

Michael Schwan

**Aspekte der
Zuverlässigkeitsberechnung
elektrischer Energieversorgungs-
netze im liberalisierten Markt**

λογος

Aspekte der Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungs- netze im liberalisierten Markt

Dissertation
zur Erlangung des Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

der Naturwissenschaftlich-Technischen Fakultät II
der Universität des Saarlandes

von
Dipl.-Ing. Michael Schwan

Saarbrücken

2003

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

©Copyright Logos Verlag Berlin 2003
Alle Rechte vorbehalten.

ISBN 3-8325-0323-4

Logos Verlag Berlin
Comeniushof, Gubener Str. 47,
10243 Berlin
Tel.: +49 030 42 85 10 90
Fax: +49 030 42 85 10 92
INTERNET: <http://www.logos-verlag.de>

Tag des Kolloquiums: 14. März 2003

Dekan: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Hartmut Janocha
Fakultät 7 - Naturwissenschaftlich-Technische Fakultät II
Universität des Saarlandes
Saarbrücken

Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Koglin
Lehrstuhl für Energieversorgung
Universität des Saarlandes
Saarbrücken

Dr.-Ing. Wolfram Heinz Wellßow
IDS Gesellschaft für Informations-, Datenübertragungs- und
Steuerungssysteme mbH
Ettlingen

Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energieversorgung der Universität des Saarlandes in Saarbrücken und meiner anschließenden Tätigkeit als Leiter der Abteilung Systemstudien der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) in Mannheim.

Ich möchte mich ganz herzlich bei allen Personen bedanken, die mich während dieser Zeit unterstützt haben.

Dabei ist an erster Stelle natürlich mein Doktorvater und Inhaber des Lehrstuhls für Energieversorgung, Herr Prof. Koglin, zu nennen. Seine Anregungen und Hinweise aus zahlreichen Diskussionen gaben wesentliche Impulse für das Gelingen dieser Arbeit – die lebendige und freundschaftliche Atmosphäre am Lehrstuhl auch die dazugehörige Motivation.

Ein besonderer Dank gilt auch Herrn Dr. Wellßow, Geschäftsführer der IDS GmbH (vormals Vorstand der FGH), der das Korreferat übernommen hat. Davor hat seine fortwährende organisatorische und inhaltliche Unterstützung während meiner Tätigkeit bei der FGH auch die Fertigstellung der Arbeit wesentlich erleichtert.

Ein ganz herzlicher Dank geht auch an die ehemaligen und aktuellen Kolleginnen und Kollegen und Studenten am Lehrstuhl – wo jeder seinen Anteil an dem weit über kollegiale Zusammenarbeit hinausgehenden Betriebsklima hatte. Die Zeit am Lehrstuhl wird mir immer in bester Erinnerung bleiben!

Auch bei der FGH hatte ich das Glück, ein äußerst positives Klima anzutreffen und möchte mich für die Unterstützung während der Fertigstellung der Arbeit, wo natürlich so manches Terminproblem aufgetreten ist, bei allen Kolleginnen und Kollegen bedanken.

Besonderes Glück hatte ich schließlich auch noch bei den Kollegen aus der ZUBER-Arbeitsgruppe: Markus Zdrallek und Armin Sorg von der Uni Siegen bzw. der FGH. Aus der fachlichen Zusammenarbeit hat sich schnell eine feste Freundschaft entwickelt, was ja nicht nur bei der Arbeit hilfreich ist. Auch euch vielen Dank!

Von größtem Glück ist natürlich, dass meine Freundin Susanne mich und meine Arbeit lange Jahre auch während mitunter beschwerlichen Zeiten nicht nur erduldet, sondern stets gefördert hat. Ohne diese Unterstützung – da möchte ich gar nicht dran denken ...

Michael Schwan

Saarbrücken, im März 2003

Kurzzusammenfassung

Mit der Liberalisierung gewinnt die Suche nach der optimalen Lösung im Spannungsfeld zwischen Kostendruck und Versorgungsqualität zunehmend an Bedeutung. Probabilistische Zuverlässigkeitsanalysen liefern hier mit ihren detaillierten und quantitativen Ergebnissen einen wichtigen Beitrag. Von besonderem Interesse sind dabei heute auch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen, die eine Voraussetzung zur Anwendung von Risikomanagement-Verfahren sind, sowie Kenngrößen für die stochastisch bedingte Inanspruchnahme einzelner Systemdienstleistungen, die einen beträchtlichen Anteil der Betriebskosten der Netzbetreiber darstellen. In dieser Arbeit werden ein neues Verfahren zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen aus dem analytischen Berechnungsverfahren und neue Kenngrößen zur Beschreibung der störungsbedingten Fahrplanabweichung von Einspeisungen, der Unterbrechung des Netzverbundes und der Netzisolation vorgestellt. Zahlreiche Beispiele demonstrieren jeweils die Anwendung. Die dargestellten Aspekte unterstützen einen weitergehenden Einsatz der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse in liberalisierten Energiemärkten.

Abstract

With liberalization, the search for the optimal balance between cost pressure and quality of supply gains ever more importance. Probabilistic reliability analysis is able to provide an important contribution in this field with its detailed and quantitative results. Today, also the probability distributions of the probabilistic reliability indices, being the prerequisite for the application of risk management methods, and indices for the stochastic usage of ancillary services, which make up a significant part of the operating costs of network operators, are of special interest. In this thesis, a new method for the determination of the probability distribution functions using the results of the analytical reliability calculation method and new indices for the operation of injection units with deviations from their schedules due to outages, for the interruption of network interconnections and for network isolation are presented. Various examples demonstrate the application of the new methods and indices. The aspects presented in this thesis will support an extended usage of probabilistic reliability analysis in liberalized energy markets.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	i
1 Einführung.....	1
1.1 Entwicklung der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse	1
1.2 Versorgungszuverlässigkeit im liberalisierten Energiemarkt	3
1.3 Motivation und Ziele der Arbeit	6
1.4 Gliederung der Arbeit	8
2 Grundlagen	9
2.1 Definitionen	9
2.1.1 Versorgungszuverlässigkeit.....	9
2.1.2 Komponenten- und Systemzustände	10
2.1.3 Fehler, Ausfall und Unterbrechung	12
2.2 Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse.....	13
2.2.1 Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse.....	13
2.2.2 Ausfallmodelle und Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel ...	14
2.2.2.1 Überblick.....	14
2.2.2.2 Unabhängiger Einfachausfall	16
2.2.2.3 Common-Mode-Ausfall	17
2.2.2.4 Schutzversager.....	18
2.2.2.5 Schutzüberfunktion mit Mehrfachauslösung.....	19
2.2.2.6 Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung.....	20
2.2.2.7 Zusammenstellung des Datenbedarfs der Ausfallmodelle ...	21
2.2.3 Berechnungsverfahren	22
2.2.3.1 Übersicht	22
2.2.3.2 Analytisches Verfahren	23
2.2.3.3 Monte-Carlo-Simulation	24
2.2.3.4 Netzzustandsanalyse.....	26
2.2.3.5 Modellierung der Wiederversorgung	27

2.2.4	Zuverlässigkeitskenngrößen für Verbraucher	28
2.2.4.1	Überblick	28
2.2.4.2	Grundlegende Zuverlässigkeitskenngrößen	29
2.2.4.3	Abgeleitete Zuverlässigkeitskenngrößen	30
2.2.5	Bewertung	32
2.3	Monetäre Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit	32
2.3.1	Überblick	32
2.3.2	Unterbrechungskosten	33
2.3.3	Pönale- und Versicherungsmodelle	34
2.3.3.1	Übersicht	34
2.3.3.2	Kundenorientierte Pönalemodelle	35
2.3.3.3	Einkommens- oder preisorientierte Pönalemodelle	36
2.3.3.4	Versicherungs- bzw. Erstattungsmodelle	36
2.4	Risikomanagement	37
2.4.1	Variantenvergleich	37
2.4.2	Risikomanagement unter Berücksichtigung einer monetären Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit	38
2.4.2.1	Übersicht	38
2.4.2.2	Definition von Pönalregelungen bzw. Tarifklassen	39
2.4.2.3	Kundenwahl	40
2.4.2.4	Netzplanung unter Berücksichtigung von Pönale- und Versicherungsmodellen	40
3	Programmpaket ZUBER	41
3.1	Aufbau	41
3.2	Berechnungsteil	42
3.3	Auswertungsteil	43
4	Ermittlung der Verteilungsfunktionen im analytischen Verfahren	45
4.1	Übersicht	45
4.2	Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	47
4.3	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen	49
4.4	Weitere Zuverlässigkeitskenngrößen	50
5	Kenngrößen für Einspeisungen und Netzverbund	53
5.1	Kenngrößen für störungsbedingte Fahrplanabweichungen von Einspeisungen	53
5.1.1	Übersicht	53
5.1.1.1	Lastmodellierung	53
5.1.1.2	Motivation	55
5.1.2	Modellierung von Fahrplänen für Einspeisungen	56

