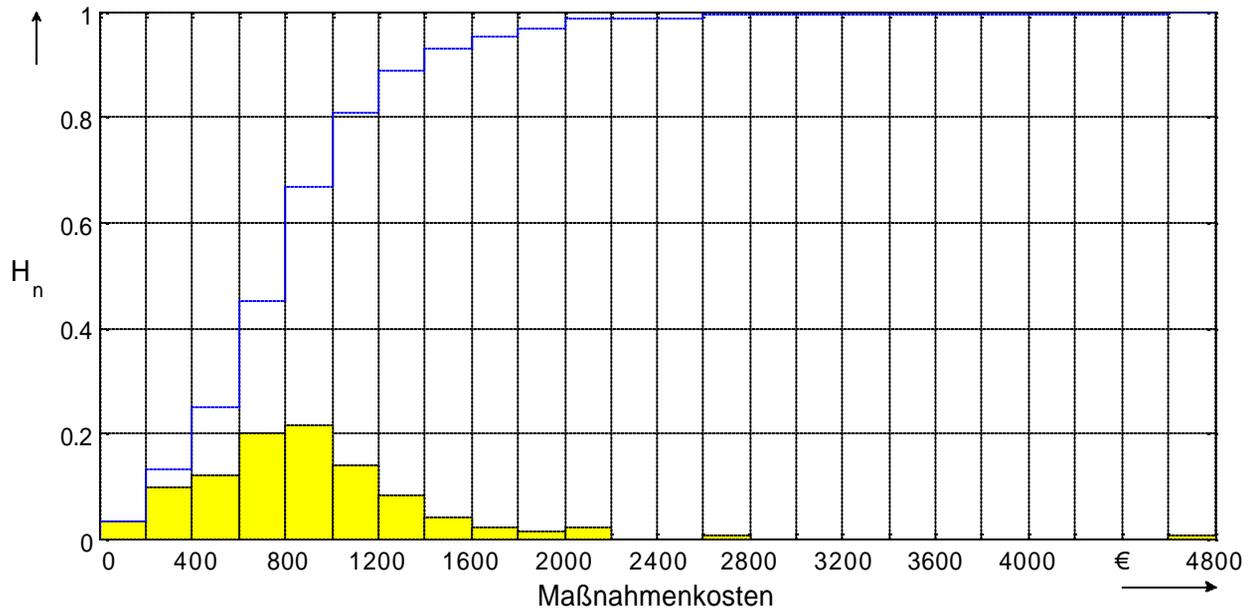


Bild 107: HS/MS-Transformatoren – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 144 Schäden ohne Störung

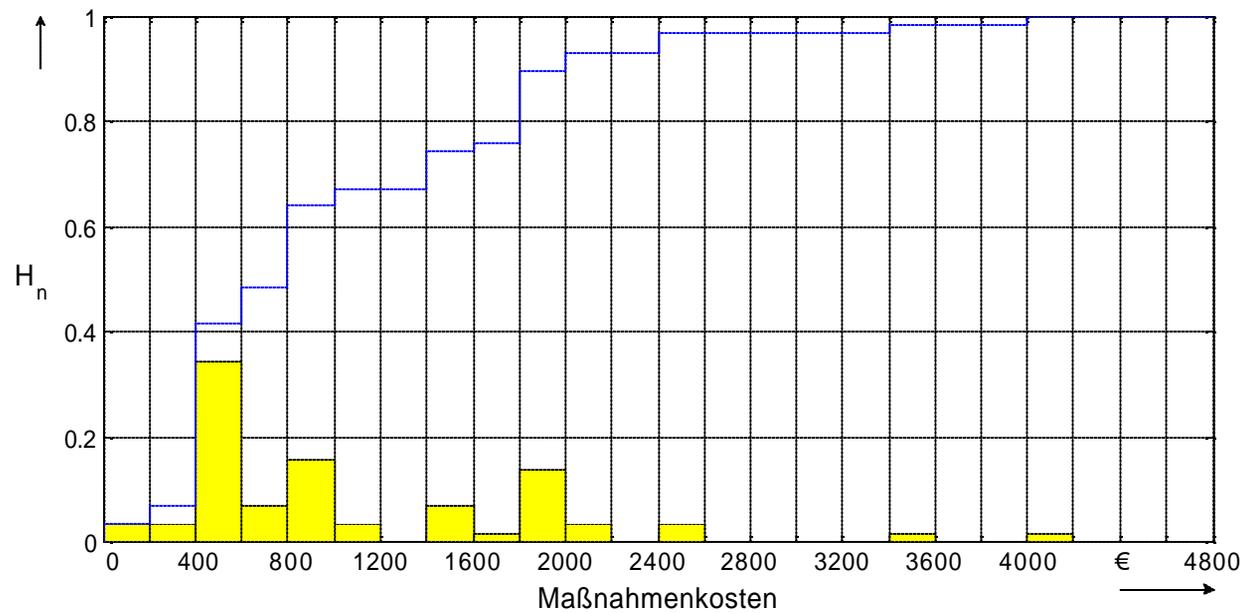


Bild 108: HS/MS-Transformatoren – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 58 Schäden mit Störung

MS-Schaltanlagen

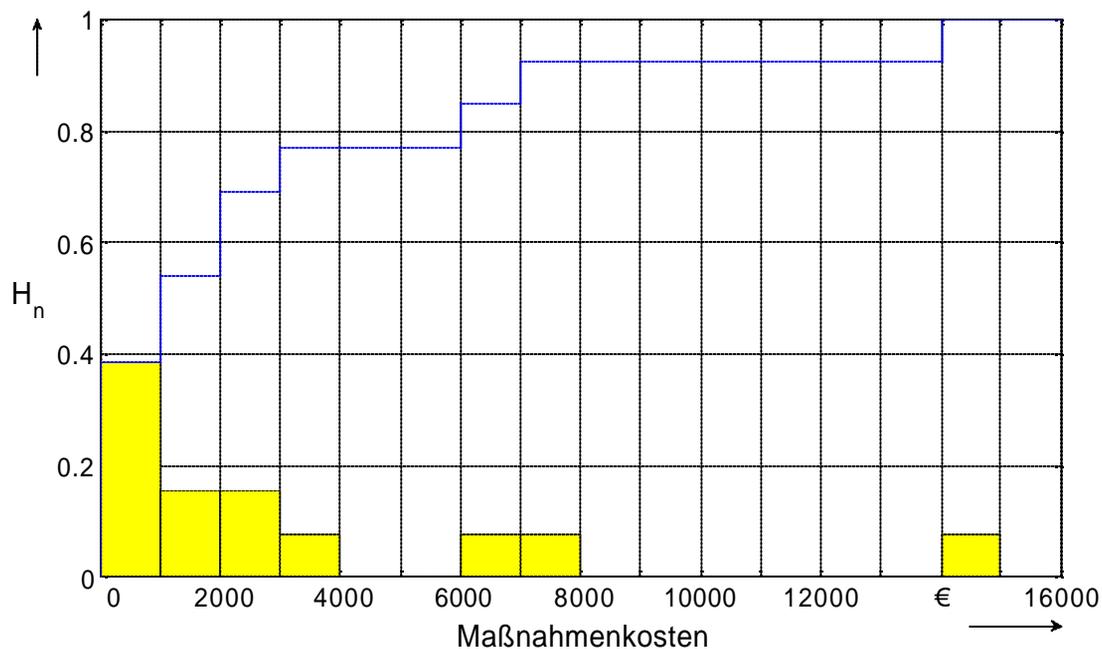


Bild 109: Sammelschienen und Stützer – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 13 Schäden mit und ohne Störung

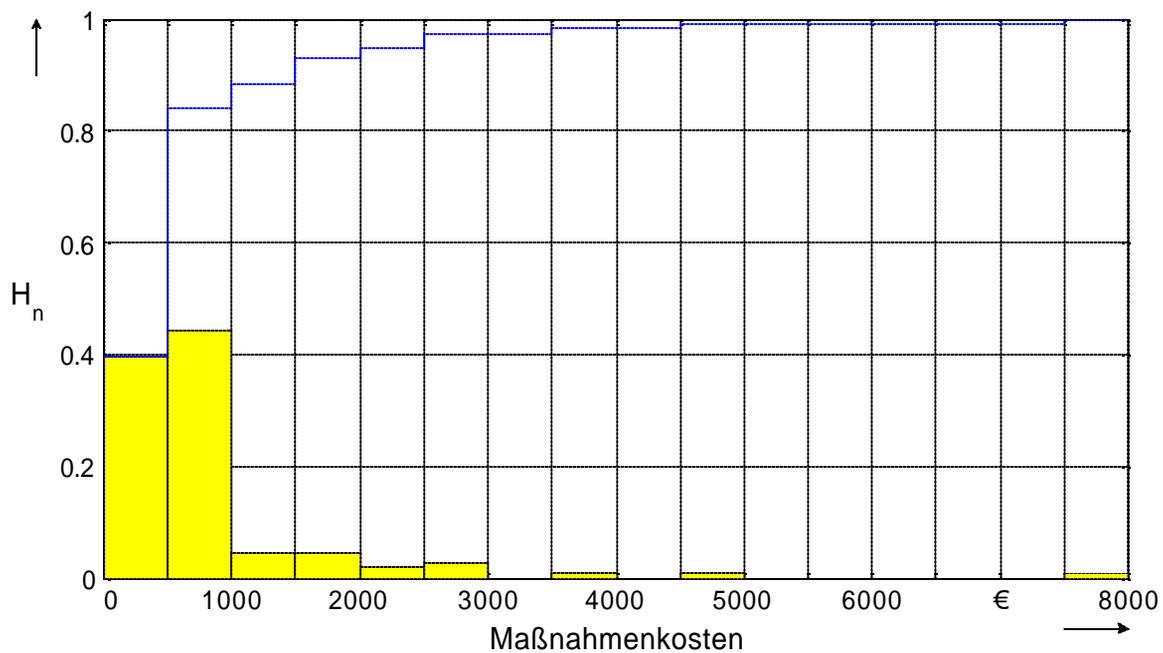


Bild 110: Trennschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 111 Schäden mit und ohne Störung

Netzstationen

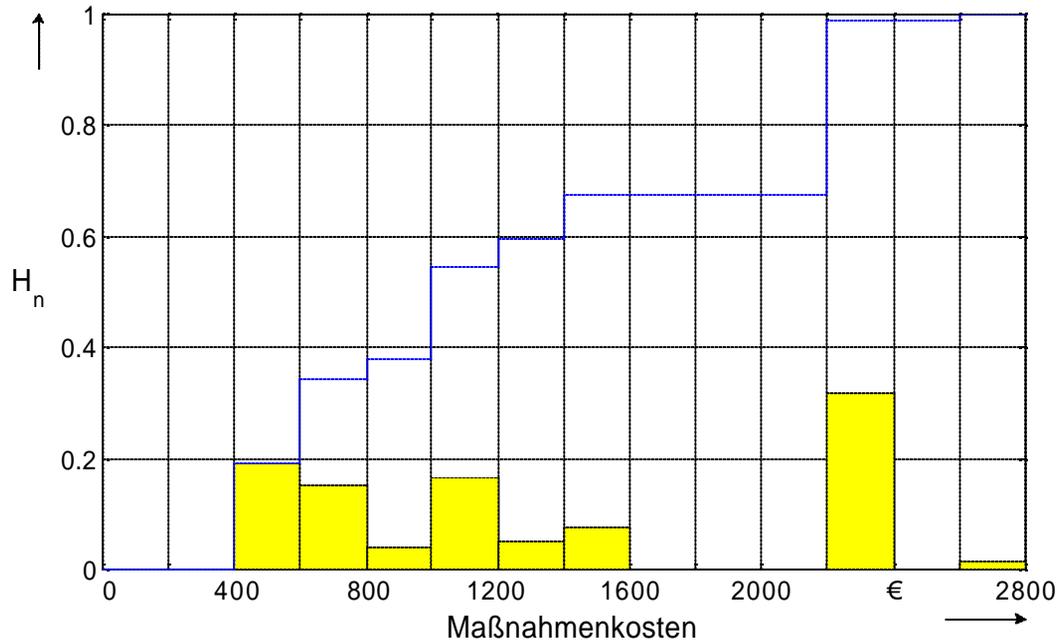


Bild 111: Lastschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 79 Schäden ohne Störung

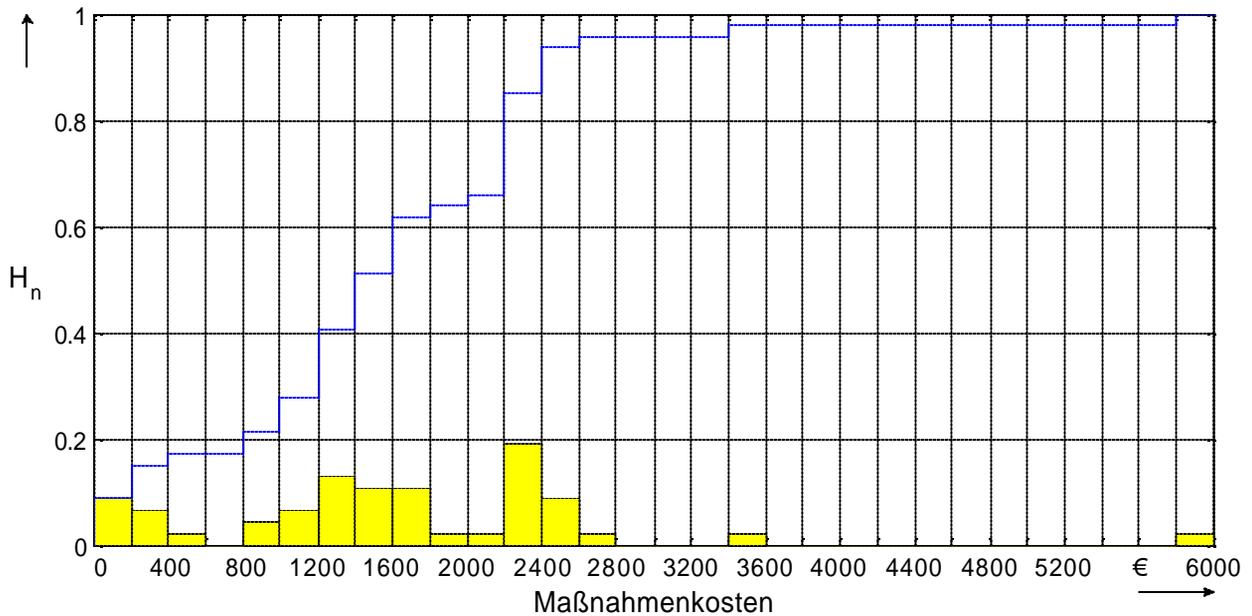


Bild 112: Lastschalter – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 47 Schäden mit Störung

Netzstationen

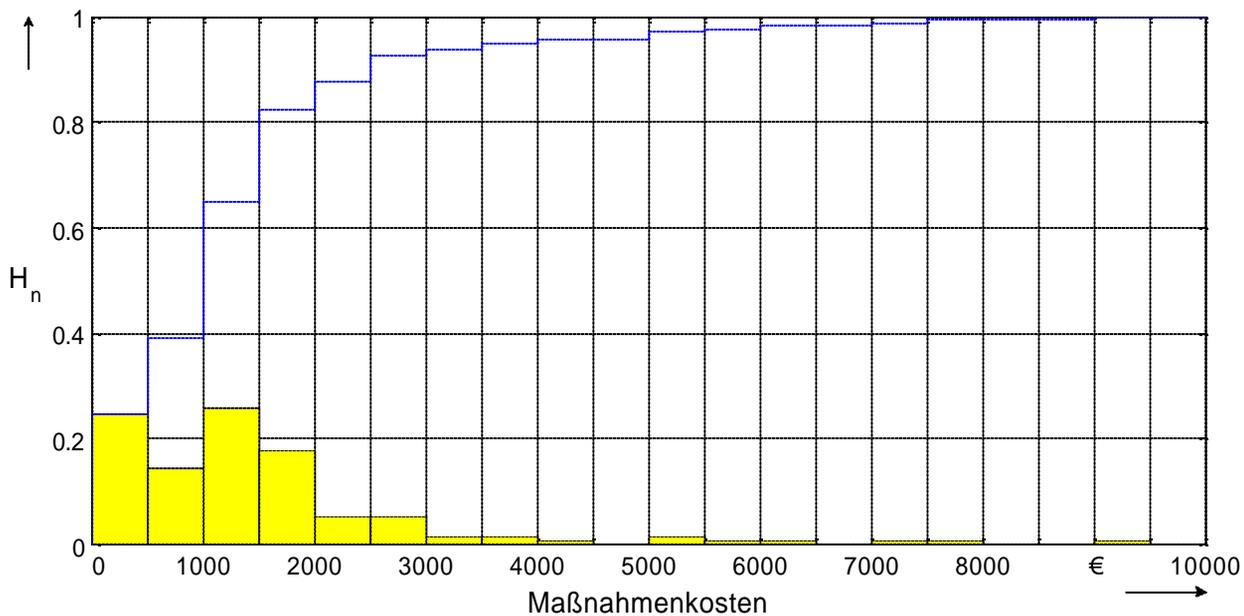


Bild 113: Gebäude/Gehäuse – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 159 Schäden ohne Störung

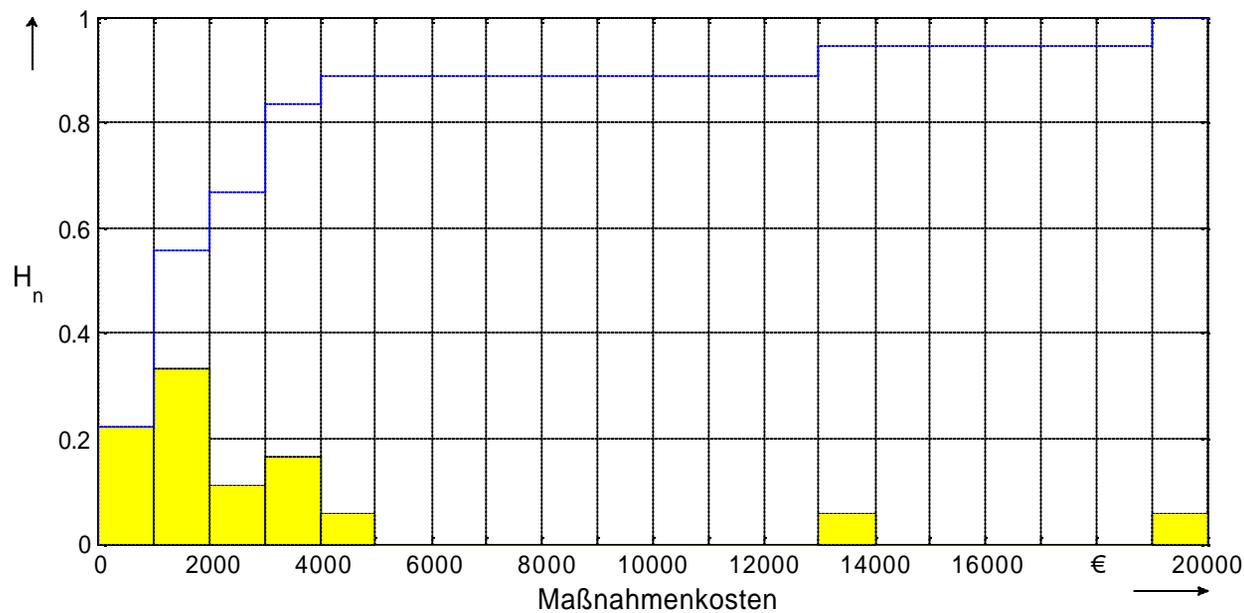


Bild 114: Gebäude/Gehäuse – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 18 Schäden mit Störung

Netzstationen

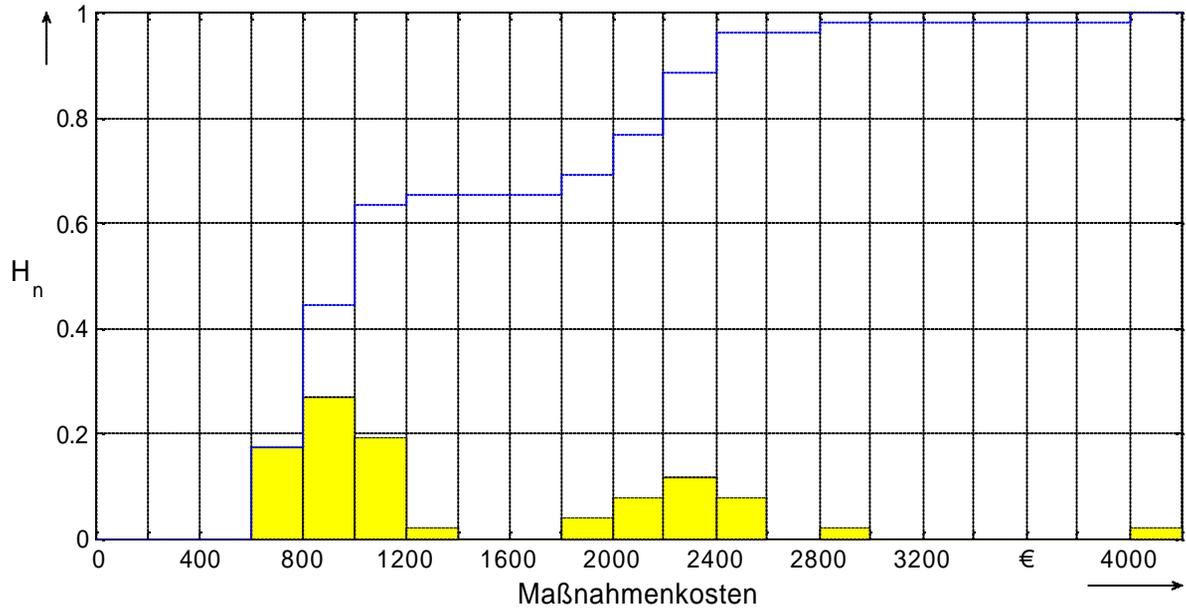


Bild 115: MS/NS-Transformatoren – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 52 Schäden ohne Störung

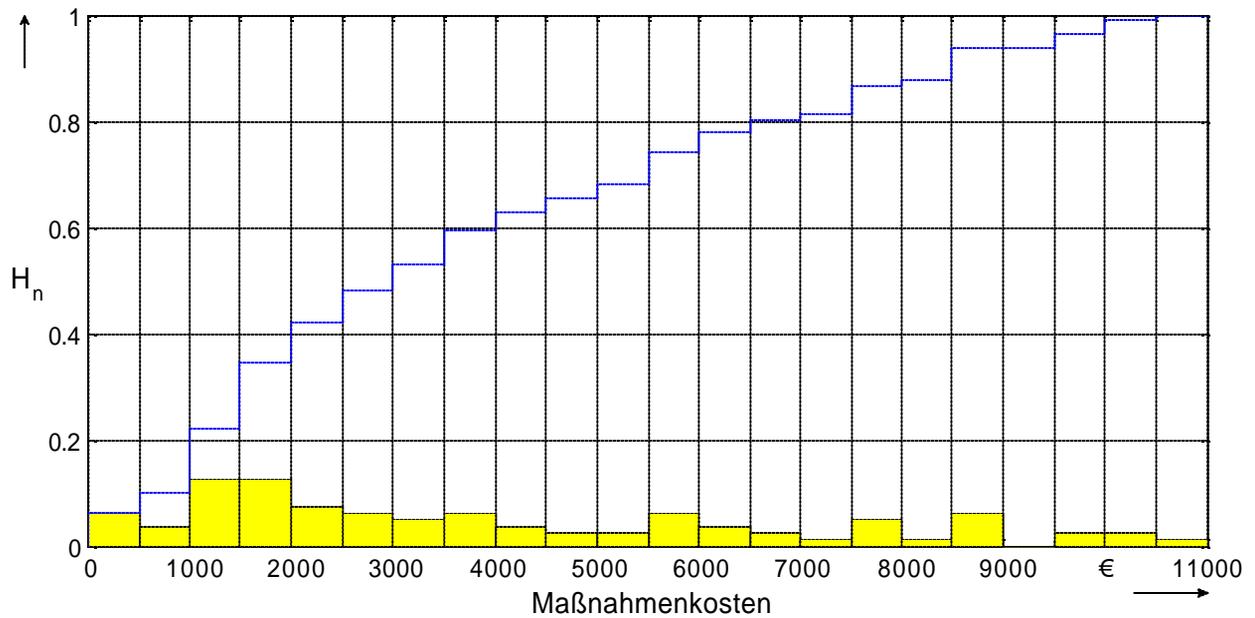


Bild 116: MS/NS-Transformatoren – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 81 Schäden mit Störung

Netzstationen

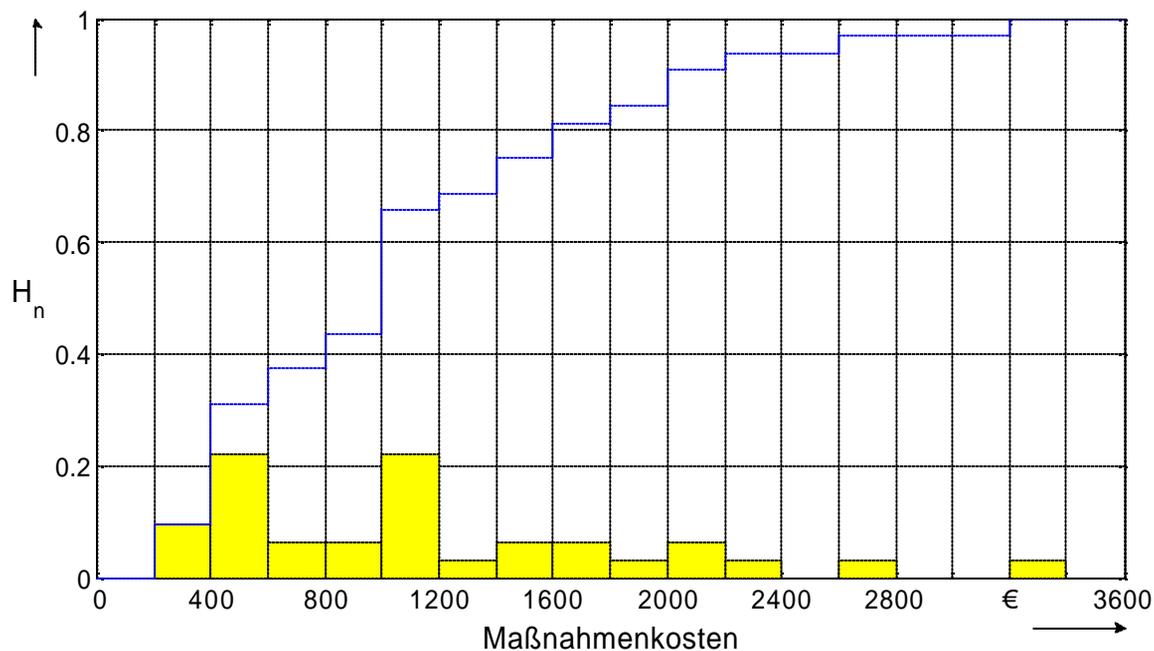


Bild 117: Sammelschienen und Stützer – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 32 Schäden mit und ohne Störung

Freileitungen

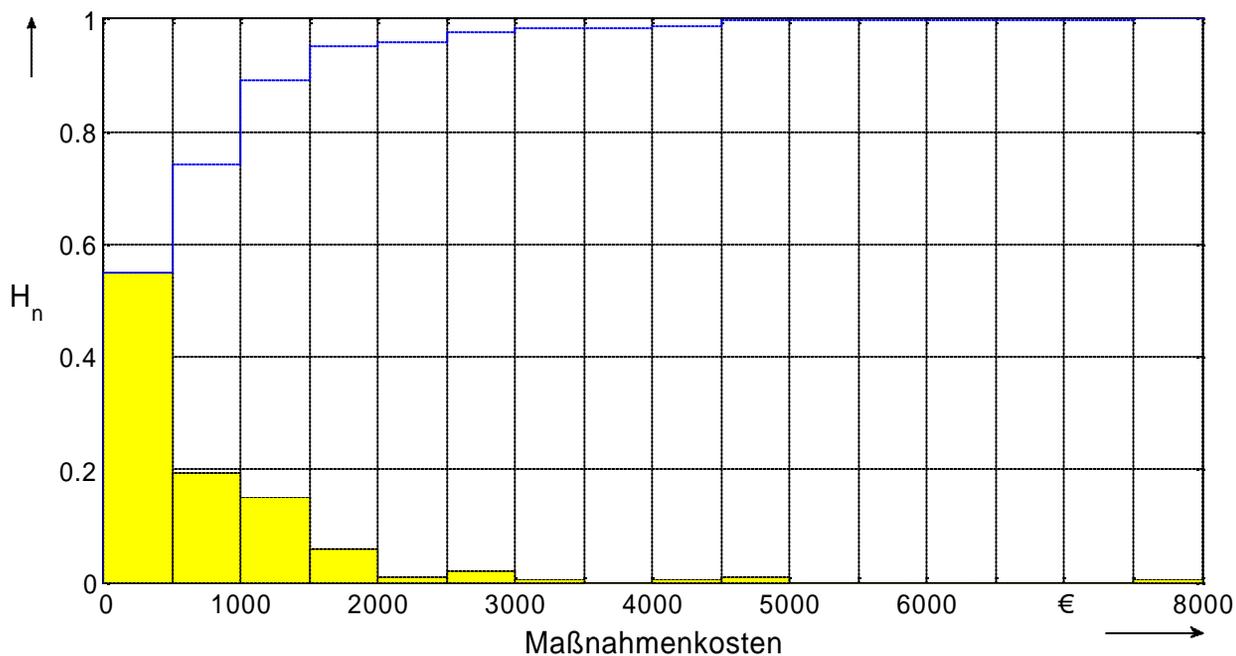


Bild 118: Freileitungen – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 221 Schäden mit Störung

Kabelanlagen

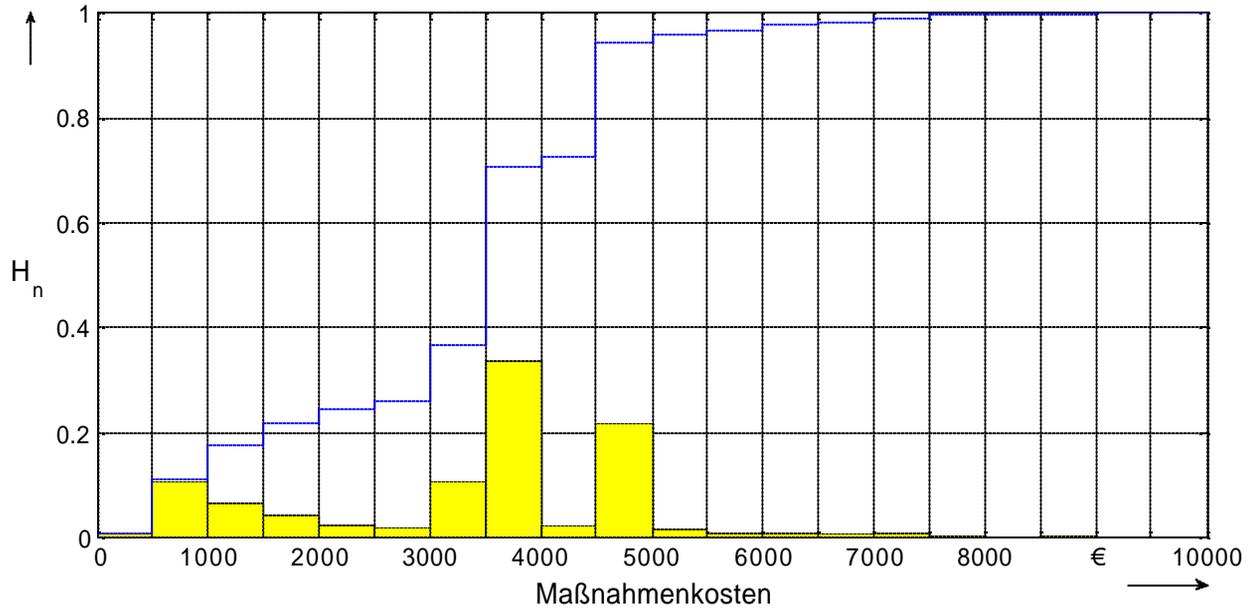


Bild 119: Papiermasse-Kabel – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 723 Schäden mit Störung

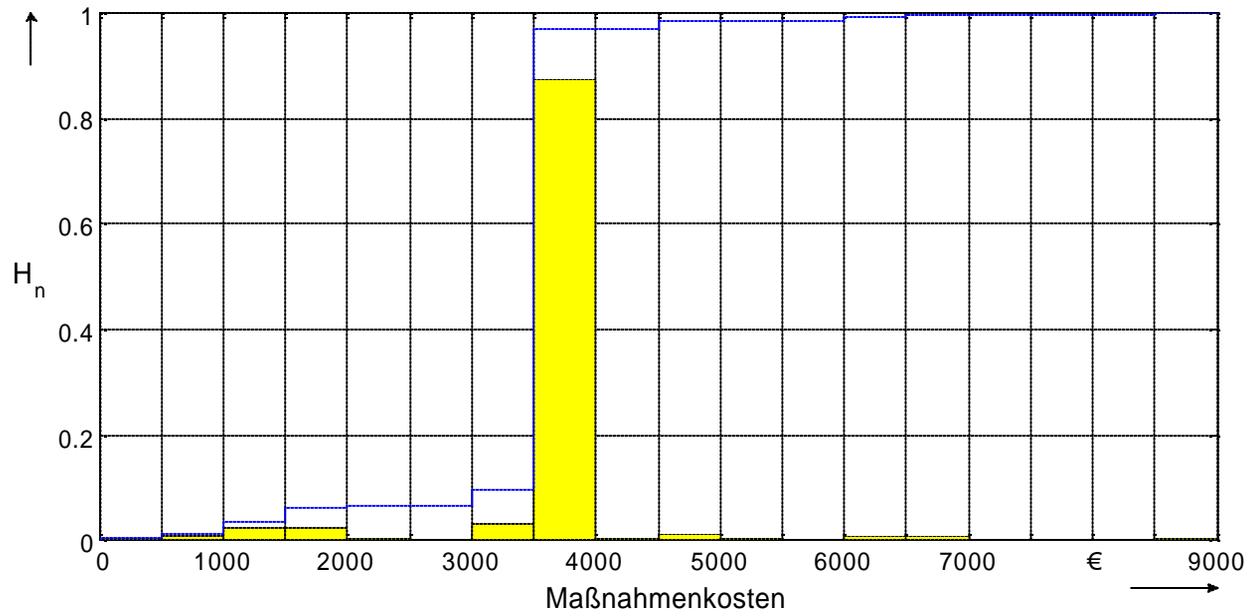


Bild 120: VPE-Kabel – Maßnahmenkosten, relative Häufigkeit und Summenhäufigkeit, insgesamt 339 Schäden mit Störung

A.11 Kosten durch Instandhaltung

Annahme zur Berechnung der Personalkosten für Eigenpersonal:

$$1 \text{ Mh} = 50 \text{ €}$$

MS-Schaltanlagen

Tabelle 16: Instandhaltungskosten für HS/MS-Stationen nach [12]

Tätigkeit	Häufigkeit [1/a]	Personalbedarf		Fremdpersonal-kosten [€]	Material-bedarf [€]	Kosten pro Jahr [€]	
		[Mh]	[€]			Eigenpers.	Fremdpers.
Sichtkontrolle, Ablesen von Betriebsdaten	12	2	100	-	-	1200,00	-
Grünanlagen-pflege	1	14	700	900	-	700,00	900,00
Stations-reinigung	1	7	350	450	-	350,00	450,00

Tabelle 17: Instandhaltungskosten für MS-Schaltfelder nach [12]

Tätigkeit	Häufigkeit [1/a]	Personalbedarf		Fremdpersonal-kosten [€]	Material-bedarf [€]	Kosten pro Jahr [€]	
		[Mh]	[€]			Eigenpers.	Fremdpers.
Schutzfunktions-test	0,333	3	150	-	-	50,00	-
Revision Leistungsschalter	0,1	6	300	800	500	80,00	130,00

Tabelle 18: Instandhaltungskosten für HS/MS-Transformatoren nach [12]

Tätigkeit	Häufigkeit [1/a]	Personalbedarf		Fremdpersonal-kosten [€]	Material-bedarf [€]	Kosten pro Jahr [€]	
		[Mh]	[€]			Eigenpers.	Fremdpers.
Gas-in-Öl-Analyse	0,5	1	50	-	300	175,00	-
Anstrich	0,5	-	-	4000*	-	-	2000,00
Silikagelwechsel	0,067	1,5	75	200	-	5,00	13,33
Revision Stufenschalter	0,143	16	800	1500	750	221,43	321,43
Reinigung der Ölauffanggruben	2	1,5	75	200	-	150,00	400,00
Prüfung Schutz/Lüfter/Stufenschalter	1	5	250	-	-	250,00	-