5.1.3	Berechnung der Kenngrößen	57
5.1.4	Kenngrößen für störungsbedingte Minder- und Mehrlieferung	58
5.1.4.1	Häufigkeit der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung	58
5.1.4.2	Mittlere Dauer der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung	58
5.1.4.3	Wahrscheinlichkeit der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung	59
5.1.4.4	Störungsbedingte Leistungsminder- bzw. Leistungsmehrlieferung	59
5.1.4.5	Störungsbedingte Energieminder- bzw. Energiemehrlieferung	59
5.1.4.6	Kosten der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung	59
5.2	Kenngrößen für Unterbrechungen des Netzverbands	60
5.2.1	Übersicht	60
5.2.2	Kenngrößen für Unterbrechungen des Netzverbands	61
5.2.2.1	Häufigkeit von Unterbrechungen von Netzkupplungen und Häufigkeit der Netzisolation	61
5.2.2.2	Mittlere Dauer von Unterbrechungen von Netzkupplungen und Mittlere Dauer der Netzisolation	61
5.2.2.3	Wahrscheinlichkeit von Unterbrechungen von Netzkupplungen und Wahrscheinlichkeit der Netzisolation	62
6	Anwendungsbeispiele	63
6.1	Visualisierung von Zuverlässigkeitskenngrößen	63
6.2	Verbundnetz	65
6.2.1	Beispielnetz	65
6.2.2	Kenngrößen für Einspeisungen	68
6.2.3	Unterbrechungen des Netzverbands	71
6.3	Hochspannungsnetz	74
6.3.1	Beispielnetz	74
6.3.2	Verteilungsfunktionen für Verbraucherkenngrößen	75
6.3.3	Verbraucherkenngrößen bei Modellierung von Einspeisungen mit Tagesganglinien	80
6.3.4	Kenngrößen für Einspeisungen	83
6.4	Mittelspannungsnetz	86
6.4.1	Beispielnetz	86
6.4.2	Verteilungsfunktionen für Verbraucherkenngrößen	90

6.4.3	Variantenvergleich und Risikoabschätzungen.....	96
6.4.3.1	Erhöhung der Zuverlässigkeit durch Trennstellenverlagerung.....	96
6.4.3.2	Einfluss der Ringauslastung.....	99
7	Zusammenfassung und Ausblick	103
8	English Summary	107
8.1	Introduction.....	107
8.2	Probabilistic Reliability Analysis	110
8.2.1	General.....	110
8.2.2	Calculation Methods.....	111
8.2.3	Monetary Evaluation and Risk Assessment	112
8.3	Calculation of Probability Distribution Functions Using the Analytical Approach.....	113
8.3.1	General.....	113
8.3.2	Frequency of Supply Interruptions.....	115
8.3.3	Remaining Reliability Indices	115
8.4	Indices for Injection Units and Network Interconnection.....	116
8.4.1	Indices for Deviations from the Generation Schedule Due to Outages	116
8.4.2	Indices for Network Interconnection.....	117
8.5	Application Examples.....	118
8.5.1	Probability Distribution Functions of Reliability Indices.....	118
8.5.2	Indices for Deviations from the Generation Schedule Due to Outages	121
8.5.3	Indices for Network Interconnection.....	126
8.6	Conclusion	127
	Literaturverzeichnis.....	129
	Formelzeichen und Indizes.....	143
	Formelzeichen	143
	Indizes.....	145

Anhang	147
A Formeln zur Berechnung der Ergebniskenngrößen	147
A.1 Übersicht	147
A.2 Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	148
A.3 Nichtverfügbarkeit	149
A.4 Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen.....	150
A.5 Unterbrochene Leistung.....	151
A.6 Nicht zeitgerecht gelieferte Energie.....	152
A.7 Unterbrechungskosten.....	153
A.8 Erstattungen	154
A.9 Kenngrößen für störungsbedingte Minder- oder Mehrlieferung von Einspeisungen	155
A.10 Kenngrößen für die Unterbrechung des Netzverbunds.....	156
B Netzdaten der Beispielnetze.....	157
B.1 Höchstspannungs-Beispielnetz	157
B.1.1 Stationen	157
B.1.2 Leitungen	160
B.1.3 Transformatoren	161
B.1.4 Einspeisungen	162
B.1.5 Zuverlässigkeitskenndaten.....	165
B.2 Hochspannungs-Beispielnetz	166
B.2.1 Stationen	166
B.2.2 Leitungen	167
B.2.3 Transformatoren	167
B.2.4 Einspeisungen	168
B.2.5 Zuverlässigkeitskenndaten.....	171
B.3 Mittelspannungs-Beispielnetz	172
B.3.1 Stationen	172
B.3.2 Leitungen	175
B.3.3 Zuverlässigkeitskenndaten.....	177
C Ergebnisse der Beispielrechnungen	179
C.1 Höchstspannungs-Beispielnetz	179
C.1.1 Verbraucherkenngrößen	179
C.1.2 Kenngrößen für Einspeisungen	179
C.1.3 Kenngrößen für Unterbrechung des Netzverbunds	180

C.2	Hochspannungs-Beispielnetz	181
C.2.1	Verbraucherkenngößen	181
C.2.2	Kenngößen für Einspeisungen	182
C.3	Mittelspannungs-Beispielnetz	183
C.3.1	Verbraucherkenngößen – Grundvariante	183
C.3.2	Verbraucherkenngößen – Variante mit verlagter Trennstelle	185
C.3.3	Verbraucherkenngößen – Variante mit stillgelegter Leitung	186

1 Einführung

1.1 Entwicklung der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse

Die probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse umfasst nach [Koglin et al. 1983] die Teilgebiete Modelle, Verfahren, Daten und Bewertung, siehe Abbildung 1.1.

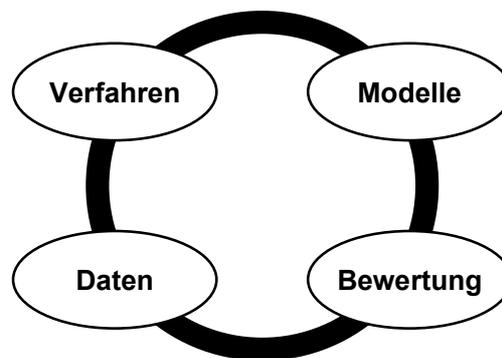


Abbildung 1.1: Problemkreis der Zuverlässigkeitsanalyse nach [Koglin et al. 1983]

Das in der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse zu untersuchende Energieversorgungssystem muss zunächst in geeigneter Art und Weise unter Beachtung der gegebenen Aufgabenstellung modelliert werden. Dies beinhaltet die Modellierung des Netzes, des Störungsgeschehens der einzelnen Komponenten mit den jeweiligen Auswirkungen auf das System sowie die Modellierung der Wiederversorgung. Für die eigentliche Zuverlässigkeitsberechnung müssen die entsprechenden Verfahren entwickelt und implementiert werden, die dann basierend auf den für die gewählte Modellierung benötigten Daten die probabilistischen Zuverlässigkeitskenngrößen ermitteln. Die Bewertung dieser Ergebnisse ist ein weiterer Bestandteil der Analyse.

Die probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse von elektrischen Energieversorgungssystemen wird bereits seit den 70er-Jahren entwickelt (z.B. [Billinton et al. 1968, Billinton et al. 1973, Edwin et al., Frey et al., Kaufmann 1974, Koglin 1975, Niehage 1987]). Dabei standen zunächst die Modelle und Verfahren im Mittelpunkt des Interesses, um erste Berechnungsprogramme entwickeln zu können (z.B. [Bitzer, Bürgel et al., Gebler, Wellßow 1986]). Zahlreiche Arbeiten haben sich seitdem mit der Verbesserung der Modelle und Verfahren beschäftigt (z.B. [Danda, Sorg, Zdrallek]), so dass hier bereits ein hoher Entwicklungsstand erreicht werden konnte.

Während die ersten Programme gezielt für die 110-kV-Ebene entwickelt wurden, beherrschen die modernen Versionen grundsätzlich alle Spannungsebenen von der Mittel- bis zur Höchstspannung. Dabei können auch Störungen und Ausfälle in Kraftwerken in die Untersuchungen einbezogen werden.

Zu Beginn der Entwicklung mussten die Eingabedaten in der Regel durch mühsame Sonderauswertungen von Störungsstatistiken ermittelt werden (z.B. [Bitzer, Niehage 1986, Richter, Roos 1989a]), da die VDEW-Störungs- und Schadensstatistik (heute: VDN-Störungsstatistik; VDEW: Verband der Elektrizitätswirtschaft; VDN: Verband der Netzbetreiber) in ihrer damaligen Form nicht alle benötigten Daten zur Verfügung stellen konnte. Durch die Änderung des Erfassungsschemas 1994 [Hügel et al. 1994, VDEW 1994] wurde der Datenumfang für Netze ab einer Nennspannung von 110 kV entsprechend erweitert, so dass heute eine breite und belastbare Datenbasis zur Verfügung steht [Böse et al., Faß et al.]. Eine entsprechende Erweiterung für die Mittelspannungsebene [Hügel et al. 1999] ist in Planung und wird voraussichtlich 2004 in der VDN-Störungsstatistik eingeführt.

Bereits zu Anfang der Entwicklung der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung wurde erkannt, dass die Interpretation und Bewertung der probabilistischen Ergebniskenngrößen in der Praxis problematisch sein kann und prinzipiell nicht mit der Analyse der deterministischen Ergebnisse von z.B. Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen zu vergleichen ist [Frey et al., Hosemann et al., Koglin et al. 1983, Schulte]. Zur umfassenden Beschreibung der stochastischen Natur der Zuverlässigkeitskenngrößen wurden z.B. in verschiedenen Verfahren auch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Kenngrößen ermittelt [Koglin et al. 1983, Peters, Wellßow 1986]. Um von den Kenngrößen zur praktischen Anwendung in der Netzplanung zu gelangen wurden auch verschiedene probabilistische Planungskriterien definiert (z.B. [Boffo et al., Gerch et al., Juseret, Nippert, Zollenkopf]), die sich allerdings letztlich (noch) nicht durchsetzen konnten. Insbesondere die Liberalisierung der Energiemärkte stellt neue Anforderungen an die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit, so dass in diesem Bereich auch heute durchaus noch Forschungsbedarf besteht. Aktuell steht dabei vor Allem die monetäre Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit (z.B. [Allan et al., Billinton et al. 1998, Sorg et al. 1999]) und die Einbindung der Zuverlässigkeitsanalyse in Verfahren des Risiko- und Asset-Managements (z.B. [Backes et al. 2000, Brown et al., Buchholz et al.]) im Vordergrund.

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung hat heute einen Entwicklungsstand erreicht, der einen uneingeschränkten Einsatz zur Untersuchung zahlreicher Fragestellungen im Bereich der Netzplanung (z.B. [Backes et al. 1998, Backes et al. 2001, Carpaneto et al., Laußegger et al., Osterholt et al., Reichel et al., Sermanson et al.]) sowie auch in speziellen Untersuchungen, wie z.B. zur Instandhaltungsplanung (z.B. [Bertling et al., Bretthauer et al., Hartmann et al.]), ermöglichen. Während das Interesse an der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse lange Jahre eher akademisch

geprägt war, so ist heute – vor dem Hintergrund der Liberalisierung – die Anwendung in der Praxis etabliert. Voraussetzung hierfür ist, dass die Berechnungsergebnisse der Programme als vertrauenswürdig betrachtet werden können. Dies wurde inzwischen durch einen Ergebnis- und Programmvergleich der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) [Clemens et al., Dietel et al. 1998a] und – soweit dies in Einzelfällen möglich ist – auch durch den Vergleich mit dem tatsächlichen Störungsgeschehen [Boffo et al., Koglin et al. 1983], sowie insbesondere durch den erfolgreichen Einsatz in zahlreichen Studien belegt. Weiterer Entwicklungsbedarf besteht vor Allem in der Bewertung der Berechnungsergebnisse sowie in der programmtechnischen Umsetzung der Verfahren (vgl. [Dietel et al. 1998b]). Darüber hinaus entstehen durch die Liberalisierung der Energiemärkte grundlegend neue Anforderungen an die Betrachtung der Versorgungszuverlässigkeit und deren Einbindung in die Netzplanung, die teilweise nur durch den Einsatz von Zuverlässigkeitsanalysen behandelt werden können und insgesamt zu erweiterten Einsatzmöglichkeiten führen.

1.2 Versorgungszuverlässigkeit im liberalisierten Energiemarkt

In weiten Teilen der Welt dauern die Bestrebungen zur Liberalisierung und Re-Regulierung der Energiemärkte – die Erfahrung zeigt, dass man aufgrund der insgesamt zunehmenden Anzahl relevanter Vorschriften kaum von einer "De"-Regulierung sprechen kann – an. Dabei werden die in der Regel monopolistischen Strukturen der Energieversorgungswirtschaft in einen Wettbewerbsmarkt überführt. Ein allgemeines Kennzeichen dieses Übergangs ist die unternehmerische Entflechtung (Unbundling) von Energieerzeugung, -übertragung, -verteilung und -handel. Aus ökonomischen und ökologischen Gründen bilden dabei die Energieversorgungsnetze auch weiterhin ein natürliches Monopol. Die Überwachung durch einen Regulator oder die Einigung auf transparente Nutzungsbedingungen sollen hier einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu angemessenen Preisen sicherstellen. Dagegen ist im Bereich der Erzeugung und des Handels ab einem gewissen Grad der Marktöffnung in der Regel ein ausgeprägter Wettbewerb zu beobachten.

In den liberalisierten Energiemärkten sehen sich die Unternehmen einem stetig wachsenden Kostendruck ausgesetzt. Investitions- und Betriebskosten werden daher möglichst in allen Bereichen – Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Handel – gesenkt. Typische Maßnahmen umfassen dabei verringerte oder verzögerte Investitionen, verringerte Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten und signifikante Personalkürzungen. Speziell im Bereich der Energieversorgungsnetze führt der Kostendruck darüber hinaus zu einem Betrieb unter höherer Auslastung einzelner Betriebsmittel

und des Gesamtsystems, zu lebensdauer verlängernden Maßnahmen zur Verzögerung von Re-Investitionen und zu vereinfachten, "schlankeren" Netzstrukturen. Im Bereich der Energieerzeugung ist in fast allen Märkten ein Abbau von (Über-)Kapazitäten zu beobachten, der auch die zur Verfügung stehende Reserveleistung verringert. Im Allgemeinen werden alle diese Maßnahmen einen negativen Einfluss auf die Versorgungsqualität der Kunden haben [CIGRÉ WG 37.28, van Geert, Märtel et al., Pflüger, Siegmund et al., Windmüller].

Gleichzeitig entwickelt sich die Versorgungszuverlässigkeit zu einem Schlüsselkriterium im Wettbewerb. Für Kunden ist die Qualität der Versorgung – zusammen mit dem Preis – die wichtigste Eigenschaft der elektrischen Energie. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund von großflächigen und lang andauernden Versorgungsunterbrechungen wie in Auckland [Rennie et al.], den schweren Stürmen Ende 1999 [Merlin] oder der Energiekrise in Kalifornien [Lee], durch die Politik und Verbraucher für Fragen der Versorgungsqualität sensibilisiert sind.

Auch für die Energieversorgungsunternehmen ist die Versorgungsqualität ein immer wichtigerer Aspekt. Die besonderen Interessen einzelner Kunden werden zu individuellen Versorgungsverträgen führen, die explizite Regelungen zu Qualitätsfragen beinhalten (*Premium power*) und somit zunehmend die Kundensicht in expliziter Form in der Netzplanung einführen [Blechsmidt, Bochanky 1999, Reichertz]. Darüber hinaus ist in vielen liberalisierten Märkten zu beobachten, dass die erzielte Versorgungsqualität der Netzbetreiber über die geltenden Rahmenbedingungen, die z.B. durch Regulatoren festgesetzt werden, unmittelbare und zum Teil deutliche wirtschaftliche Auswirkungen auf die Einkünfte der Unternehmen hat (z.B. [EdF, Langset et al., OFGEM]).

Im westeuropäischen UCTE-Netz (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) verursacht die Erzeugungsebene bis heute nahezu keine Versorgungsunterbrechungen oder Spannungsprobleme, da ausreichend verbrauchernahe Erzeugungskapazität zur Verfügung steht und das hochgradig vermaschte Netz stark ausgebaut ist. Dies bedeutet, dass die Versorgungsqualität, die der Kunde erfährt, durch das Netz – und zwar im Wesentlichen durch das Verteilnetz [Bochanky 1996, Weck et al., Wellßow 2002] – bestimmt wird. Tabelle 1.1 zeigt eine Abschätzung, in welchen Systemebenen im deutschen Teil des UCTE-Netzes die Entstehungsorte von Problemen bezüglich der Versorgungsqualität liegen.

Im Bereich der elektrischen Energieversorgung besteht somit die besondere Situation, dass nicht der Erzeuger, sondern der "Lieferant" des Produktes "elektrische Energie" für die Qualität verantwortlich ist. Allerdings basieren die Modelle zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte heutzutage in vielen Ländern – z.B. auch in Deutschland – ausschließlich auf der Menge der transportierten Energie und berücksichtigen Qualitätsaspekte in keiner Weise. Außerdem ist in der Regel der Großteil der Kosten, die bei Versorgungsunterbrechungen entstehen – nämlich die Unter-

brechungskosten der Kunden – für die Netzbetreiber ein externer Posten, der somit insbesondere in liberalisierten Energiemärkten nicht unbedingt in die betriebswirtschaftlichen Optimierungen einfließt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie sich die Versorgungsqualität im liberalisierten Markt zukünftig entwickeln wird. Die langfristige Sicherstellung einer "angemessenen" Versorgungsqualität ist somit Hauptbestandteil verschiedener Maßnahmen, die im Rahmen der Re-Regulierung der Energiemärkte eingeführt werden [Detroz, Doorman et al., Warren et al.].