* inkl. Material

Netzstationen

Tabelle 19: Instandhaltungskosten für Netzstationen nach [12]

Tätigkeit	Häufigkeit [1/a]	Personalbedarf [Mh] [€]		Fremdpersonal-kosten [€]	Material-bedarf [€]	Kosten pro Jahr [€]	
						Eigenpers.	Fremdpers.
Sichtkontrolle	1	0,5	25	-	-	25,00	-
Wartung Gebäude- oder Kompaktstation	0,25	10	500	700	50	137,50	187,50

Freileitungen

Tabelle 20: Instandhaltungskosten für Freileitungen nach [12]

Tätigkeit	Häufigkeit [1/a]	Personalbedarf [Mh] [€]		Fremdpersonal-kosten [€]	Material-bedarf [€]	Kosten pro Jahr und (km oder Mast) [€]	
						Eigenpers.	Fremdpers.
Begehung	1	0,25	12,5	-	-	12,50	-
Ausüstung	0,2	25	1250	1100	250	300,00	270,00
Auswechslung von Anlagenteilen	0,1	16	800	1500	250	105,00	175,00
Mastpflege Holzmast	0,1	1	50	40	-	5,00	4,00
Holzmasttausch	0,033	8	400	900	400	26,40	42,90
Mastpflege Stahlmast	0,083	4	200	-	-	16,67	-
Mastinstandsetzung Stahlmast	0,042	12	600	700	50	27,08	31,25

Berechnung der jährlichen Kosten für Instandhaltung

$$K_{I,E} = H \cdot (K_{P,E} + K_{MB}) \tag{9}$$

$$K_{I,F} = H \cdot (K_{P,F} + K_{MB}) \tag{10}$$

$K_{I,E}$, $K_{I,F}$ Instandhaltungskosten bei Eigen- oder Fremdpersonal

$K_{P,E}$, $K_{P,F}$ Personalkosten bei Eigen- oder Fremdpersonal

K_{MB} Kosten für Materialbedarf

H Häufigkeit der Maßnahmen pro Jahr

A.12 Zuverlässigkeitsberechnungen und Kostenbewertung

Ergebnisse – Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln bei praktizierter Instandhaltung

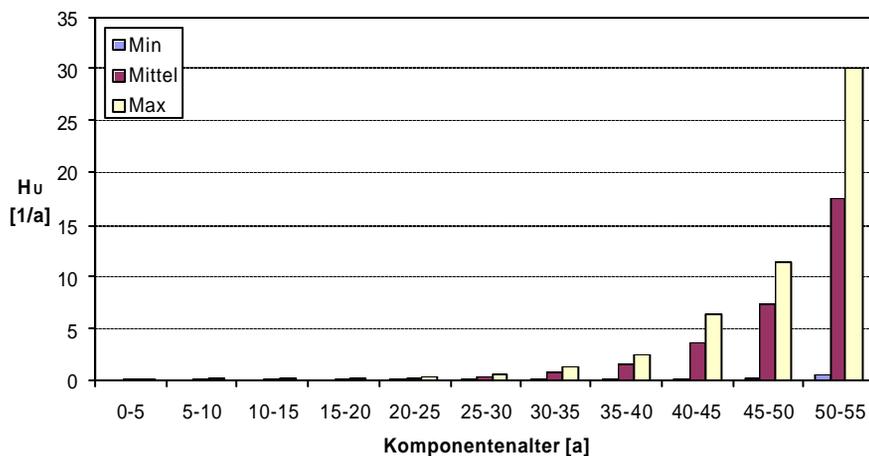


Bild 121: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

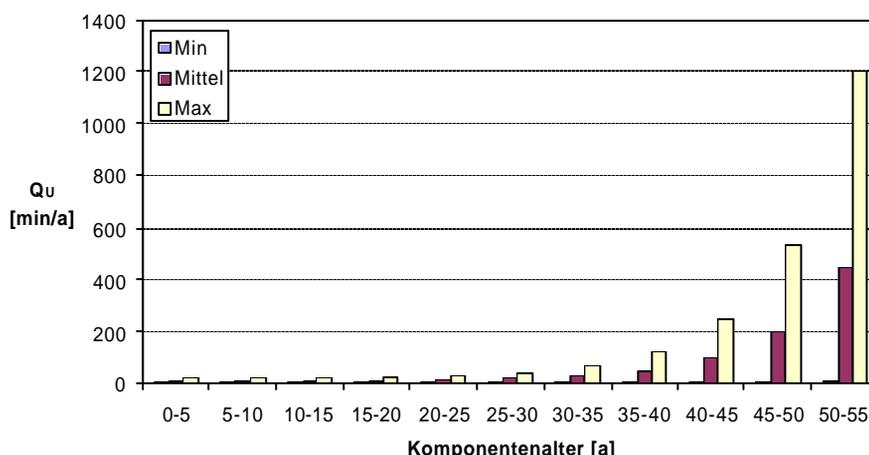


Bild 122: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

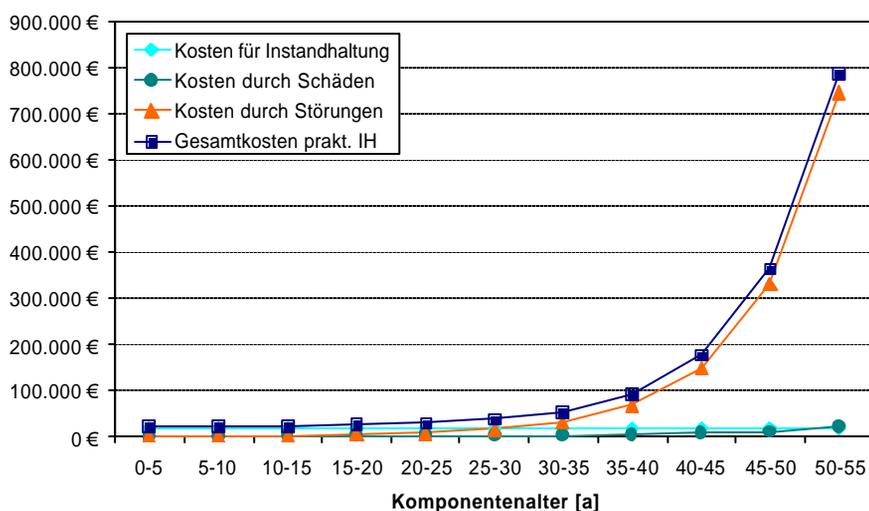


Bild 123: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Kosten pro Jahr bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

Ergebnisse – Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln bei praktizierter Instandhaltung

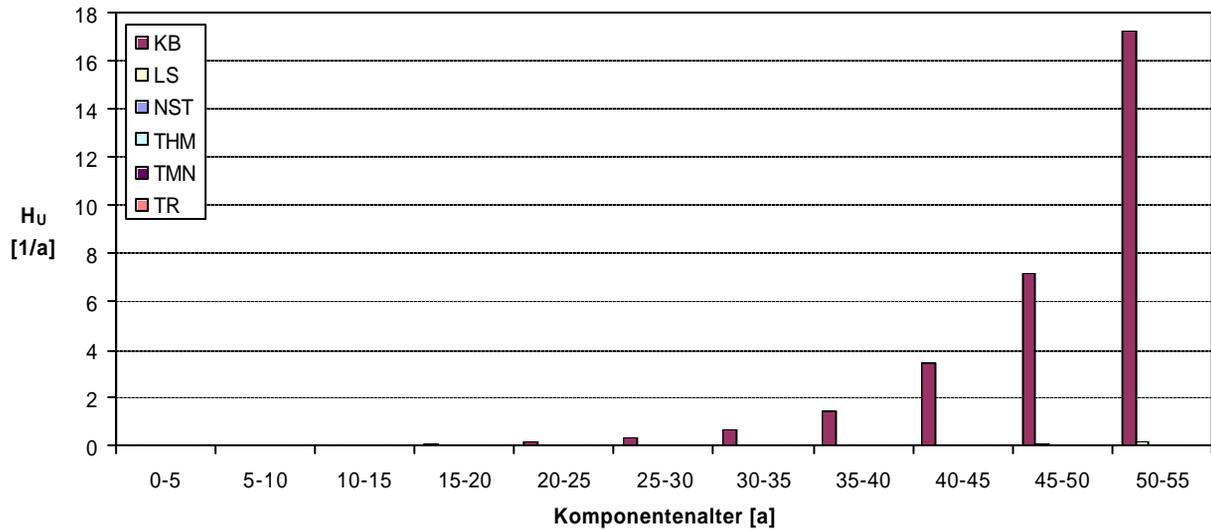


Bild 124: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

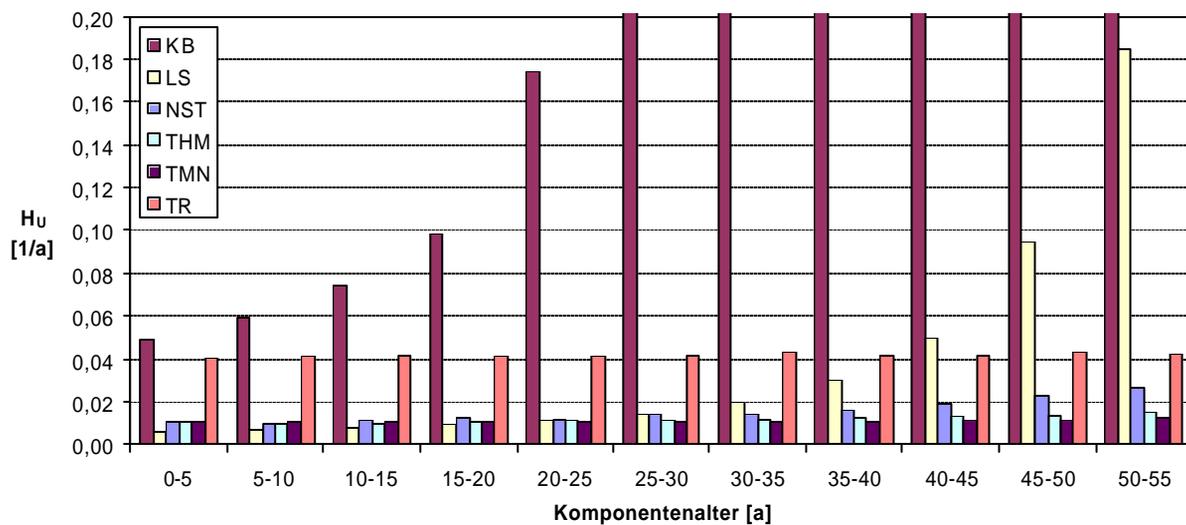


Bild 125: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln bei praktizierter Instandhaltung

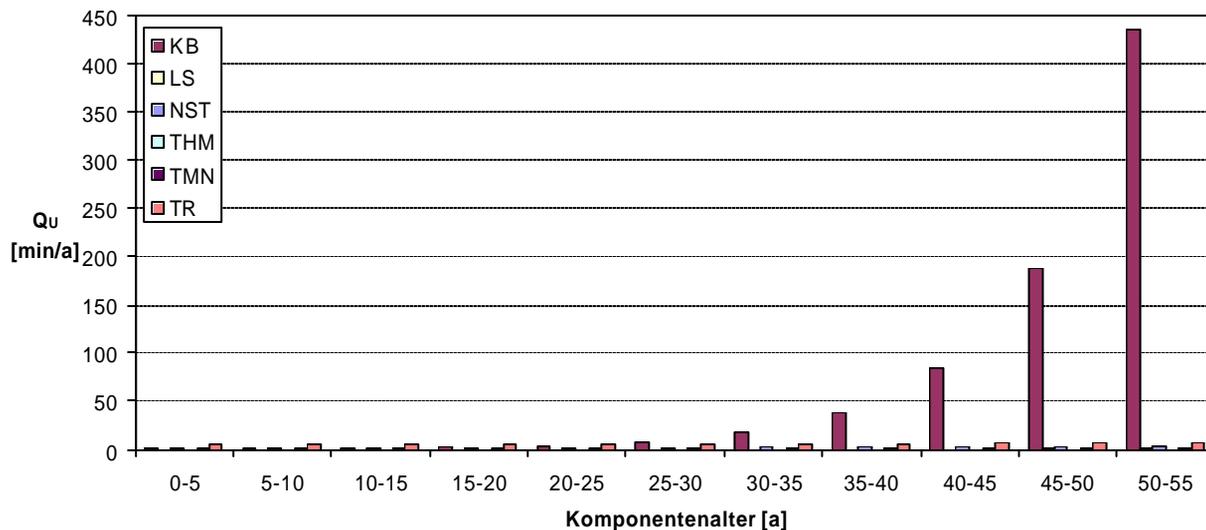


Bild 126: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

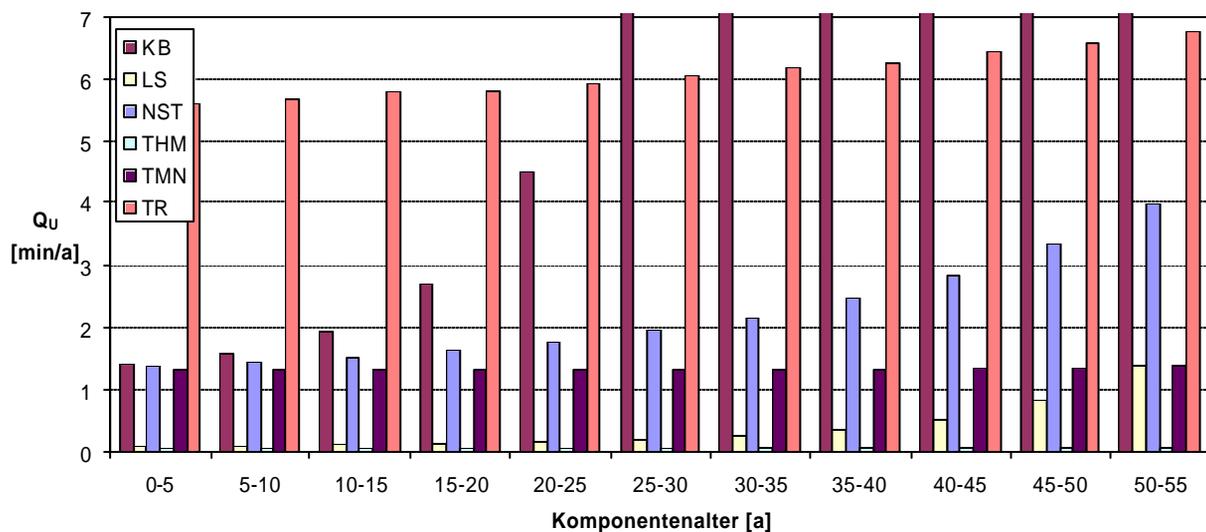


Bild 127: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln bei praktizierter Instandhaltung

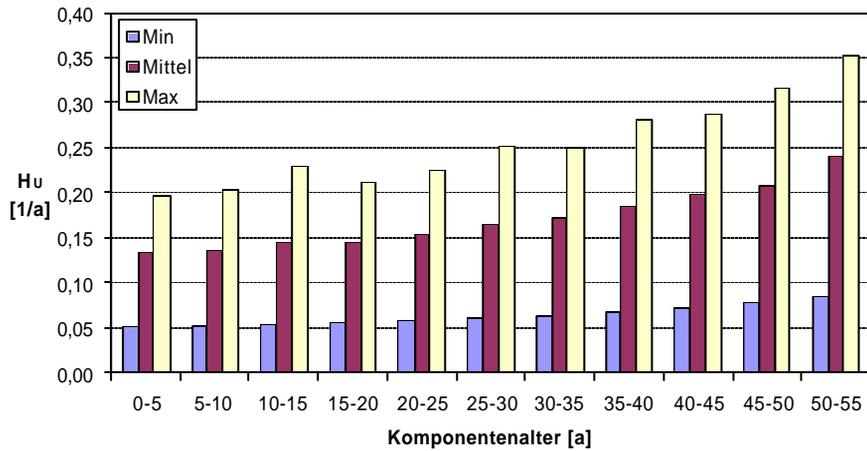


Bild 128: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

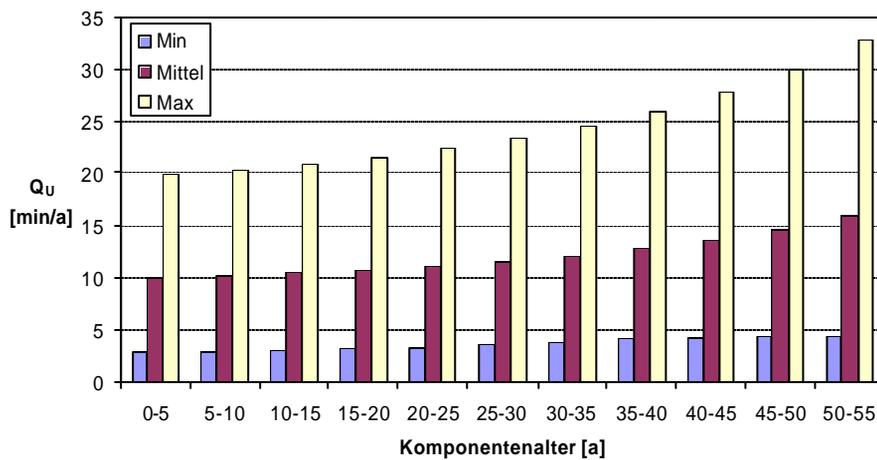


Bild 129: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

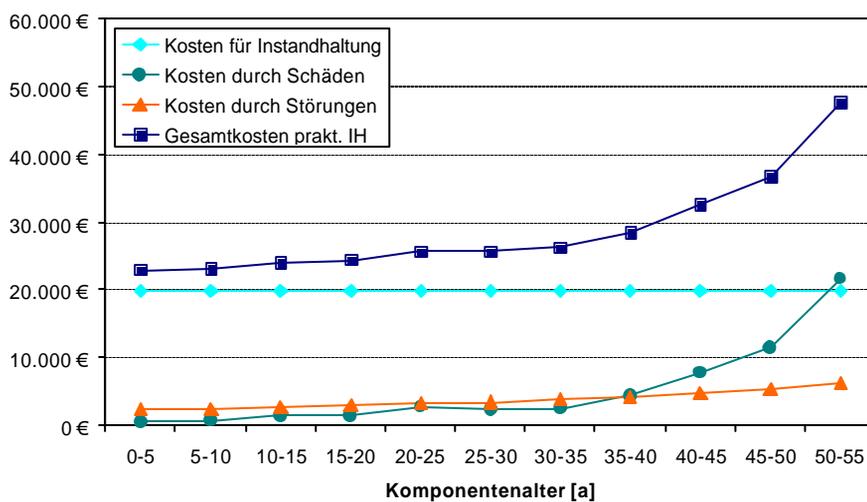


Bild 130: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Kosten pro Jahr bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