Tabelle 1.1: Abschätzung der Systemebenen, in denen die Entstehungsorte von Qualitätsproblemen liegen [Weck et al., Wellßow 2002] (Deutscher Teil des UCTE-Netzes, Niederspannung ausgeschlossen)

Systemebene	Versorgungsunterbrechungen	Spannungsqualität	
		Einbrüche > 30 %	Oberschwingspiegel
Erzeugung	0 %	0 %	0 %
Verbundnetz	0,1 %	74 %	≈ 0 %
110-kV-Netz	2 %	13 %	25 %
Mittelspannungsnetz	98 %	13 %	75 %

Verschärft wird diese Fragestellung durch die Tatsache, dass es insbesondere für den Bereich der Versorgungszuverlässigkeit keine allgemein anerkannten technischen Definitionen und Normen gibt [Böcker et al., Fickert, Weck]. So wird zwar in verschiedenen Vorschriften und Empfehlungen (z.B. [EnWG 1935, EnWG 1998, EIWOG, EMG]) eine "sichere" bzw. "zuverlässige" Versorgung gefordert, ohne dass jedoch konkrete Angaben hierzu zur Verfügung stehen. Auch die in diesem Themenbereich vorhandene Norm DIN EN 50160 "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen" [DIN EN 50160] hat nur beschreibenden Charakter, und die beschriebenen Anhaltswerte für die Häufigkeiten von Versorgungsunterbrechungen liegen dazu in Bereichen, die für mitteleuropäische Netze in der Praxis nicht akzeptabel sind. Regulatoren, Netzbetreiber und Kunden sind zur Lösung von Fragestellungen aus diesem Themenbereich somit zunehmend auf die Ergebnisse von Zuverlässigkeitsanalysen angewiesen.

Die Aufgabe des Netzbetreibers im liberalisierten Markt ist es, im Spannungsfeld zwischen Kostendruck und Qualitätsansprüchen die optimale Balance zu finden. In diesem schwierigen und mit vielerlei Risiken behafteten Entscheidungsprozess sind die Unternehmen auf alle verfügbaren Informationen angewiesen. Besondere Bedeutung haben detaillierte, quantitative Daten. Während dies für finanzielle und einige technische Aspekte, wie z.B. Ergebnisse von Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen, in der Regel wenig problematisch ist, so ist die Beschreibung der

Versorgungsqualität deutlich schwieriger. Für den Teilbereich der Versorgungszuverlässigkeit bietet sich hier die probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse an, zu der diese Arbeit einen Beitrag leistet. Dieses Verfahren gestattet es, quantitative Kenngrößen für individuelle Verbraucher und das Gesamtsystem zu ermitteln. Insbesondere der quantitative Aspekt kann von klassischen Planungswerkzeugen, wie z.B. der Ausfallsimulationsrechnung zur Überprüfung des weit verbreiteten $(n-1)$ -Kriteriums (z.B. [Haß et al.]), in der Regel nicht hinreichend bedient werden. Quantitative Zuverlässigkeitskenngrößen können auch nach entsprechenden Verfahren monetär bewertet werden, so dass eine direkte Berücksichtigung in wirtschaftlichen Planungen und Optimierungen möglich ist. Verfahren zur monetären Bewertung werden bereits seit Beginn der Entwicklung der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung untersucht [Böcker et al., Kaufmann 1974, Kaufmann 1982, Koglin 1975] und sind insbesondere in liberalisierten Märkten von entscheidender Bedeutung [Allan et al., Billinton et al. 1998, CIGRÉ TF 38.06.01, Sorg et al. 1999] – dort ist inzwischen "Geld die wichtigste physikalische Größe" (Zitat Dr. M. Kleimaier, RWE Net AG, auf der Tagung "Supraleitung – Eine Komponente zukünftiger Energieversorgung?", Darmstadt, 2001).

Aber die bloße Kenntnis von Zuverlässigkeitskenngrößen – die in der Regel durch ihren Erwartungswert quantifiziert werden – ist noch nicht ausreichend. In liberalisierten Märkten ist es besonders wichtig, die zunehmenden finanziellen Risiken, die mit Entscheidungen verbunden sind, quantifizieren zu können [Bloemhof et al.]. Damit ist zum einen die wirtschaftliche Bewertung der technischen Zuverlässigkeitskenngrößen wünschenswert, zum anderen ist ein umfassendes Risikomanagement erforderlich, da die probabilistischen Zuverlässigkeitskenngrößen in der Regel hohe Streuungen aufweisen. Die Berücksichtigung von zuverlässigkeitstechnischen Aspekten in klassischen Verfahren des Risikomanagements ist dabei in vielfältiger Weise möglich. Die Kenntnis der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen ist in der Regel eine grundlegende Voraussetzung. Damit ist auch die Berücksichtigung zuverlässigkeitstechnischer Aspekte im klassischen Asset-Management möglich [Anders et al., Buchholz et al.], das eine zunehmend zentrale Rolle in den Unternehmen der Energieversorgung spielt.

1.3 Motivation und Ziele der Arbeit

Die Ermittlung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Zuverlässigkeitskenngrößen setzt bisher die Verwendung des Monte-Carlo-Simulationsverfahrens in der Berechnung voraus (siehe Abschnitt 2.2.3.3). Die Monte-Carlo-Simulation bietet neben der Möglichkeit zur Ermittlung der Verteilungsfunktionen einige weitere Vorteile bezüglich der Modellierung, besitzt aber den Nachteil der deutlich höheren Rechen-

zeit gegenüber dem analytischen Verfahren [Koglin et al. 2002, Sachs]. In der Praxis wird daher überwiegend mit dem analytischen Verfahren gearbeitet. Die zunehmende Einbindung von Zuverlässigkeitsanalysen in Risikomanagement-Verfahren setzt allerdings die Kenntnis der Verteilungsfunktionen der Kenngrößen voraus, so dass deren Bestimmung auch aus dem analytischen Verfahren heraus in Zukunft unerlässlich ist [Dietel et al. 1998b]. Ein Teil dieser Arbeit beschäftigt sich daher mit einem neuen Verfahren, das eine genaue Abschätzung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen von probabilistischen Zuverlässigkeitskenngrößen unter Verwendung der Ergebnisse des analytischen Berechnungsverfahrens ermöglicht.

Insbesondere für Netzbetreiber und Erzeuger stehen neben der reinen Energielieferung bzw. -durchleitung zunehmend auch die Systemdienstleistungen im Blickfeld wirtschaftlicher Überlegungen. Die Systemdienstleistungen umfassen nach [GridCode] die Frequenz- und Spannungshaltung, den Versorgungswiederaufbau und die Betriebsführung. Für Netzbetreiber stellen die Systemdienstleistungen einen beträchtlichen Kostenfaktor dar, und für Erzeuger die Möglichkeit zur Platzierung zusätzlicher Produkte. Durch die Schaffung z.B. eines Regelenenergiemarktes [Albers] werden einzelne Systemdienstleistungen heute in einem eigenen Marktumfeld nach wirtschaftlichen Kriterien gehandelt. Systemdienstleistungen wie z.B. die Frequenzhaltung durch den Einsatz von Reserveenergie werden in ihrer Inanspruchnahme natürlich zum einen durch Fehler in den Lastprognosen und kurzfristige, betriebliche Änderungen im Leistungsbezug einzelner Kunden bzw. im Leistungsangebot einzelner Erzeuger beeinflusst, zum anderen aber auch durch Störungen im Energieversorgungssystem. Störungen können dabei sowohl zur Inanspruchnahme vertraglicher Reserveleistung führen wie auch zum Bedarf an ungeplanter Reserveenergie. Dadurch können dem Netzbetreiber erhebliche Kosten entstehen. In den liberalisierten Märkten besteht daher der Bedarf, neben den vergleichsweise einfach entsprechend deterministischen Regeln kalkulierbaren Kosten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen auch probabilistische Kenngrößen für die tatsächliche Inanspruchnahme der Systemdienstleistungen ermitteln zu können [Bertoldi, Doll et al.]. In einem weiteren Teil dieser Arbeit wird daher in einem ersten Schritt die Möglichkeit geschaffen, probabilistische Kenngrößen für störungsbedingte Fahrplanabweichungen von Einspeisungen (Generatoren bzw. Netzeinspeisungen) zu ermitteln. Bei geeigneter Modellierung kann somit die Nutzung von Reserveenergie ausführlich untersucht werden. Hierzu müssen allerdings zuerst die Modelle für Einspeisungen erweitert werden, um vertraglich vereinbarte Fahrpläne vorgeben zu können. Darüber hinaus werden Unterbrechungen des Netzverbundes und die Isolation einzelner Netze von verbundenen Systemen anhand von in dieser Arbeit definierten probabilistischen Kenngrößen untersucht.

Schließlich werden die genannten Aspekte an mehreren praxisnahen Beispielnetzen untersucht und die Möglichkeiten der erweiterten Modelle und Verfahren demonstriert.

1.4 Gliederung der Arbeit

Im nächsten Kapitel werden zunächst die wichtigsten theoretischen Grundlagen kurz erläutert. Insbesondere werden die verwendeten Begriffe definiert und die Grundzüge der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung sowie Verfahren zur monetären Bewertung und zum Risikomanagement vorgestellt.

Das dritte Kapitel beschreibt kurz den Aufbau des im Rahmen dieser Arbeit verwendeten und erweiterten Programms zur probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung ZUBER und daran angelehnt weitere allgemeine Grundlagen der Zuverlässigkeitsanalyse, insbesondere im Hinblick auf die Implementierung der Berechnungsverfahren.

Im vierten Kapitel wird ein Verfahren zur Ermittlung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen für probabilistische Zuverlässigkeitskenngrößen unter Verwendung der Ergebnisse des analytischen Verfahrens beschrieben. Hier erfolgt dabei nur die theoretische Beschreibung; die praktischen Anwendungsbeispiele folgen in Kapitel sechs.

Daran anschließend werden die Erweiterungen zur Berücksichtigung von Tagesganglinien bzw. Fahrplänen für Einspeisungen im fünften Kapitel beschrieben. Unter Verwendung der Modellierung mit Tagesganglinien können dann Kenngrößen für störungsbedingte Mehr- oder Minderlieferung definiert und bestimmt werden. Zusätzlich wird die Ermittlung von Kenngrößen für Unterbrechungen des Netzverbands dargestellt. Auch hier werden entsprechende Beispiele im nächsten Kapitel behandelt.

Im sechsten Kapitel werden zu den in den beiden vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Erweiterungen zahlreiche Beispiele dargestellt. Die Beispiele basieren auf verschiedenen praxisnahen Energieversorgungsnetzen unterschiedlicher Spannungsebenen. Außerdem wird eine neue dreidimensionale Visualisierung von Zuverlässigkeitskenngrößen vorgestellt.

Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick. Schließlich folgt noch eine ausführliche englische Zusammenfassung.

2 Grundlagen

2.1 Definitionen

2.1.1 Versorgungszuverlässigkeit

Der Begriff *Zuverlässigkeit* ist nach DIN 40041 definiert als "Beschaffenheit einer Einheit bezüglich ihrer Eignung, während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen die Zuverlässigkeitsforderung zu erfüllen" [DIN 40041]. Diese Definition macht deutlich, dass weitere Absprachen bezüglich der Anwendungsbedingungen und der Anforderungen an die betrachtete Einheit erforderlich sind.

Die Definition der Zuverlässigkeit nach IEC 60050-191 als "Zusammenfassender Ausdruck zur Beschreibung der Verfügbarkeit (Anmerkung des Autors: im Sinne von 'Einsatzfähigkeit') und ihrer Einflussfaktoren Funktionsfähigkeit, Instandhaltbarkeit und Instandhaltungsbereitschaft" [IEC 60050-191] gliedert die Zuverlässigkeit als Teilaspekt der Qualität eines Dienstes ein. Entsprechend ist die Versorgungszuverlässigkeit ein Teilaspekt der Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie. Die weiteren technischen Aspekte, wie z.B. Frequenz- und Spannungshaltung, werden üblicherweise mit dem Begriff Spannungsqualität zusammengefasst (vgl. Abbildung 2.1) [CIGRÉ WG 37.28].

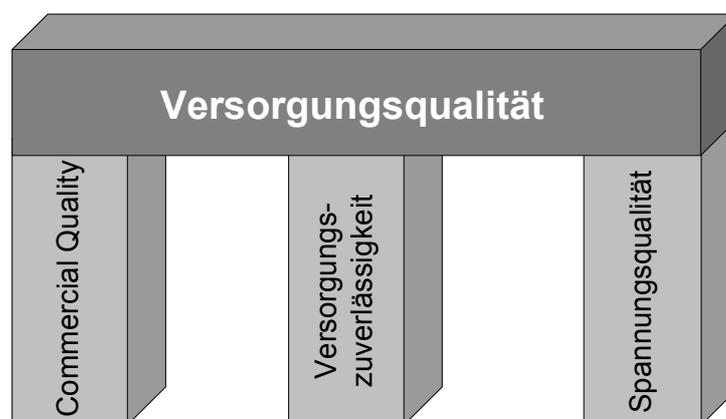


Abbildung 2.1: Teilaspekte der Versorgungsqualität

Zusätzlich werden heute auch Qualitätsaspekte der verschiedenen Dienstleistungen unter dem Begriff *Commercial Quality* (z.B. Reaktionszeit nach Kundenanfragen) als

Teilaspekt der Versorgungsqualität betrachtet. Bemerkenswert an der Definition nach IEC ist weiterhin, dass die Zuverlässigkeit hier nicht nur die eigentliche Frage der Funktionsfähigkeit einer Einheit umfasst, sondern durch die Berücksichtigung der Möglichkeiten zur Instandhaltung ("Instandhaltbarkeit") und dem Vermögen einer verantwortlichen Organisation, diese Instandhaltung auch durchzuführen ("Instandhaltungsbereitschaft") auch das Verhalten im Störfall mit einbezieht.

Insbesondere ist festzustellen, dass die Zuverlässigkeit selbst nicht quantifizierbar ist. Durch die Angabe entsprechender Kenngrößen können nur jeweils verschiedene Aspekte der Zuverlässigkeit beschrieben werden.

2.1.2 Komponenten- und Systemzustände

Systemtechnische Untersuchungen, zu denen auch die Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme gehört, erfordern zunächst die genaue Definition des zu betrachtenden Systems und seiner Komponenten.

Die Komponente eines Systems ist zur Beschreibung, Analyse oder Berechnung der Zuverlässigkeit definiert als "kleinste Betrachtungseinheit, die nicht mehr weiter unterteilt wird" [Demuth et al.]. Für Zuverlässigkeitsuntersuchungen von Energieversorgungssystemen sind prinzipiell unterschiedliche Komponentenabgrenzungen möglich. In aller Regel werden mehrere Betriebsmittel in einer Komponente zusammengefasst und nur das makroskopische Verhalten betrachtet. Es interessiert also nur, ob die Komponente ihre Funktion erfüllt oder nicht, sowie in diesem Falle die Dauer des Fehlzustands. Welcher Bestandteil der Komponente aus welchem Grund den Fehlzustand verursacht hat, wird in diesem Zusammenhang nicht weiter berücksichtigt. Im Allgemeinen ergeben sich die Komponenten *Leitung*, *Transformator*, *Sammelschiene* und *Schaltfeld*.

Nach [IEC 60050-191] werden fünf Komponentenzustände unterschieden, siehe Abbildung 2.2. Zusammenfassend lassen sich ein "betriebsfähiger Zustand" und ein "betriebsunfähiger Zustand" unterscheiden. Die einzelnen Komponentenzustände sind:

- **"In Betrieb"**: Die Komponente ist eingeschaltet und funktioniert entsprechend den Anforderungen.
- **"Betriebsfrei"**: Die Komponente ist betriebsfähig, wird aber in der aktuellen Betriebssituation nicht benötigt und ist daher ausgeschaltet.
- **"Nicht verfügbar wegen externer Ursachen"**: Die Komponente an sich ist voll betriebsfähig, allerdings wird der Betrieb durch andere Ursachen verhindert. Dieser Zustand kann z.B. bei thermischen Kraftwerken aufgrund von Brennstoffmangel auftreten.

- **"Fehlzustand"**: Nach einem Ausfall befindet sich die Komponente in diesem Zustand. Dieser Zustand ist ein Teil des Zustands "Nicht verfügbar wegen interner Ursachen".
- **"In vorbeugender Instandhaltung"**: Die Komponente wurde planmäßig und ohne Zusammenhang mit einem Ausfall zu Wartungszwecken ausgeschaltet. Dieser Zustand ist ein Teil des Zustands "Nicht verfügbar wegen interner Ursachen".