Ergebnisse – Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln bei praktizierter Instandhaltung

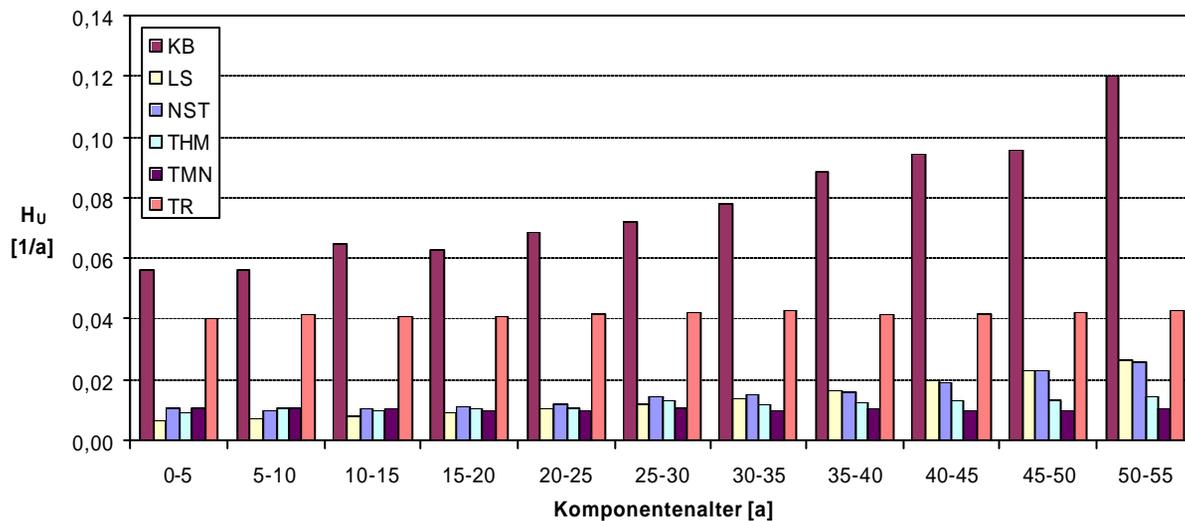


Bild 131: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

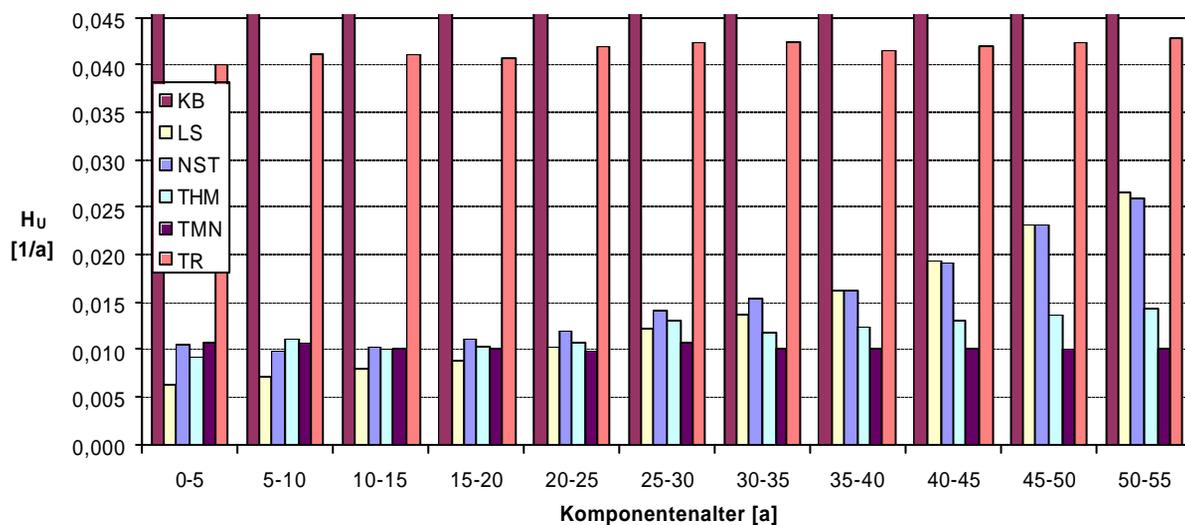


Bild 132: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln bei praktizierter Instandhaltung

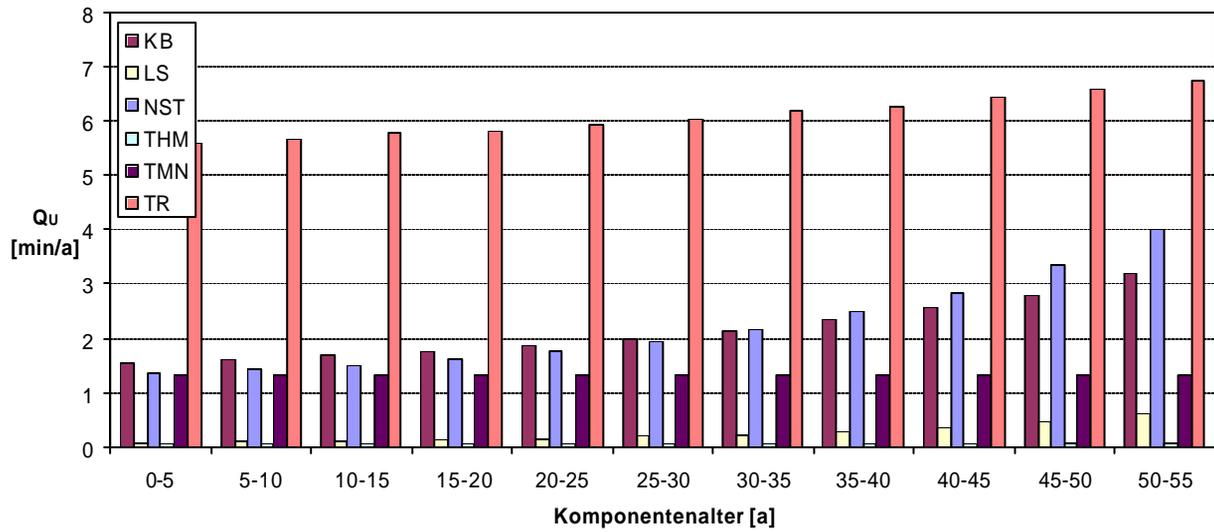


Bild 133: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

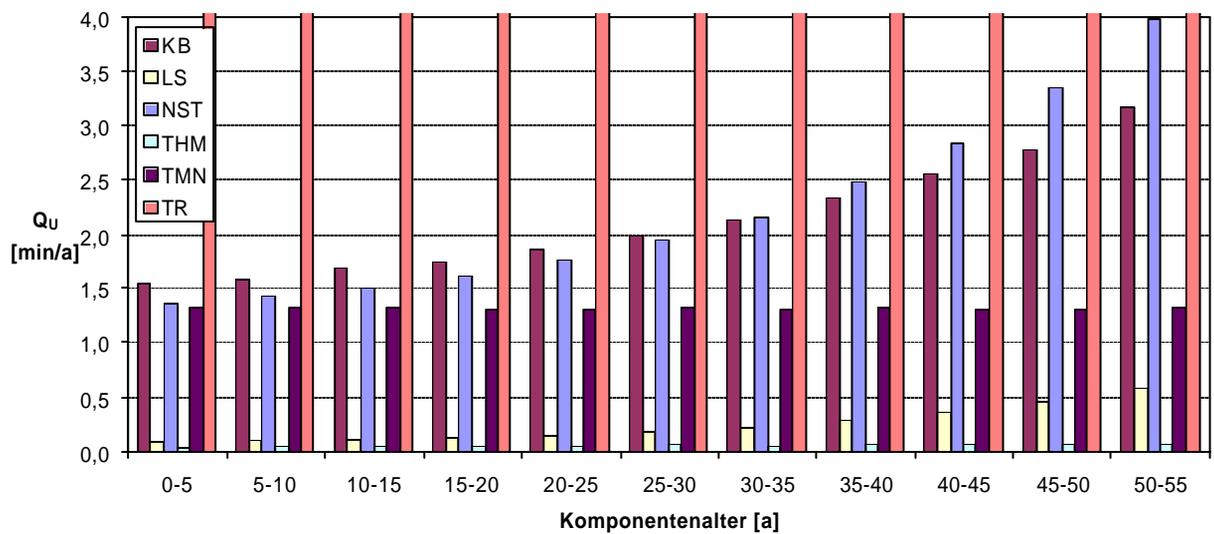


Bild 134: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln ohne Instandhaltung

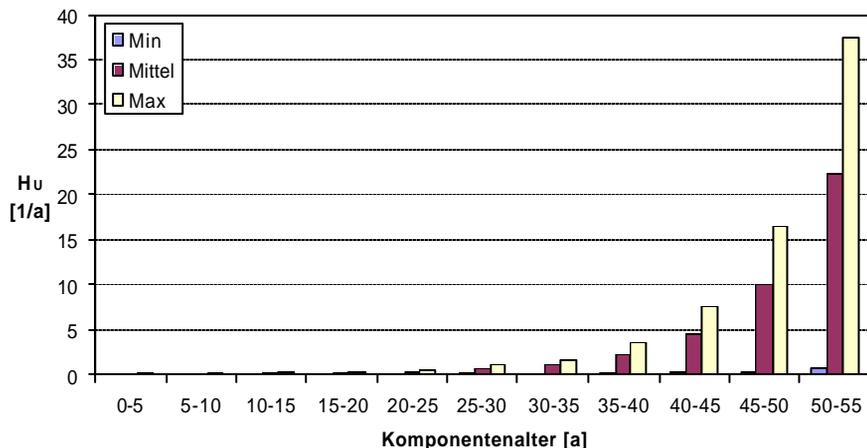


Bild 135: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur

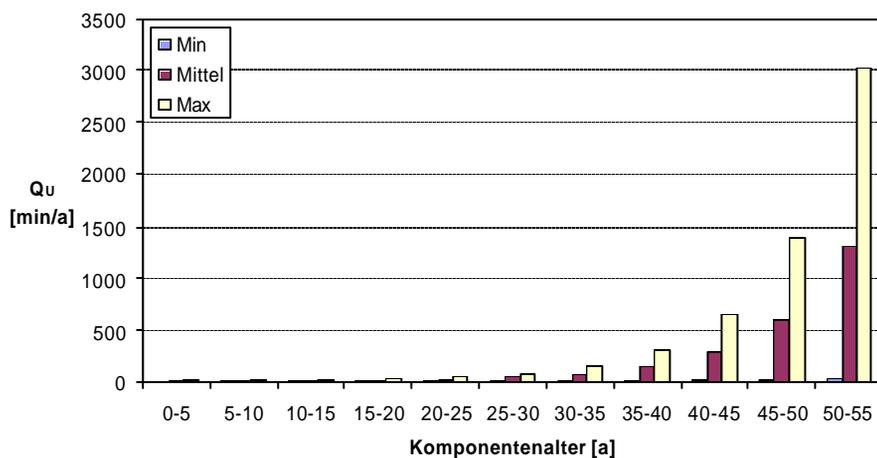


Bild 136: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Kunden, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur

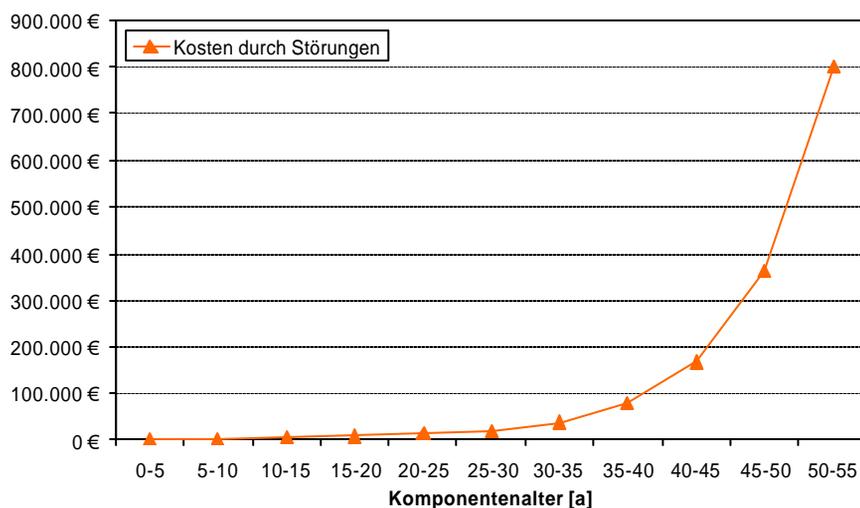


Bild 137: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Kosten pro Jahr, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur

Ergebnisse – Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln ohne Instandhaltung

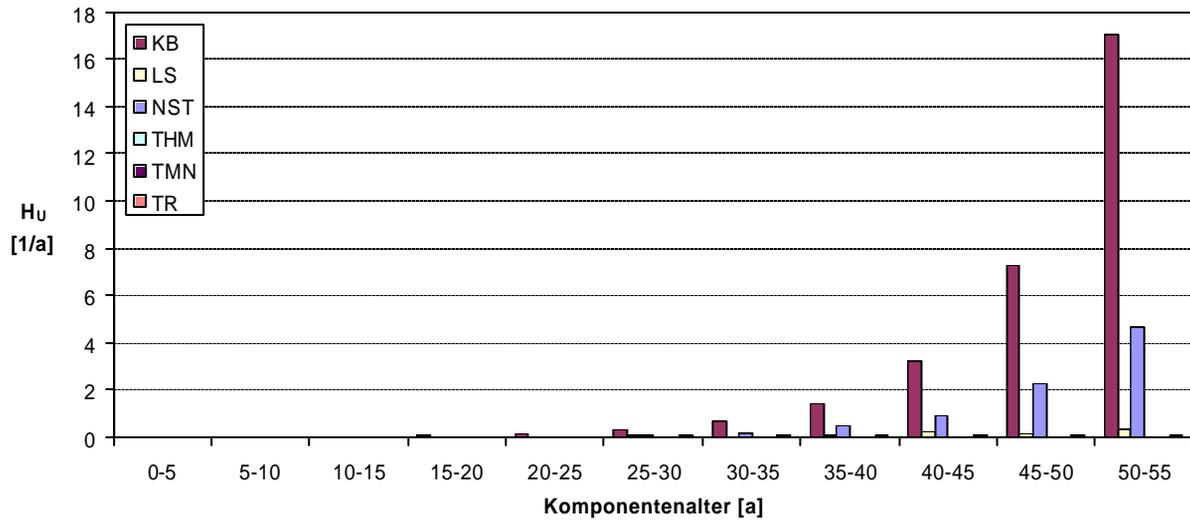


Bild 138: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

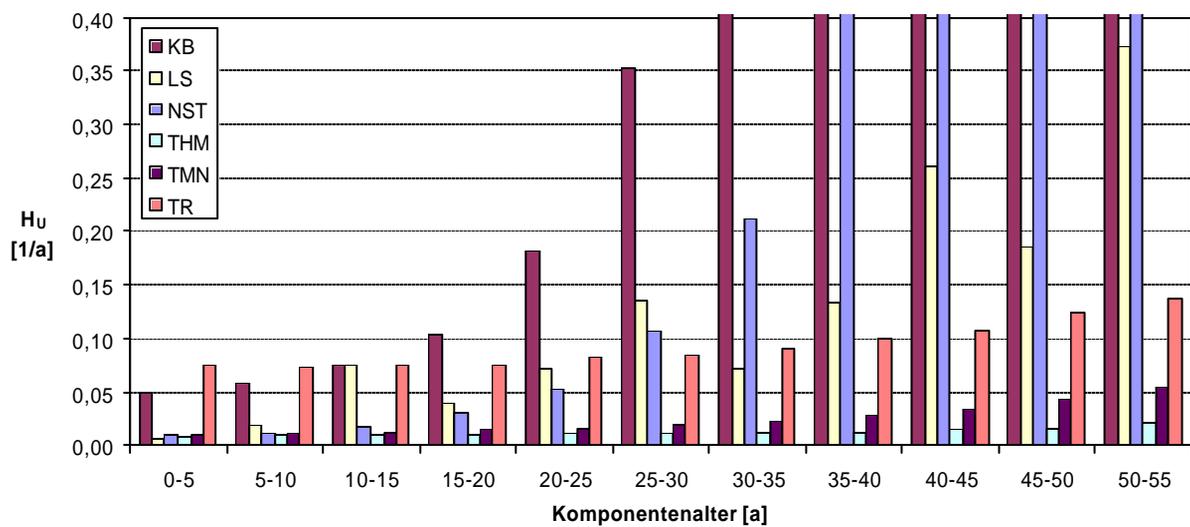


Bild 139: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln ohne Instandhaltung