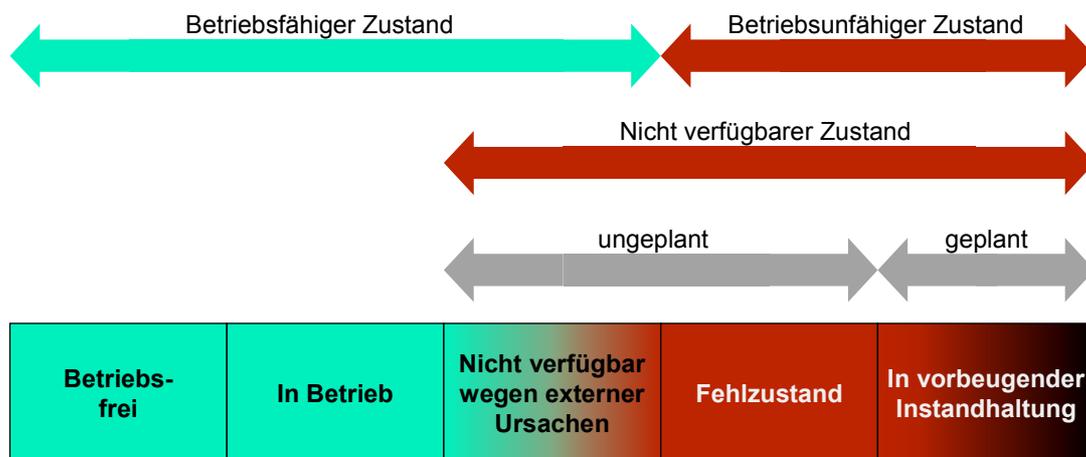


Abbildung 2.2: Komponentenzustände nach [IEC 60050-191]

Der Zustand "nicht verfügbar wegen externer Ursachen" zählt dabei zum "betriebsfähigen Zustand", da die Ursache für den Ausfall nicht der betrachteten Komponente zugeschrieben werden kann. Er wird jedoch mit den Zuständen "in vorbeugender Instandhaltung" und "Fehlzustand" zum "nicht verfügbaren Zustand" zusammengefasst. Für die Zuverlässigkeit von Energieversorgungssystemen sind vor Allem die ungeplanten, nicht verfügbaren Zustände von Bedeutung.

In der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung von Energieversorgungsnetzen interessiert im Sinne der makroskopischen Betrachtung der Komponenten lediglich, ob diese ihre Funktion erfüllen oder nicht. Netzkomponenten werden daher in der Regel nur mit zwei Zuständen modelliert; lediglich für Kraftwerke sind zur angemessenen Beschreibung von z.B. Startversagern mehr Zustände notwendig.

Die Abgrenzung des Systems, das im Rahmen einer Zuverlässigkeitsanalyse betrachtet wird, ergibt sich aus der jeweiligen Aufgabenstellung. Die Größe der Energieversorgungssysteme erfordert in der Regel eine Aufteilung des Gesamtsystems. Entscheidend ist hierbei, dass entweder die Systemgrenzen so weit gezogen werden, dass in der Berechnung alle relevanten Einflüsse auf das Systemverhalten, oder dass in der Auswertung die entsprechenden Auswirkungen der Systemgrenzen auf die Ergebnisse mit berücksichtigt werden. Dabei können auch geeignete Ersatzdarstellungen, z.B. Zuverlässigkeitsäquivalente nach [Zdrallek], zum Einsatz kommen.

Das betrachtete System ist definiert als funktionaler Zusammenhang derjenigen Komponenten, die einen Einfluss auf die Systemzuverlässigkeit haben. Im Gegensatz zum Komponentenverhalten wird das Systemverhalten also mikroskopisch betrachtet.

Wegen der Vielzahl der in der Praxis auftretenden Systemzustände bestehen eine Reihe von verschiedenen Möglichkeiten zu ihrer Klassifizierung. In der Planungspraxis erfolgt die Beurteilung des Systemzustandes in der Regel durch die Anwendung entsprechender Planungskriterien [Sorg et al. 1999], wie z.B. dem $(n-1)$ -Kriterium [Haß et al.]. Die untersuchten Systemzustände werden dabei in zwei Gruppen unterteilt: Zustände, die dem Kriterium genügen, und Zustände, die das Kriterium verletzen. Zur praktischen Anwendbarkeit definiert man meistens noch eine weitere Gruppe von Zuständen, die das Kriterium zwar verletzen, aus wirtschaftlichen Gründen aber akzeptiert werden müssen.

2.1.3 Fehler, Ausfall und Unterbrechung

Der Begriff *Fehler* ist in Anlehnung an [VDEW 1994] speziell für die Zwecke der Zuverlässigkeitsanalyse von elektrischen Energieversorgungssystemen wie folgt definiert:

Ein *Fehler* ist ein Zustand, in dem eine ungewollte Abweichung des durch

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

gekennzeichneten "normalen Betriebszustandes" eines Netzes vorliegt.

Der Begriff *Fehler* bezieht sich dabei sowohl auf Komponenten wie auch auf das gesamte System und bezeichnet den **Zustand**, in dem sich die Komponente oder das System befindet. Es ist daher nicht korrekt, den Zustandsübergang in den Fehlzustand als Fehler zu bezeichnen.

Dieser Zustandsübergang in den Fehlzustand wird als *Ausfall* entsprechend folgender Definition bezeichnet: "Beendigung der Fähigkeit einer Komponente, eine geforderte Funktion zu erfüllen" [IEC 60050-191]. Der Fehlzustand selbst kann somit nicht als Ausfall bezeichnet werden.

Es ist unter Berücksichtigung der oben angegebenen Definitionen daher auch nicht sinnvoll, von einer *Ausfalldauer* zu sprechen, da dies nur die Zeitspanne des Zustandsübergangs beschreibt und für Zuverlässigkeitsbetrachtungen nicht relevant

ist. Die Zeitspanne vom Ausfall bis zur Wiederinbetriebnahme, in der sich eine Komponente im Fehlzustand befindet, wird mit *Aus-Dauer* bezeichnet.

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse von Energieversorgungssystemen sind letztlich nur diejenigen Fehler von Interesse, die sich auf die Zuverlässigkeit auswirken, d.h. die zu einer Versorgungsunterbrechung von mindestens einem Kunden im System führen. Eine Versorgungsunterbrechung eines Kunden liegt vor, wenn die geforderte Leistung nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Kurzfristige Spannungseinbrüche werden dem Aspekt Spannungsqualität zugerechnet und zählen daher nicht als Versorgungsunterbrechung. In Anlehnung an die VDEW-Störungs- und Schadensstatistik [VDEW 1994] bzw. die VDN-Störungsstatistik werden auch erfolgreiche Kurzunterbrechungen bzw. automatische Wiedereinschaltungen nicht als Versorgungsunterbrechung gewertet. Erst ab einer Dauer von 1 s wird hier von einer Versorgungsunterbrechung gesprochen.

Das System befindet sich im Zustand der Versorgungsunterbrechung, wenn an mindestens einem Lastknoten eine Unterbrechung vorliegt.

2.2 Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse

2.2.1 Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse

Abbildung 2.3 zeigt den prinzipiellen Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse.

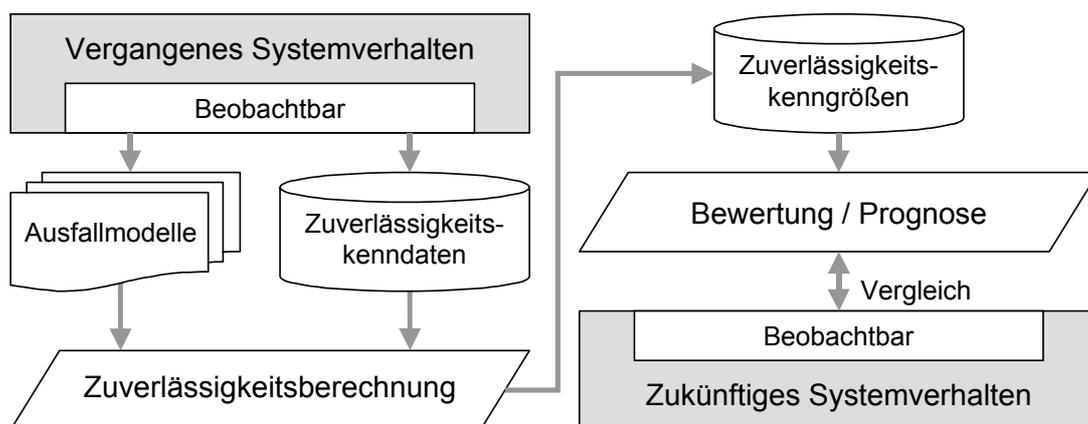


Abbildung 2.3: Prinzipieller Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse

Als Datenbasis dient das beobachtete Systemverhalten in der Vergangenheit. Daraus wurden unter Berücksichtigung der betrieblichen Erfahrungen die charakteristischen Ausfallmodelle zur Beschreibung des Störungsgeschehens der Betriebsmittel abgeleitet, die eine Klassifizierung des mannigfaltigen Störungsgeschehens und damit

eine mathematische Beschreibung ermöglichen. Daneben werden auch die zugehörigen Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel ermittelt. Die Zuverlässigkeitskenndaten dienen – neben topologischen und elektrischen Kenndaten des zu untersuchenden Systems, wie sie auch für Lastfluss- oder Kurzschlussstromberechnungen verwendet werden – als Eingangsdaten für die eigentliche Zuverlässigkeitsberechnung.

Die eigentliche Zuverlässigkeitsberechnung ermittelt auf Grundlage der Netzdaten und der Zuverlässigkeitskenndaten der einzelnen Komponenten die probabilistischen Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit für jeden einzelnen Lastknoten und das Gesamtsystem. Diese Kenngrößen müssen nun, eventuell unter Verwendung spezieller Auswertungsverfahren, im Hinblick auf die Aufgabenstellung bewertet und interpretiert werden.