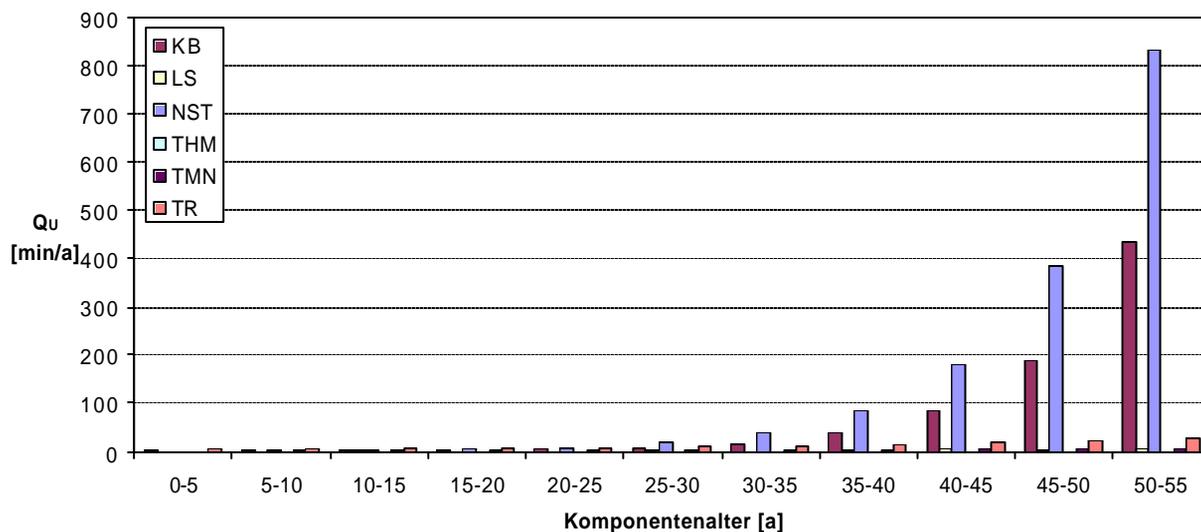


Bild 140: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

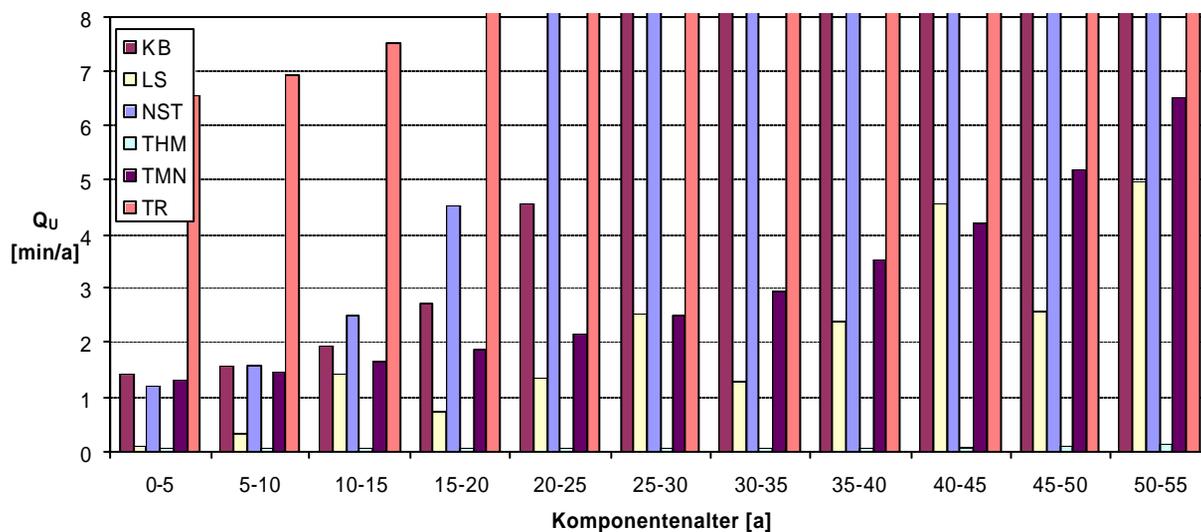


Bild 141: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln ohne Instandhaltung

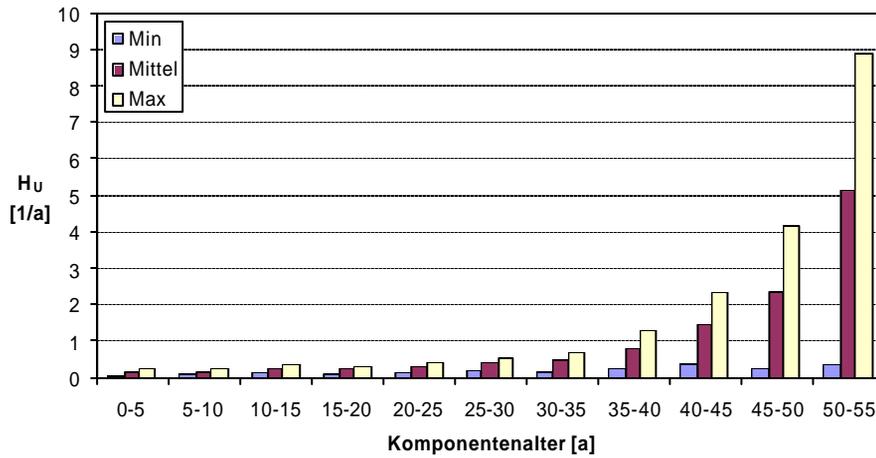


Bild 142: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur

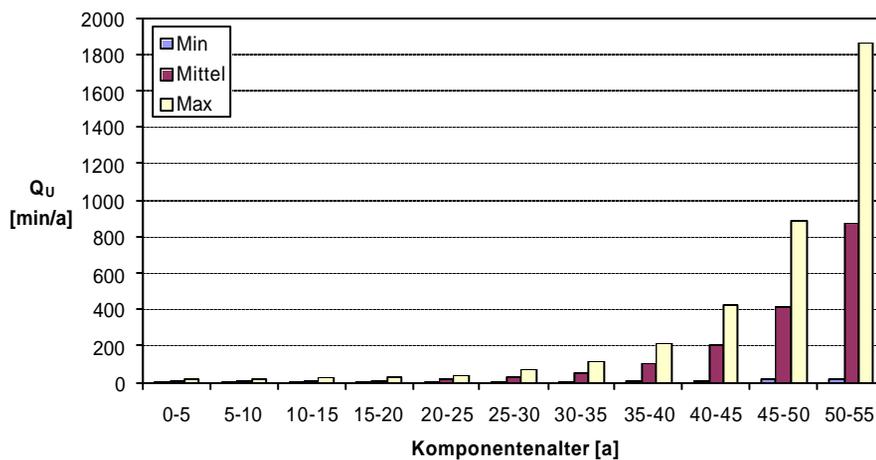


Bild 143: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Kunden, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur

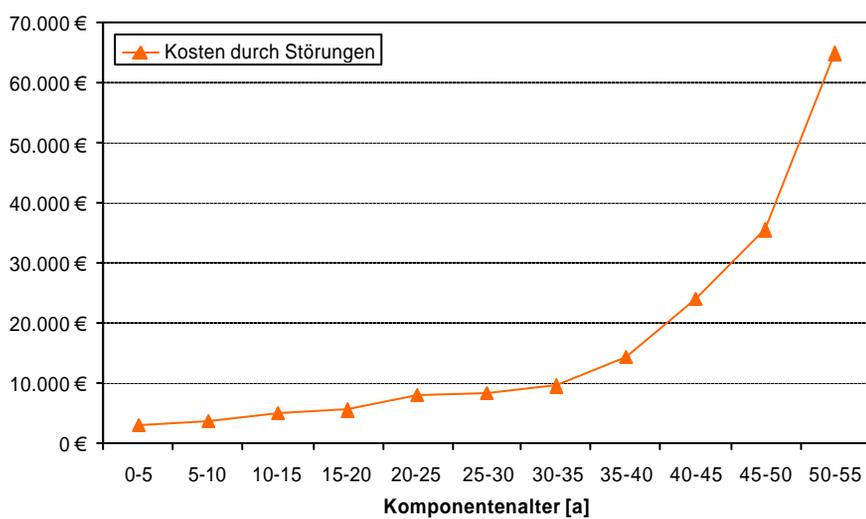


Bild 144: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Kosten pro Jahr, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur

Ergebnisse – Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln ohne Instandhaltung

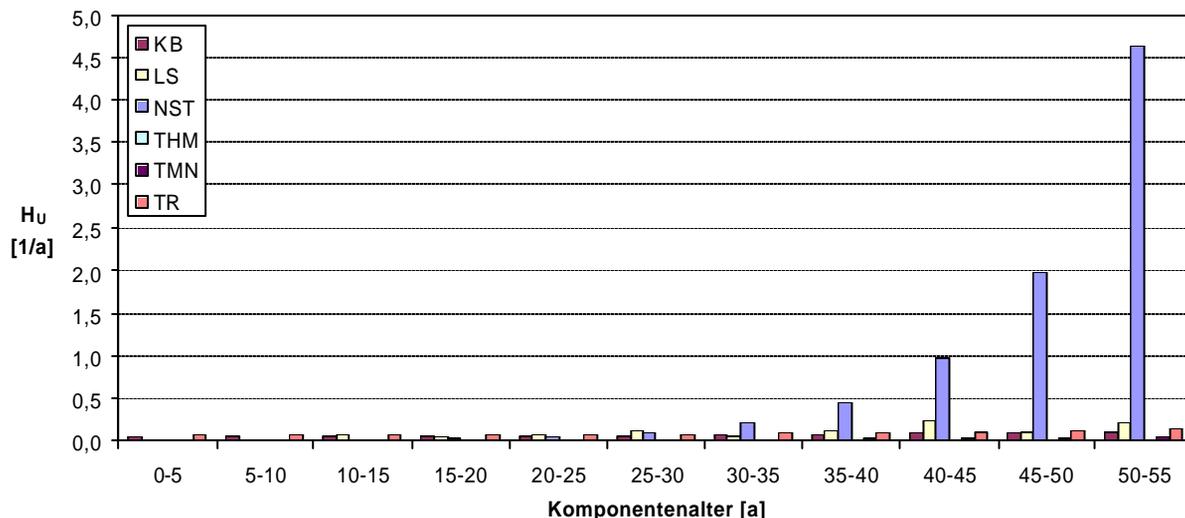


Bild 145: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

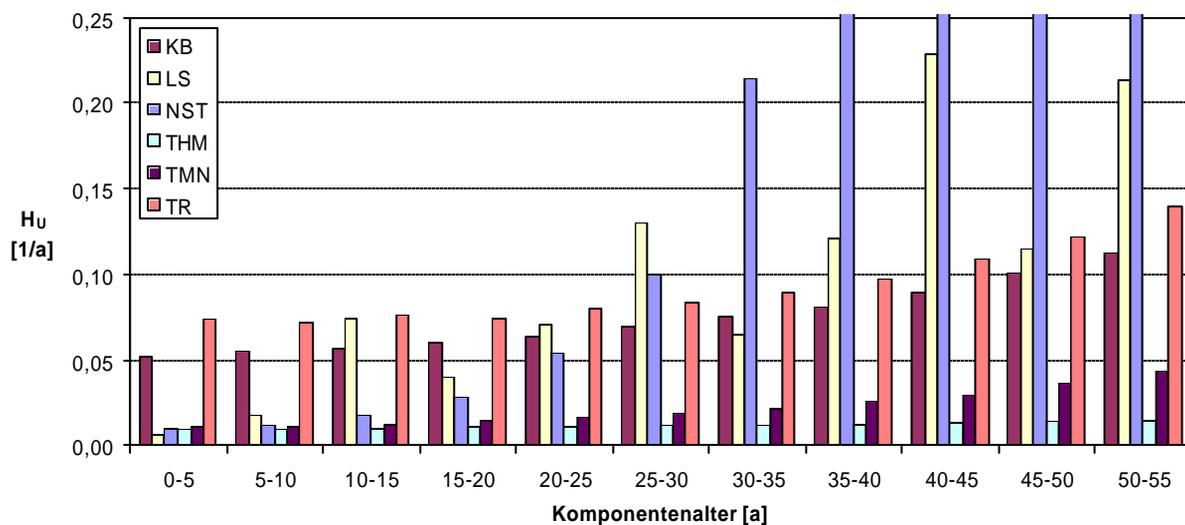


Bild 146: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln ohne Instandhaltung

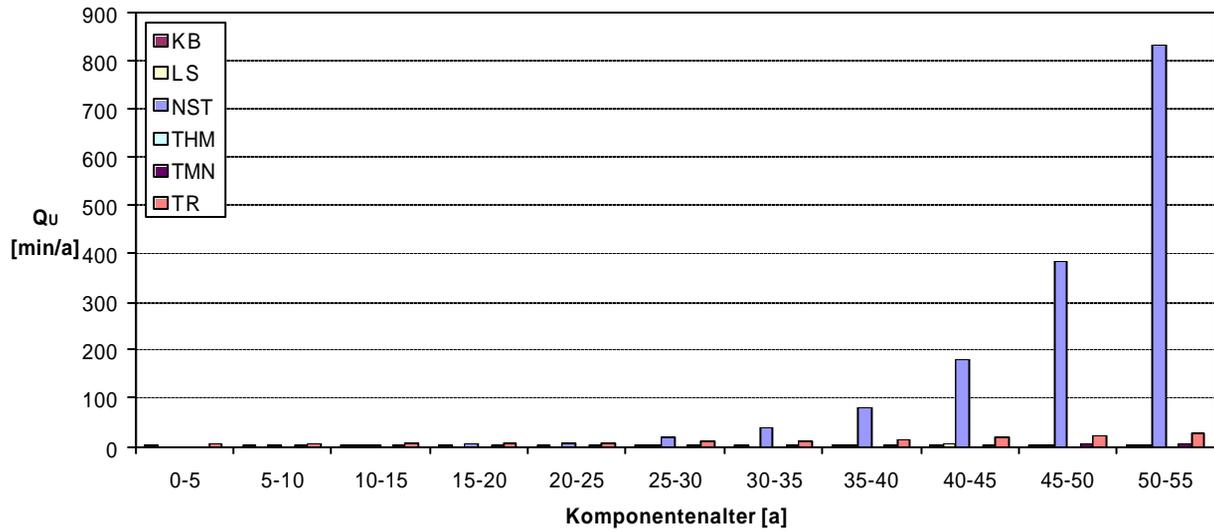


Bild 147: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

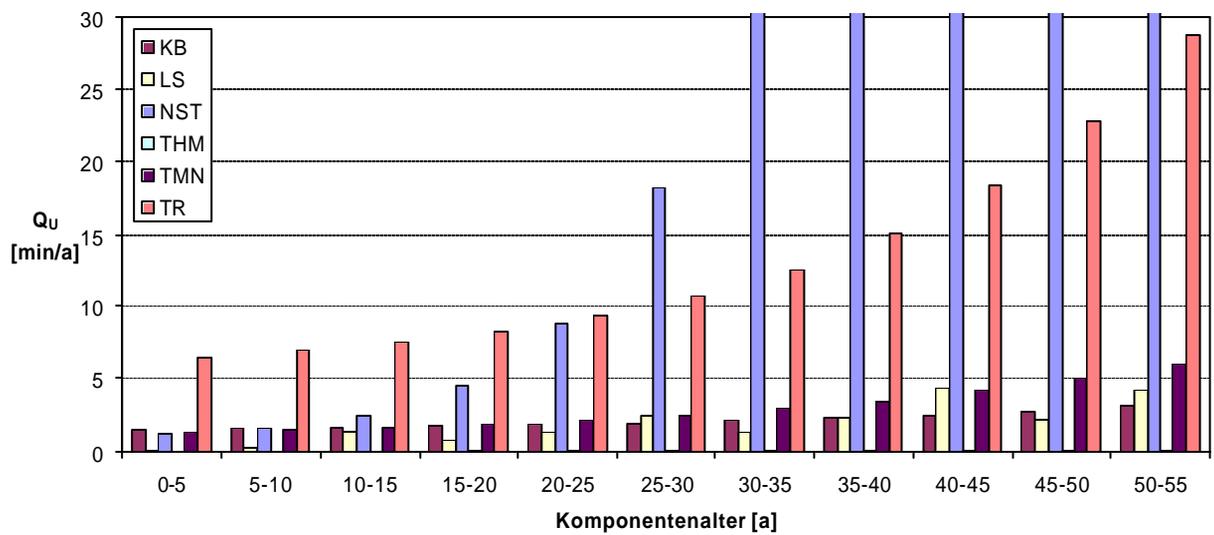


Bild 148: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Nichtverfügbarkeit für Komponenten, ohne Instandhaltung bei einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Vergleich der jährlichen Kosten – Stadtnetz

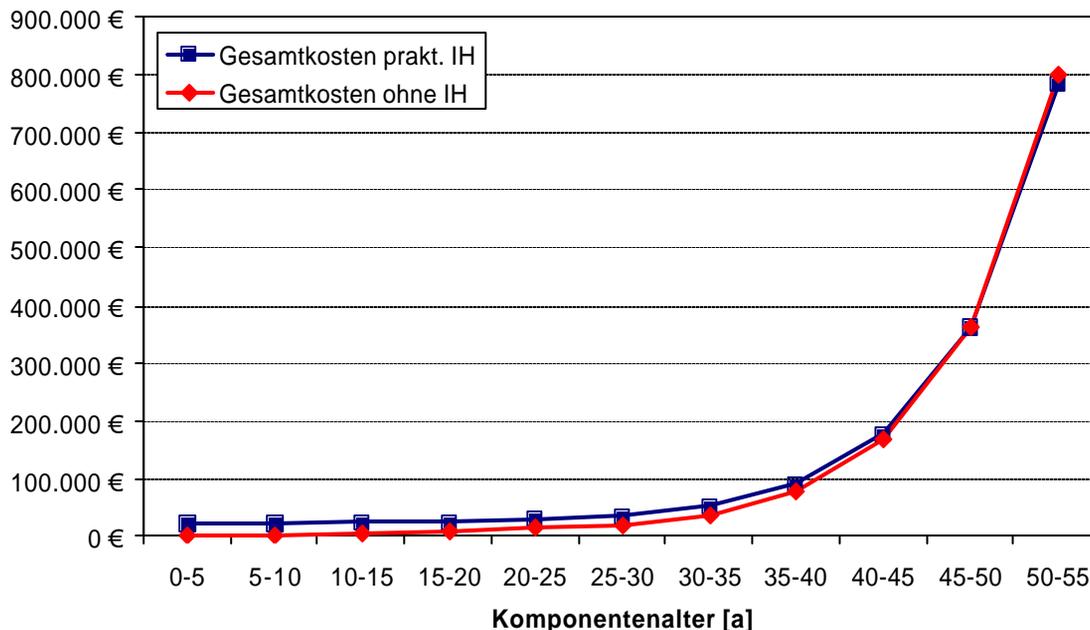


Bild 149: Stadtnetz mit alten VPE-Kabeln – Vergleich der Kosten pro Jahr für praktizierte und ohne Instandhaltung, einheitliche Altersstruktur

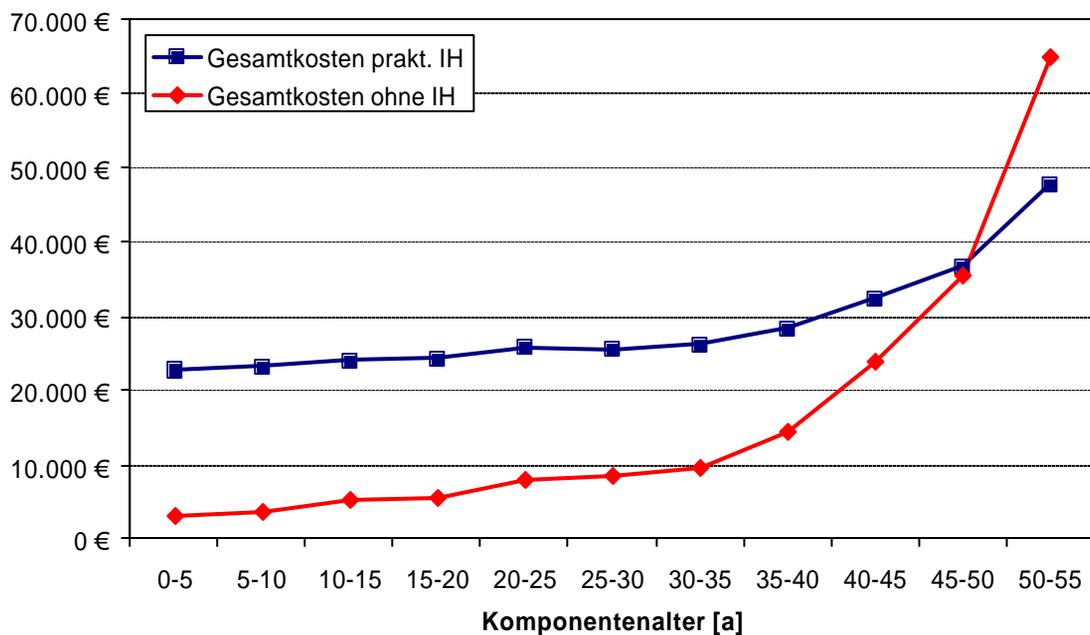


Bild 150: Stadtnetz mit neuen VPE-Kabeln – Vergleich der Kosten pro Jahr für praktizierte und ohne Instandhaltung, einheitliche Altersstruktur