In Einzelfällen ist auch ein Vergleich mit dem sich tatsächlich einstellenden Systemverhalten möglich. Dies ist jedoch in der Regel aufgrund der Seltenheit der Ereignisse nicht der Fall. Zu beachten ist hier, dass die berechneten Kenngrößen Erwartungswerte darstellen, die für einen unendlich langen Zeitraum berechnet werden. Aus historischen Beobachtungen – selbst über einige Jahre – kann daher nicht auf die Güte einer Zuverlässigkeitsberechnung geschlossen werden, da es sich immer nur um eine Stichprobe aus der berechneten Grundgesamtheit handelt. Diese sogenannte Prognoseunschärfe stellt – solange geeignete und belastbare Eingangsdaten verwendet werden – den größten Anteil der Unschärfe der berechneten Ergebnisse dar. Die Prognoseunschärfe ist eine systemimmanente Eigenschaft aufgrund der Seltenheit der betrachteten Störungsereignisse und wird **nicht** durch Ungenauigkeiten in den Eingangsdaten, durch Fehler in der Modellbildung oder durch Näherungen in den Berechnungsverfahren verursacht [Wellßow 1986].

In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Aspekte der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse nach Abbildung 2.3 genauer betrachtet.

2.2.2 Ausfallmodelle und Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel

2.2.2.1 Überblick

In den Netzen der öffentlichen Energieversorgung in Deutschland kommt es jährlich zu einigen zehntausend Störungen, wie sich aus den Daten der VDEW-Störungstatistik abschätzen lässt (siehe Tabelle 2.1 und Abbildung 2.4, [VDEW 1997-2002]). Hauptursachen für diese Störungen sind atmosphärische Einwirkungen. Wie aus den Daten auch hervorgeht, haben die Störungen insbesondere in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen nur selten Auswirkungen auf die Versorgungssituation.

Ursache hierfür ist die Planung der Netze nach entsprechenden Kriterien, die eine ausreichende Zuverlässigkeit gewährleisten.

Tabelle 2.1: Abschätzung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtzahl an Störungen bzw. Störungen mit Versorgungsunterbrechungen (VU) und der durchschnittlichen Störungsrate aus den Daten der Berichtsjahre 1994 bis 1999 der VDEW-Störungsstatistik [VDEW 1997-2002]

Spgs. ebene	Durchschnittliche Anzahl der jährlich gemeldeten		Durchschnittl. Erfassungsgrad	Durchschnittl. Gesamtstromkreislänge in km	Geschätzte Gesamtanzahl der jährlichen		Störungsrate in 1/(a 100 km)
	Störungen	Störungen mit VU			Störungen	Störungen mit VU	
10 kV	6273	3460	60,5 %	160810	10368	5719	6,45
20 kV	16022	7162	52,4 %	301285	30576	13668	10,15
30 kV	898	201	77,8 %	14487	1154	259	7,96
110 kV	3315	214	76,8 %	74931	4317	279	5,76
220 kV	547	10	91,3 %	22192	599	11	2,70
380 kV	432	4	93,9 %	18075	460	4	2,55

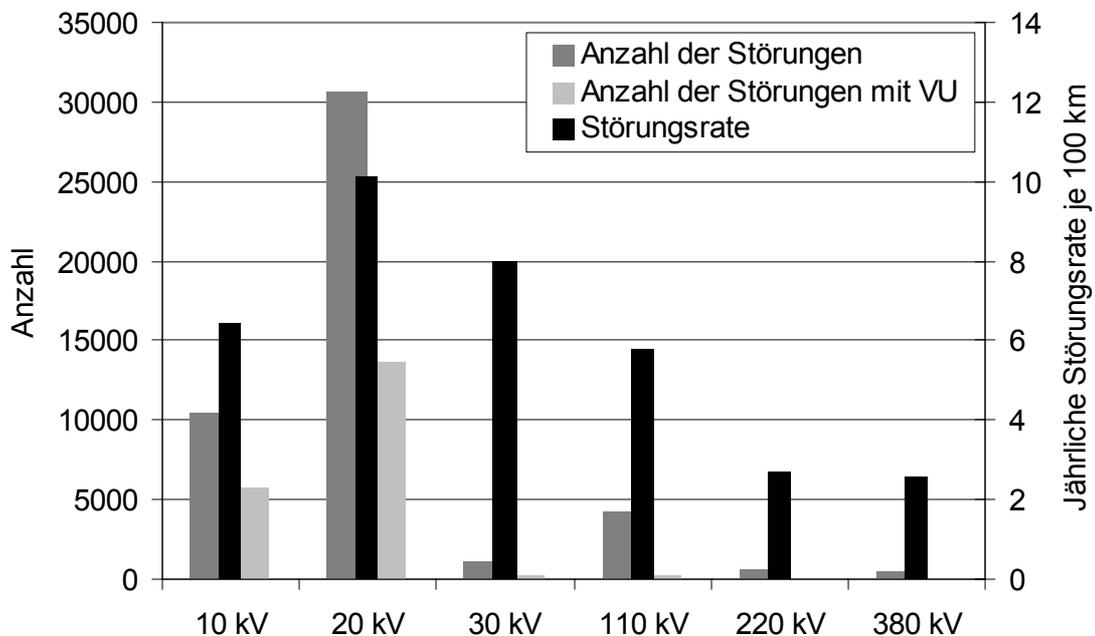


Abbildung 2.4: Abschätzung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtzahl an Störungen bzw. Störungen mit Versorgungsunterbrechungen (VU) und der durchschnittlichen jährlichen Störungsrate der Berichtsjahre 1994 bis 1999 (vgl. Tabelle 2.1)

Ziel der Zuverlässigkeitsberechnung muss eine möglichst genaue Modellbildung der im Netzbetrieb auftretenden Störungen sein. Zur qualitativ richtigen Nachbildung des Störungsgeschehens dienen die in diesem Abschnitt beschriebenen Ausfallmodelle, sowie die in Abschnitt 2.2.3.5 dargestellten Wiederversorgungsmodelle. Seit dem Erfassungsjahr 1994 steht die neu gestaltete VDEW-Störungs- und Schadensstatistik (heute: VDN-Störungsstatistik) für Netze mit Nennspannungen ab 110 kV als breite und verlässliche Datenbasis für die in der Zuverlässigkeitsberechnung eingesetzten Ausfallmodelle zur Verfügung [Demuth et al., Faß et al., Hügel et al. 1994, Zdrallek]. Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Modelle werden im Folgenden beschrieben.

2.2.2.2 Unabhängiger Einfachausfall

Unter einem unabhängigen Einfachausfall versteht man den Ausfall einer einzelnen Komponente. Ein unabhängiger Einfachausfall steht in keinem ursächlichen Zusammenhang zu eventuell zeitgleichen Störungen oder Fehlern. Für jede Komponente werden Häufigkeit und Aus-Dauer des unabhängigen Einfachausfalls angegeben.

Ein Beispiel für einen unabhängigen Einfachausfall zeigt Abbildung 2.5. Der Stromkreis SK2 wird hier aufgrund eines Kurzschlusses konzeptgemäß ausgeschaltet, ohne dass es zu einer weiteren Ausschaltung kommt.

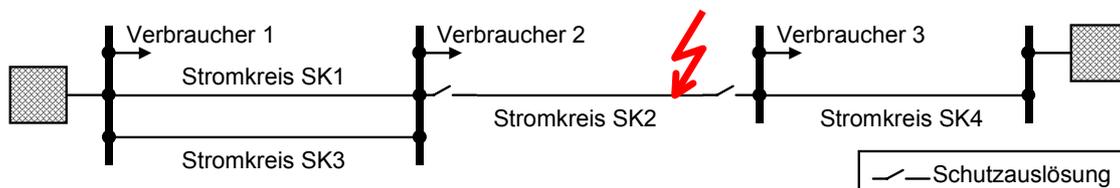


Abbildung 2.5: Unabhängiger Einfachausfall des Stromkreises SK2

Zu den Einfachausfällen zählen z.B.:

- Automatische Ausschaltungen durch den Schutz aufgrund von Kurzschlüssen,
- Fehlausschaltungen, d.h. unbeabsichtigte Ausschaltungen eines Auslösbereiches,
- Doppelerdschlüsse in kompensiert betriebenen Netzen, sofern nur ein Erdschluss automatisch ausgeschaltet wird und das noch verbleibende erdschlussbehaftete Betriebsmittel in Betrieb bleibt.

Einfachfehler können zeitlich überlappen, ohne dass ein kausaler Zusammenhang zwischen diesen Ausfällen besteht. Dies kann z.B. bei Störungshäufungen unter großflächigen Gewitterfronten der Fall sein. Obwohl in diesem Fall mehrere

Komponenten gleichzeitig außer Betrieb sind, handelt es sich hierbei jeweils um unabhängige Einfachfehler, die nur zufällig überlappend auftreten.