Ergebnisse – Landnetz bei praktizierter Instandhaltung

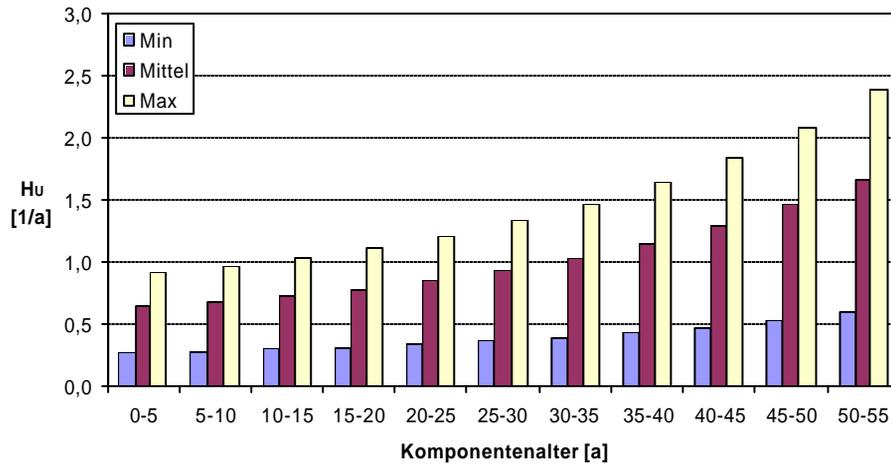


Bild 151: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

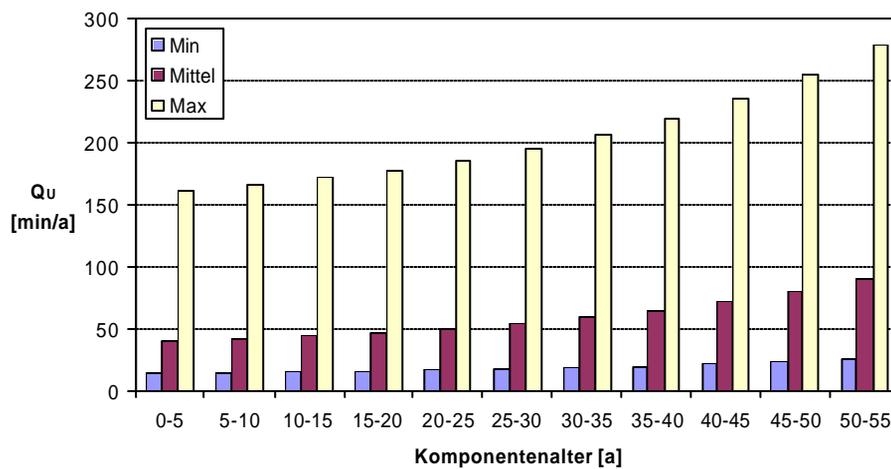


Bild 152: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

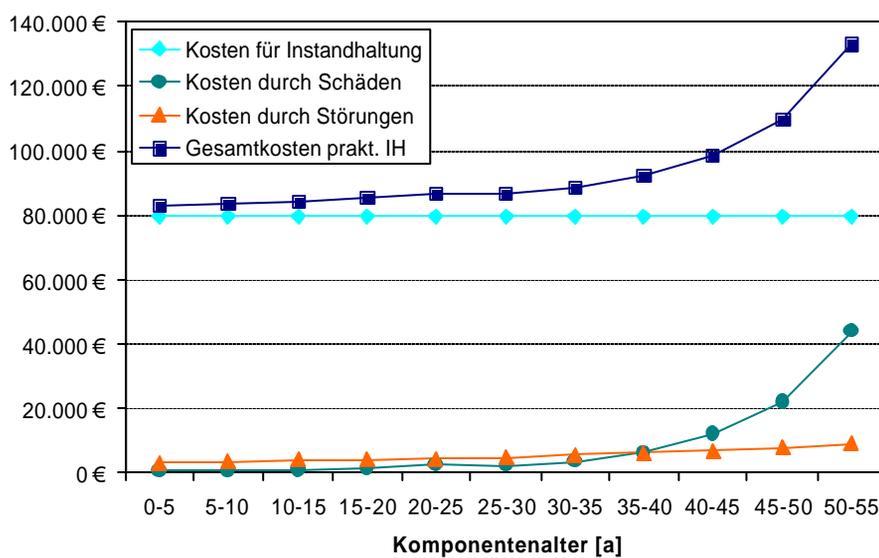


Bild 153: Landnetz – Kosten pro Jahr bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

Ergebnisse – Landnetz bei praktizierter Instandhaltung

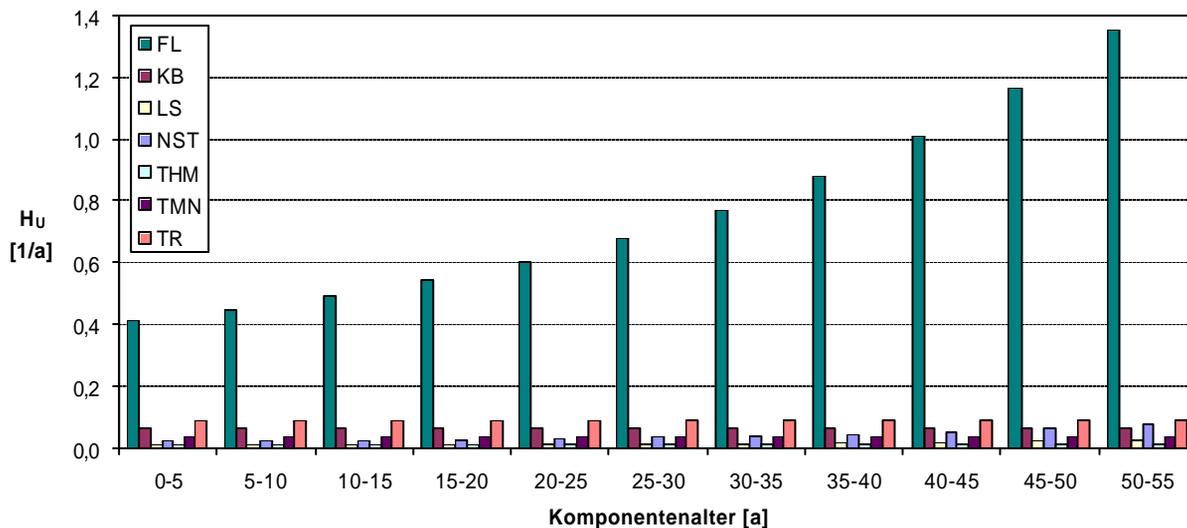


Bild 154: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

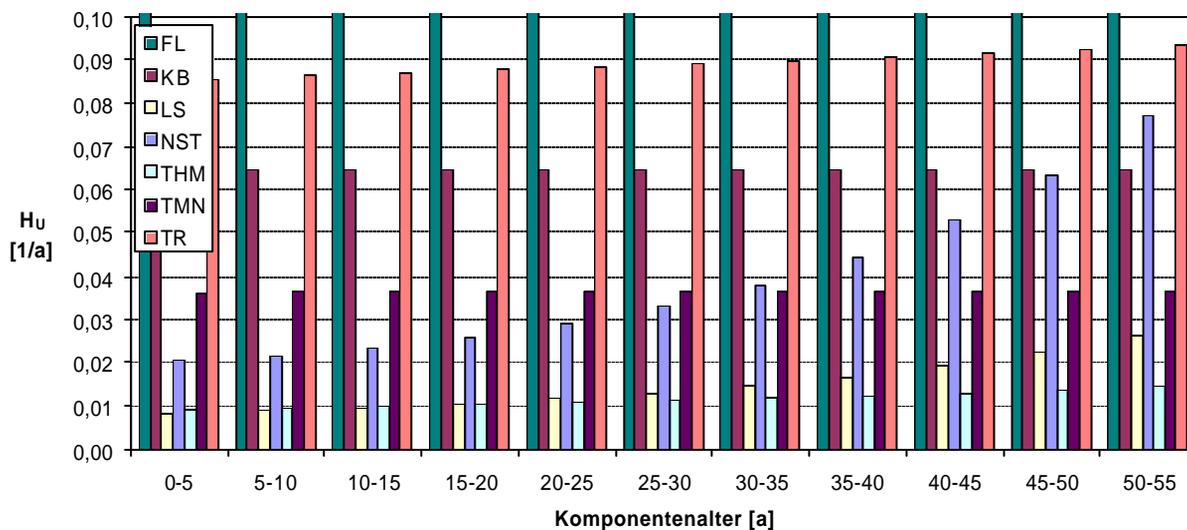


Bild 155: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Landnetz bei praktizierter Instandhaltung

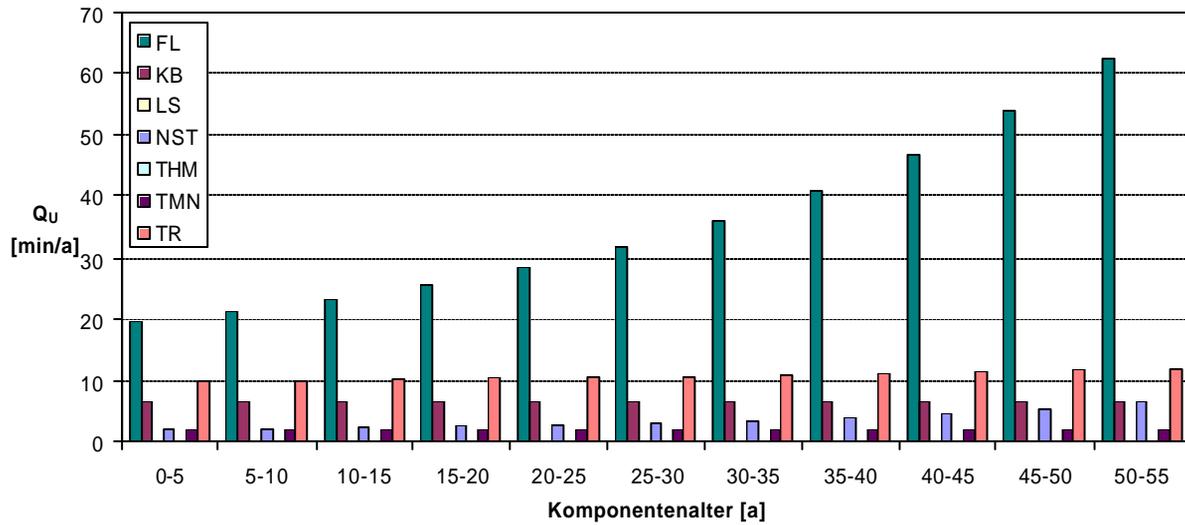


Bild 156: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

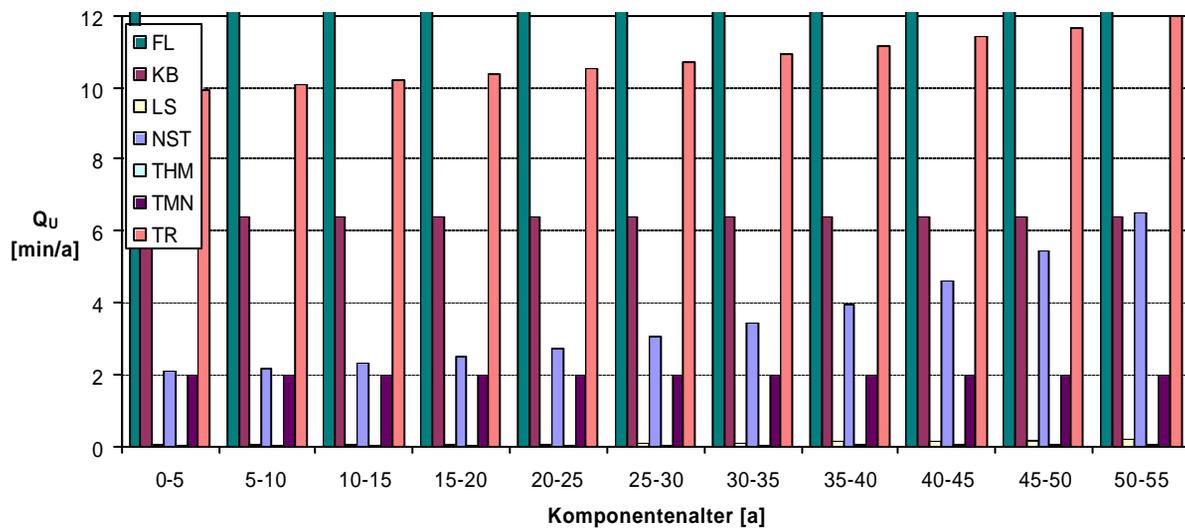


Bild 157: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei praktizierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Landnetz bei reduzierter Instandhaltung

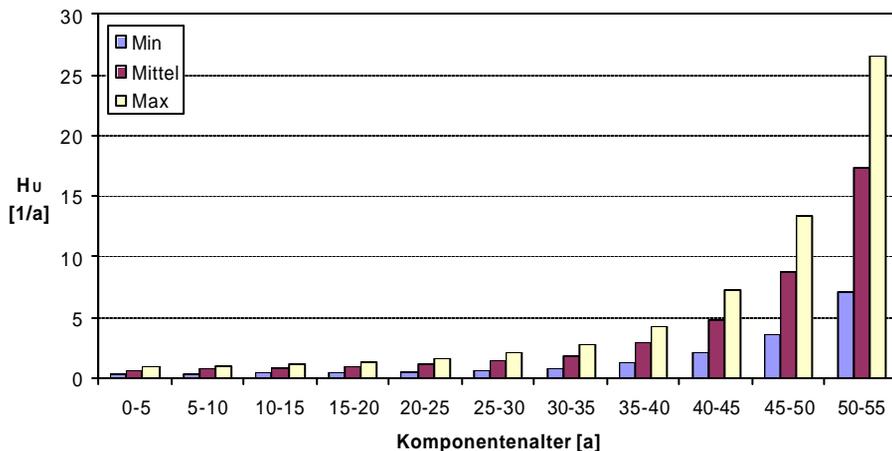


Bild 158: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

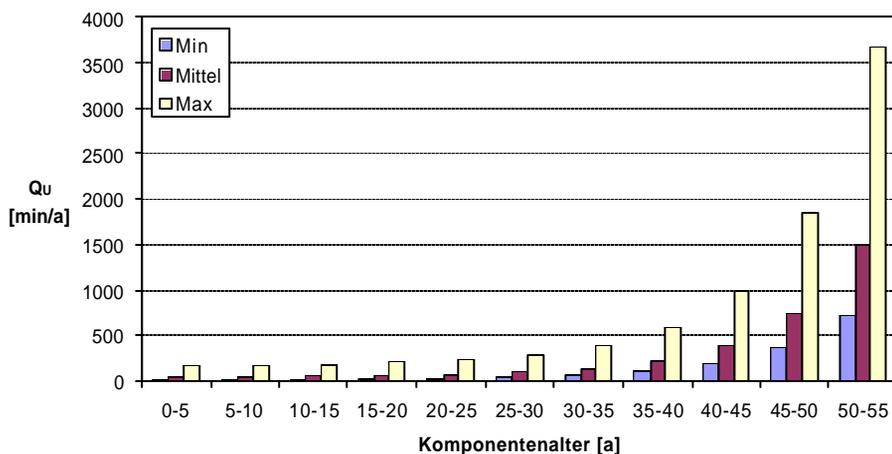


Bild 159: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

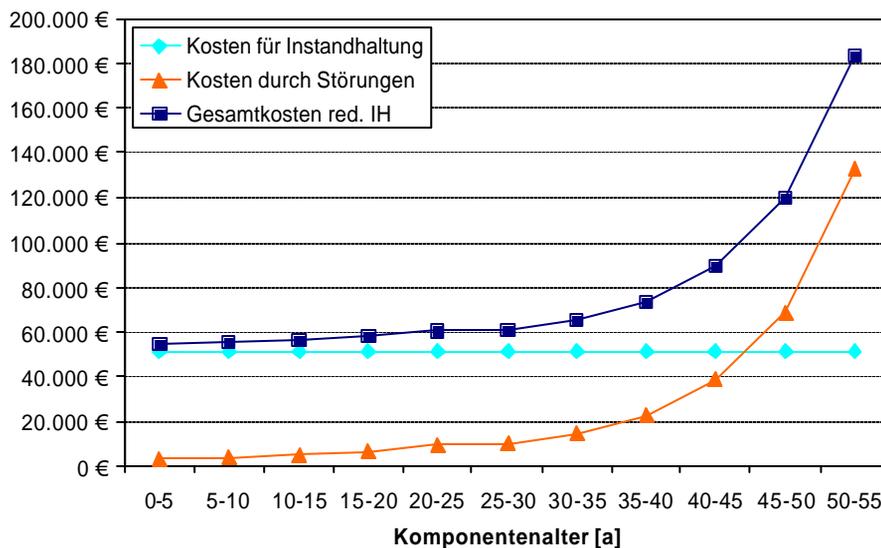


Bild 160: Landnetz – Kosten pro Jahr bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur

Ergebnisse – Landnetz bei reduzierter Instandhaltung

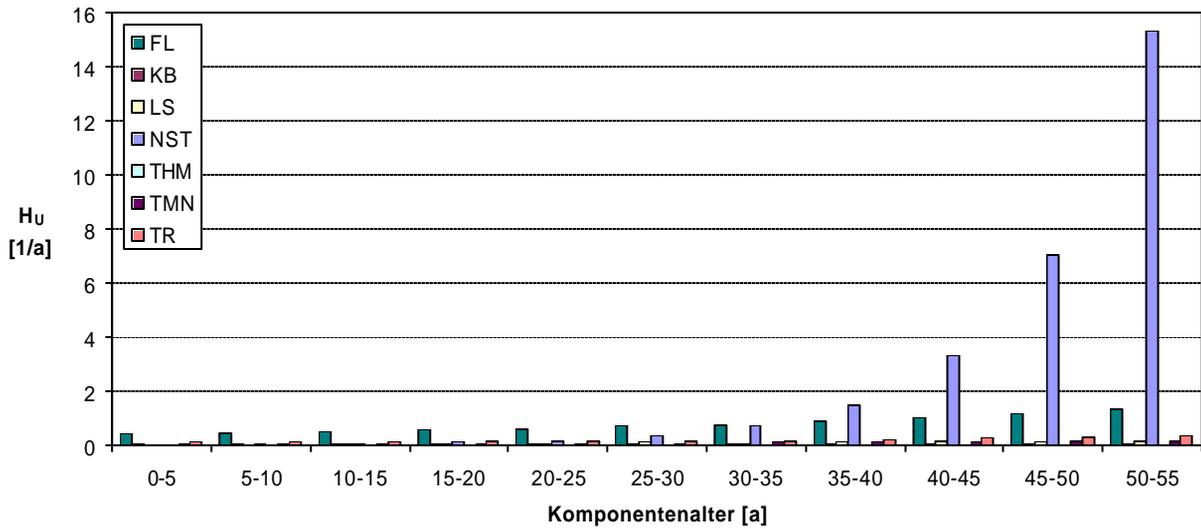


Bild 161: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

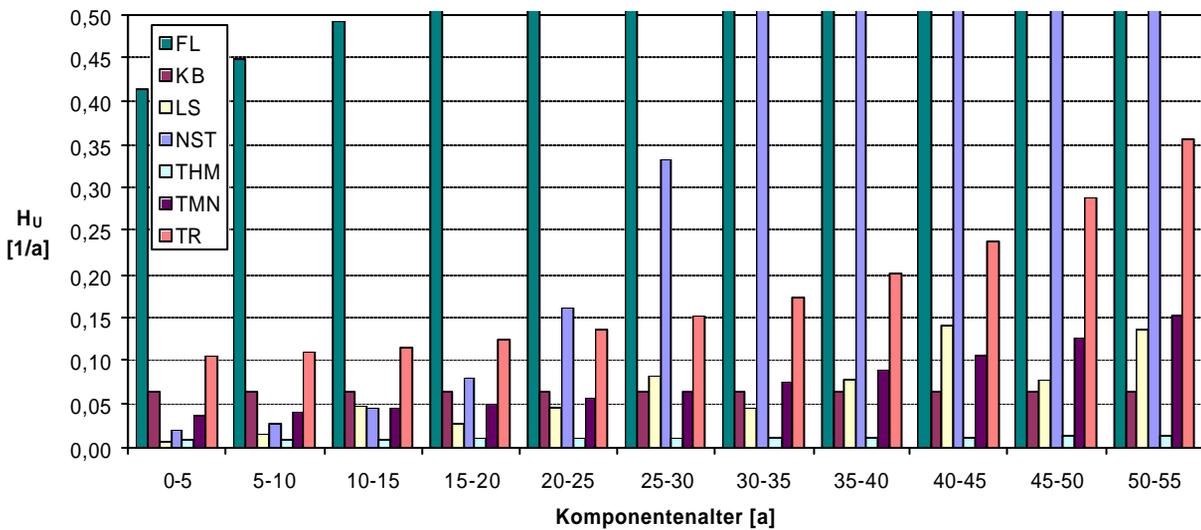


Bild 162: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Landnetz bei reduzierter Instandhaltung

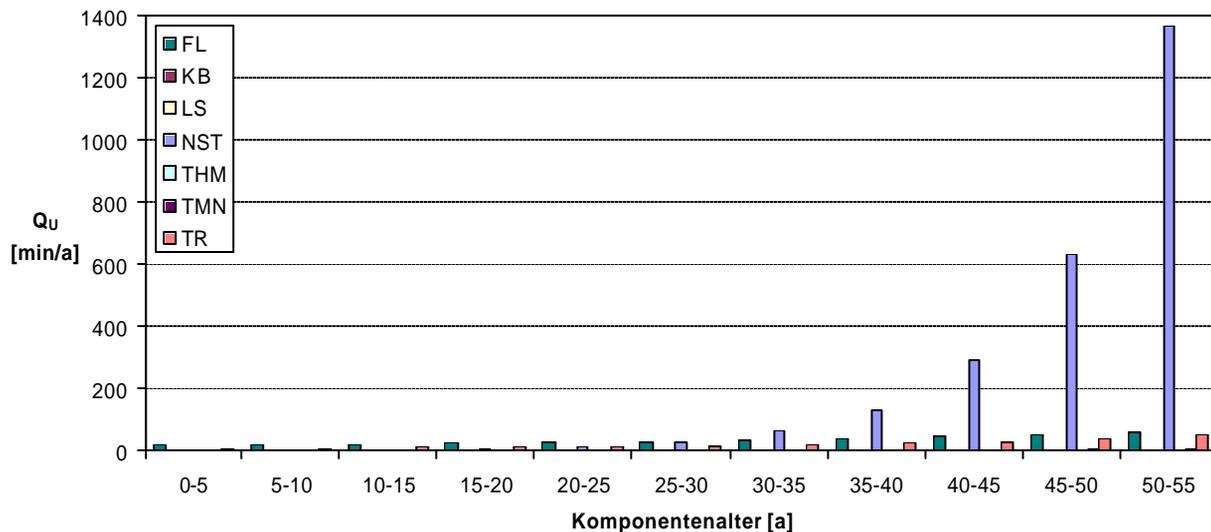


Bild 163: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung groß

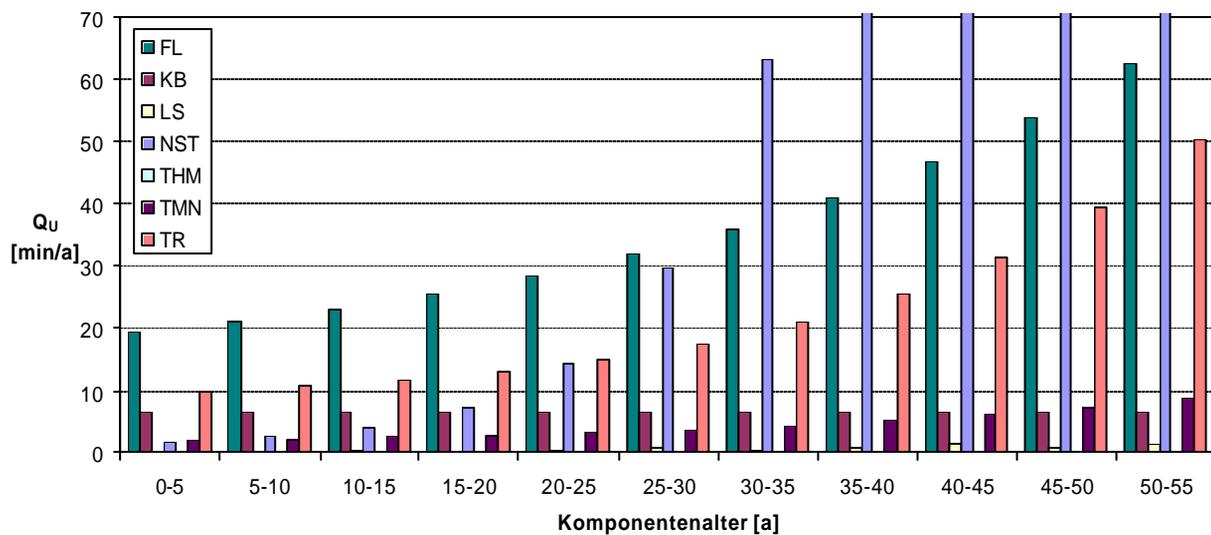


Bild 164: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und einheitlicher Altersstruktur, Skalierung klein

Vergleich der jährlichen Kosten – Landnetz

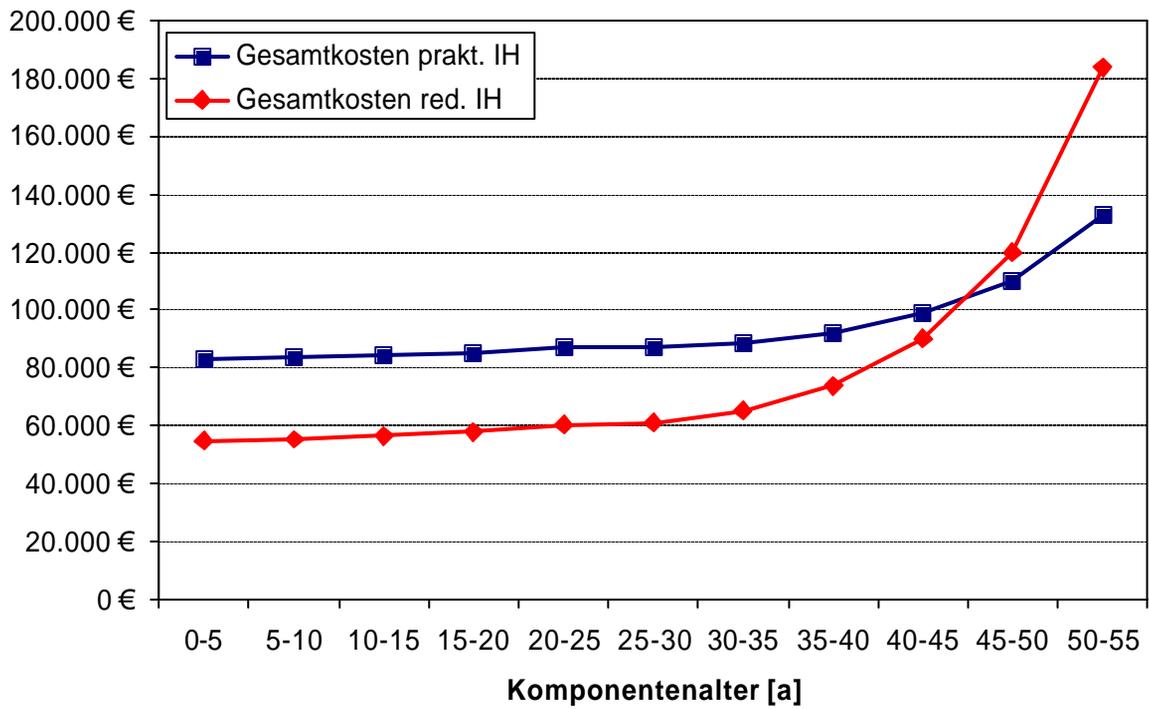


Bild 165: Landnetz – Vergleich der Kosten pro Jahr für praktizierte und reduzierte Instandhaltung, einheitliche Altersstruktur

Ergebnisse – Stadtnetz mit realer Altersstruktur bei ausgesetzter Instandhaltung

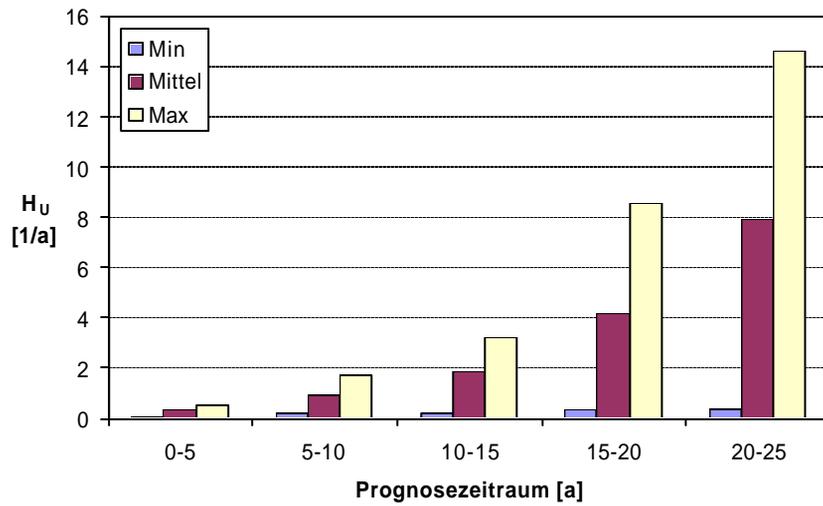


Bild 166: Stadtnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur

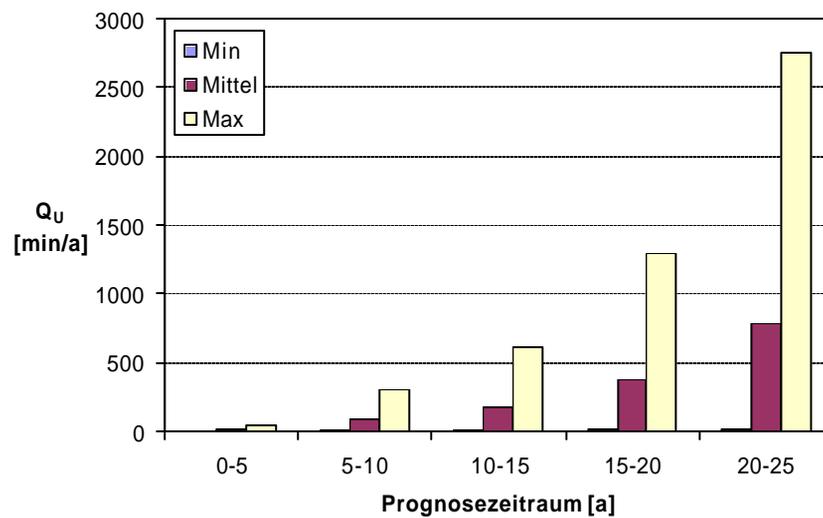


Bild 167: Stadtnetz – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur

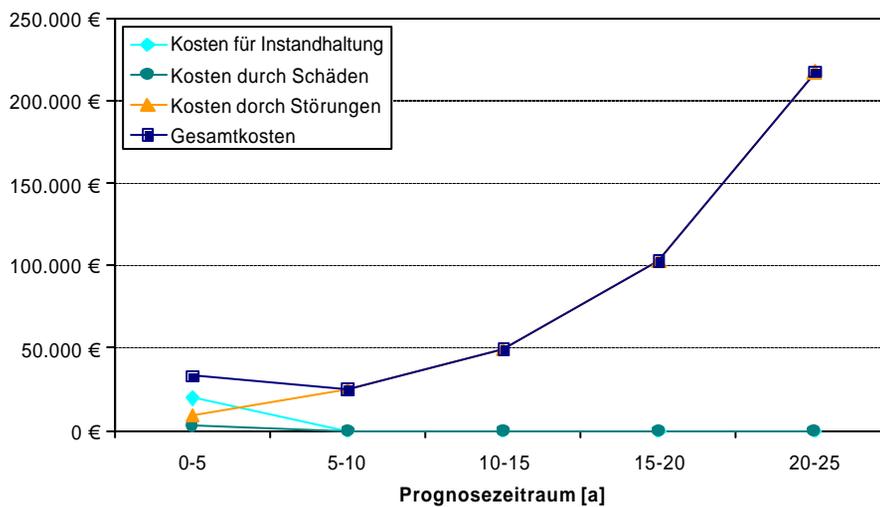


Bild 168: Stadtnetz – Kosten pro Jahr bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur

Ergebnisse – Stadtnetz mit realer Altersstruktur bei ausgesetzter Instandhaltung

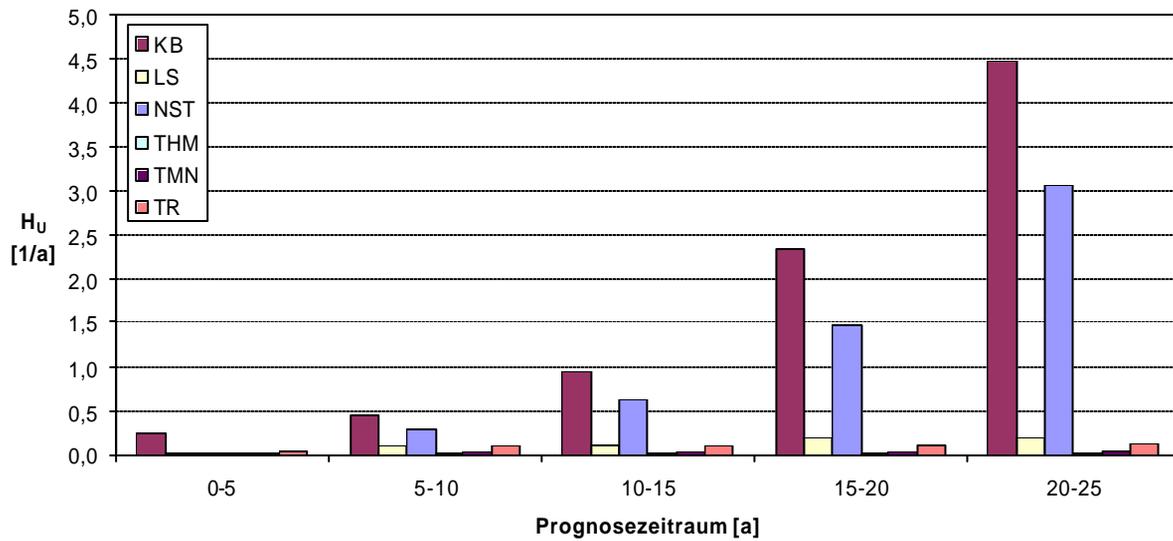


Bild 169: Stadtnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung groß

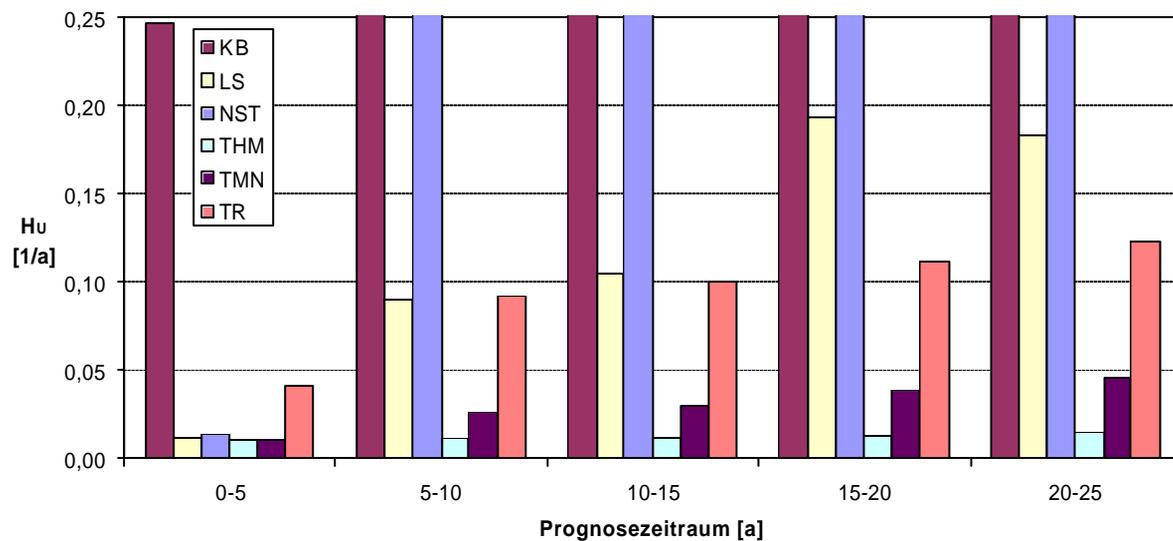


Bild 170: Stadtnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Stadtnetz mit realer Altersstruktur bei ausgesetzter Instandhaltung

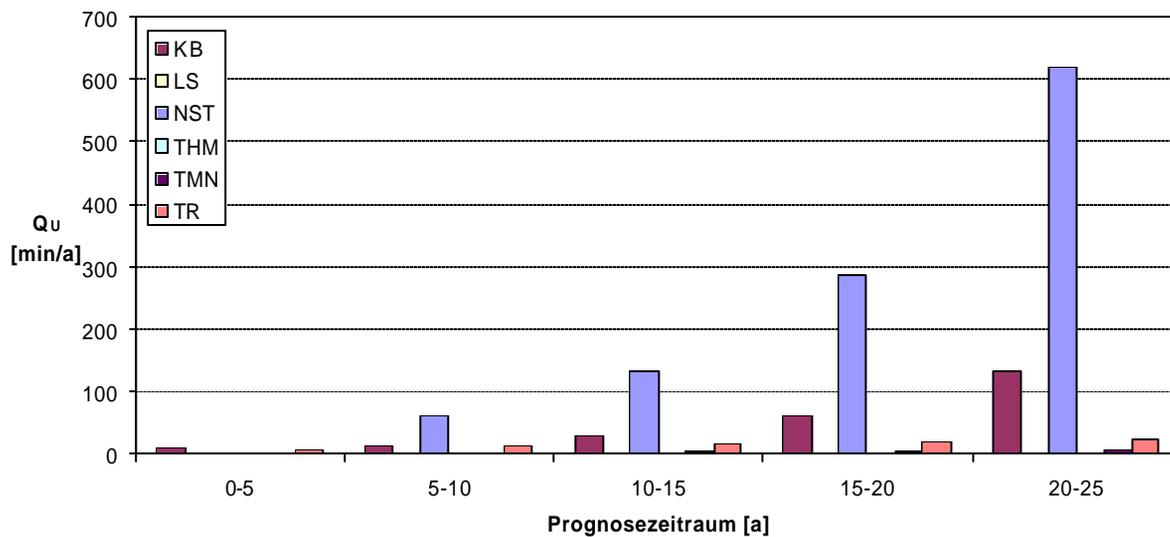


Bild 171: Stadtnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung groß

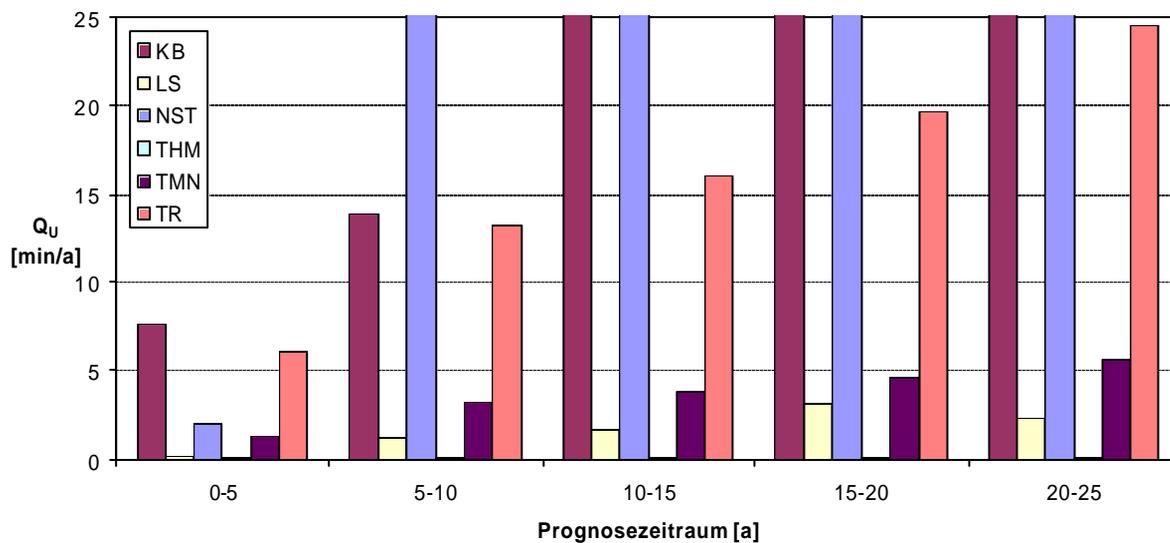


Bild 172: Stadtnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei ausgesetzter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Landnetz mit realer Altersstruktur bei reduzierter Instandhaltung

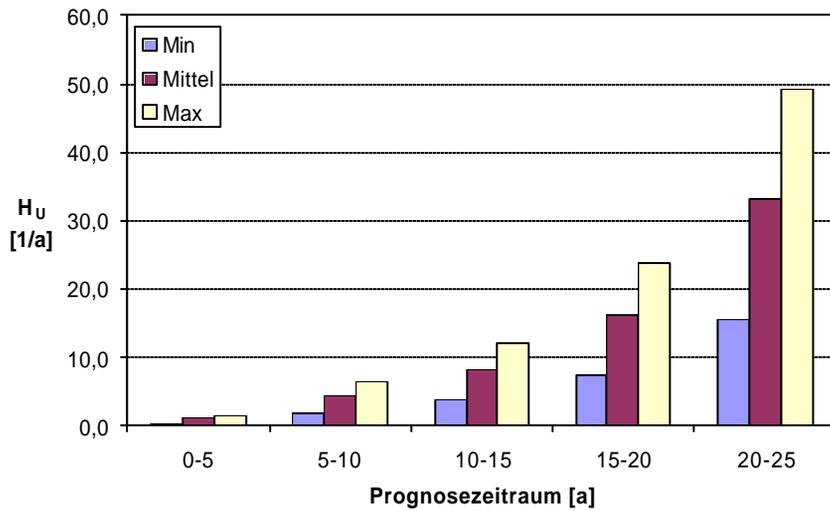


Bild 173: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Kunden bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur

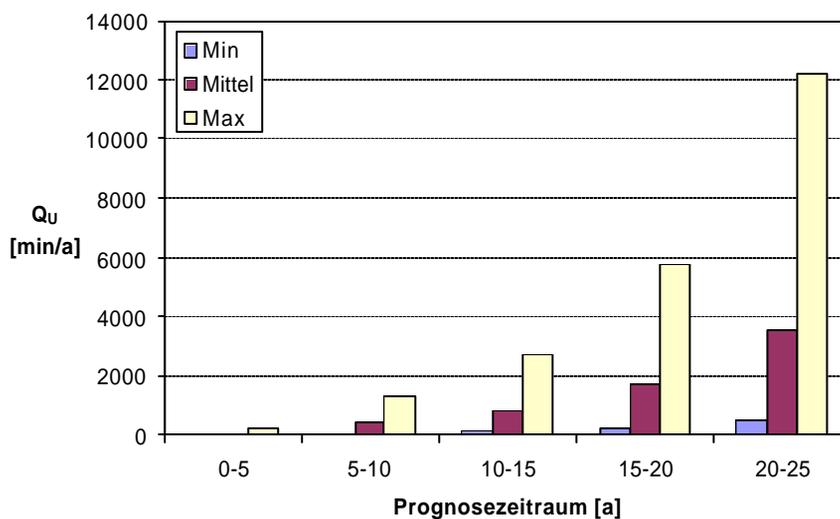


Bild 174: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Kunden bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur

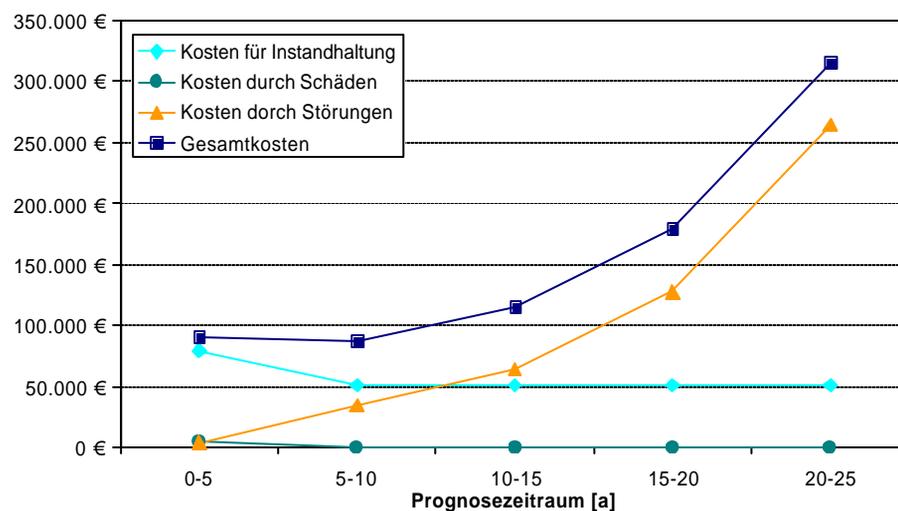


Bild 175: Landnetz – Kosten pro Jahr bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur

Ergebnisse – Landnetz mit realer Altersstruktur bei reduzierter Instandhaltung

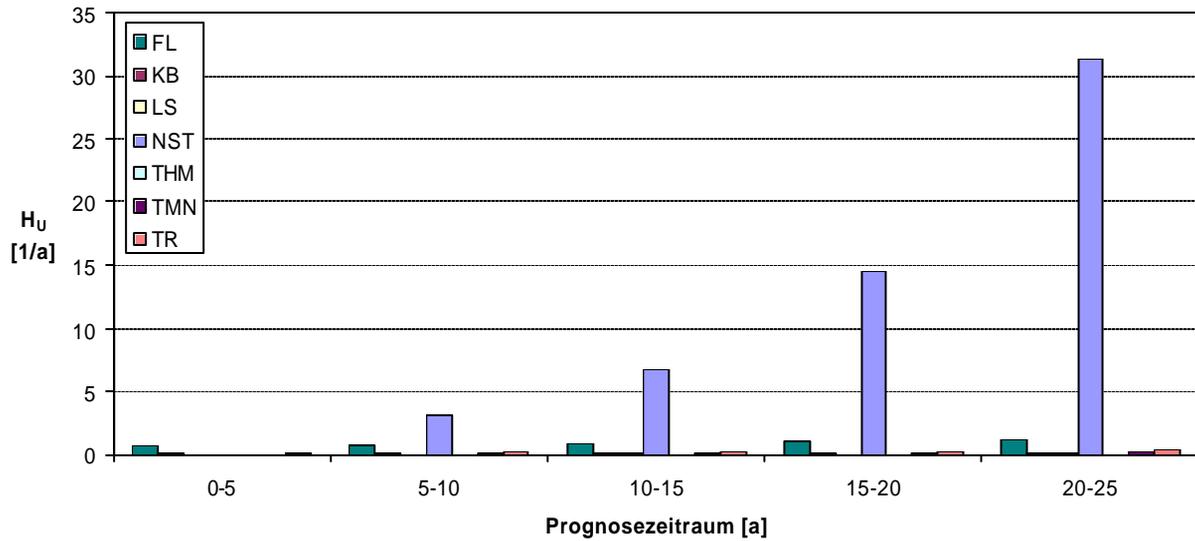


Bild 176: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung groß

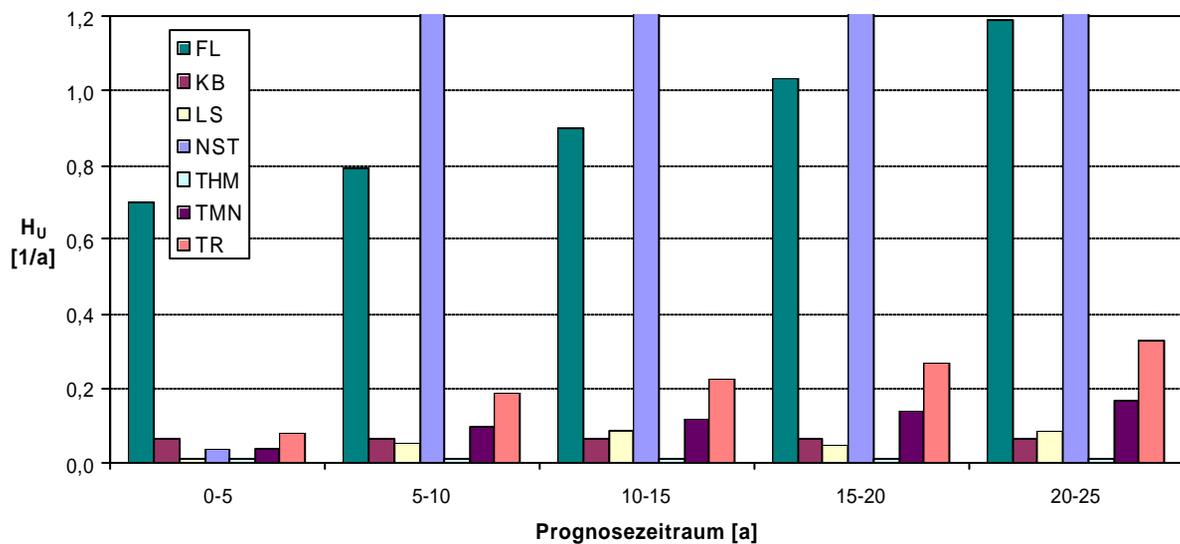


Bild 177: Landnetz – Unterbrechungshäufigkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung klein

Ergebnisse – Landnetz mit realer Altersstruktur bei reduzierter Instandhaltung

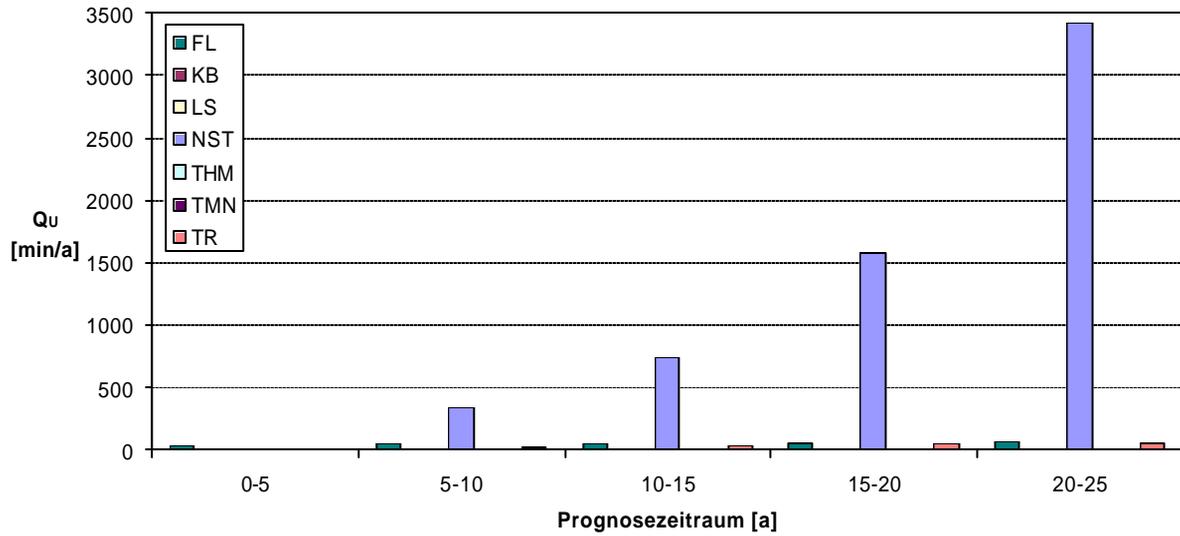


Bild 178: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung groß

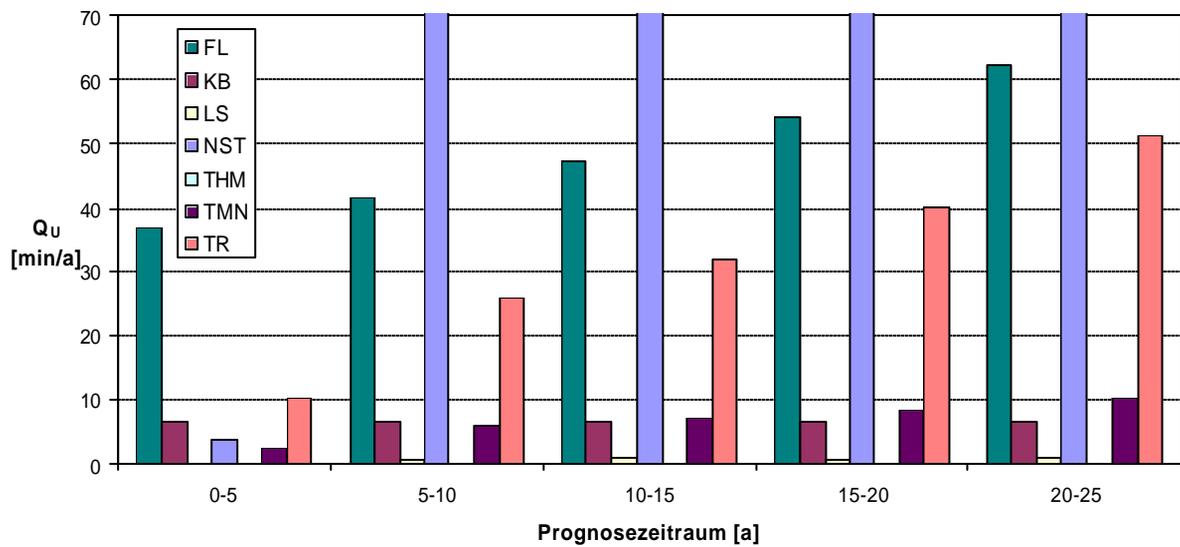


Bild 179: Landnetz – Nichtverfügbarkeit für Komponenten bei reduzierter Instandhaltung und realer Altersstruktur, Skalierung klein