2.2.2.3 Common-Mode-Ausfall

Unter einem Common-Mode-Ausfall wird der **gleichzeitige** Ausfall mehrerer Komponenten aufgrund einer **gemeinsamen Ursache** verstanden. Ein häufiges Beispiel für einen Common-Mode-Ausfall – Blitzeinschlag in Mast oder Erdseil mit rückwärtigem Überschlag auf zwei oder mehrere Stromkreise einer Mehrfachleitung und Ausschaltung der betroffenen Stromkreise durch den Schutz – zeigt Abbildung 2.6 für die beiden Stromkreise SK1 und SK3.



Abbildung 2.6: Common-Mode-Ausfall der Stromkreise SK1 und SK3

Beispiele für typische Common-Mode-Ausfälle sind:

- Blitzeinschlag in Mast oder Erdseil mit rückwärtigem Überschlag auf mindestens zwei Stromkreise einer Mehrfachleitung,
- Ausschaltung von zwei oder mehr Stromkreisen einer Mehrfachleitung aufgrund von Seiltanzen,
- Mastumbruch bei Mehrfachleitungen,
- Beschädigungen mehrerer in einem gemeinsamen Kabelgraben verlegter Kabel aufgrund von Erdbeben, Baggerarbeiten oder Spundwandrammen.

Bei der Nachbildung von Common-Mode-Ausfällen von Freileitungen muss die Spannungsebene berücksichtigt werden. Bei Mehrfachleitungen, die nur aus Stromkreisen mit einer Nennspannung $U_n \leq 110$ kV bestehen, kommt es zu Common-Mode-Ausfällen im Wesentlichen aufgrund von rückwärtigen Überschlägen nach Blitzeinschlag in das Erdseil oder in den Mast. Hier wird also **ein** Common-Mode-Ausfall nachgebildet, bei dem alle auf einem Mast befindlichen Stromkreise gleichzeitig ausfallen. Bei Stromkreisen mit $U_n > 110$ kV treten Common-Mode-Ausfälle im Wesentlichen durch Seilschwingungen mit wesentlich geringerer Häufigkeit auf. Bei Mehrfachleitungen mit mehr als zwei Stromkreisen werden daher Doppelausfälle zwischen **jeweils** benachbarten Stromkreisen auf dem Mast nachgebildet. Dazu ist die Kenntnis der Mastgeometrie und der Anordnung der Stromkreise notwendig.

Bei Freileitungen mit Systemen für $U_n > 110 \text{ kV}$ und $U_n \leq 110 \text{ kV}$ auf einem Mast müssen ein Common-Mode-Ausfall für die Stromkreise mit $U_n \leq 110 \text{ kV}$ und zusätzlich Common-Mode-Ausfälle entsprechend der geometrischen Anordnung mit den jeweils zugehörigen Häufigkeiten nachgebildet werden.

Prinzipiell sind Common-Mode-Ausfälle auch zwischen verschiedenartigen Komponenten möglich, wie z.B. zwischen Sammelschiene und Transformator bei Brand, Explosion oder Überschwemmung einer Schaltanlage. Eine Auswertung der VDEW-Störungsstatistik der letzten Jahre zeigt aber, dass diese Art von Common-Mode-Ausfällen ausgesprochen selten vorkommt.

Nicht zur Ausfallart Common-Mode-Ausfall gehört z.B. die Ausschaltung eines Stromkreises aufgrund eines Kurzschlusses mit nachfolgender Ausschaltung eines anderen Stromkreises aufgrund von Überlast. Hier besteht in der Regel keine Gleichzeitigkeit, sicherlich aber keine gemeinsame Ursache, da die Ursache des ersten Ausfalls der Kurzschluss darstellt, die Ursache des zweiten aber die Überlastung – diese Ausschaltung zählt zur Gruppe der determinierten Folgeausfälle.

2.2.2.4 Schutzversager

Ein Mehrkomponentenausfall durch Schutzversager ist ein Folgeausfall und beginnt mit dem Ausfall einer einzelnen Komponente, i.A. durch Kurzschluss. Die kurzschlussbehaftete Komponente wird gemäß Schutzkonzept vom Netzschutz selektiv ausgeschaltet. Unterbleibt dies aber, so übernimmt der Reserveschutz die Ausschaltung. Dies führt zum Ausfall aller Betriebsmittel im Reserveauslösbereich der betroffenen Komponente. Dieser Ablauf wird durch die bedingte Wahrscheinlichkeit p_{SV} beschrieben. Hierbei ist p_{SV} die Wahrscheinlichkeit für einen Schutzversager auf dem Auslösbereich der Komponente i bei Ausfall von i . Der Fehlzustand durch Schutzversager ist nach der Zeit, die für das Erkennen und Freischalten der fehlerbehafteten Komponente und für das Wiederzuschalten der Betriebsmittel im Reserveauslösbereich erforderlich ist, beendet.

Welche Auslösbereiche Reserveauslösbereiche sind, hängt vom Schutzkonzept ab, d.h. von der Frage, welche Netzschutzeinrichtungen den Hauptschutz für die fehlerbetroffene Betrachtungseinheit stellen und welche Netzschutzeinrichtungen hierfür die Reserve bilden. Abbildung 2.7 zeigt ein Beispiel zur Verdeutlichung: Ausgangspunkt ist ein Kurzschluss auf dem Stromkreis SK2. Kommt es nun zu einer Schutzunterfunktion an der Sammelschiene, an der Verbraucher 2 angeschlossen ist, so werden zusätzlich noch die beiden Stromkreise SK1 und SK3 konzeptgemäß vom Reserveschutz ausgeschaltet. Dadurch kommt es zu einer Ausweitung der Störung; Verbraucher 2 erleidet nun eine Versorgungsunterbrechung.

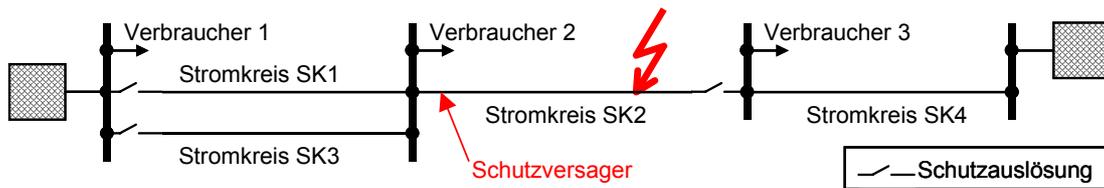


Abbildung 2.7: Schutzunterfunktion auf Stromkreis SK2

Der Unterschied des Leistungsschalterversagers zur Schutzunterfunktion besteht darin, dass im Falle eines Leistungsschalterversagers beim Differential-, Signalvergleichs- und Phasenvergleichsschutz oder bei Verwendung von Distanzschutz und Mitnahmeschaltungen nur ein Reserveauslösbereich mit ausfällt, nicht alle wie bei einer Schutzunterfunktion. In Netzen, die lediglich mit gestaffeltem Distanzschutz ausgestattet sind, ergibt sich kein topologischer Unterschied zwischen Ausfällen nach den Modellen Schutzunterfunktion und Leistungsschalterversager.

2.2.2.5 Schutzüberfunktion mit Mehrfachauslösung

Bei einem Kurzschluss auf einem Betriebsmittel kommt es mitunter durch Teilkurzschlussströme zu Anregungen von Schutzrelais und zu nicht konzeptgemäßen Ausschaltungen von Schutzbereichen nicht fehlerbetroffener Komponenten. Das Ausfallmodell Schutzüberfunktion kann also nur als Folgeausfall im Rahmen einer Störungsausweitung auftreten. Dies wird durch die bedingte Wahrscheinlichkeit p_{SUE} beschrieben. p_{SUE} ist die Wahrscheinlichkeit einer Fehlauflösung von Komponente j bei Kurzschluss auf i . Die Aus-Dauer durch Schutzüberfunktion ist die Zeit bis zum Wiedereinschalten der fehlerausgelösten Komponente.

Zur Ermittlung der Schutzgeräte, die einen Teilkurzschlussstrom oberhalb der Anregeschwelle führen, und die damit für dieses Ausfallmodell in Frage kommen, ist eine Kurzschlussstromberechnung erforderlich. Schutzüberfunktionen können z.B. hervorgerufen werden durch

- unzureichende Schutzeinstellung,
- Messfehler,
- falschen Richtungsentscheid,
- Wandlersättigung,
- Defekte an den Schutzeinrichtungen.

In Abbildung 2.8 ist ein Beispiel für das Ausfallmodell Schutzüberfunktion dargestellt: Ein Kurzschluss auf SK2 führt zur konzeptgemäßen Ausschaltung des Stromkreises. Ein Relais des Schutzsystems des Stromkreises SK4 wurde aber von einem Teilkurzschlussstrom angeregt und löst fehlerhaft aus, so dass es zu einer Ausweitung der Störung kommt und Verbraucher 3 eine Versorgungsunterbrechung erfährt.

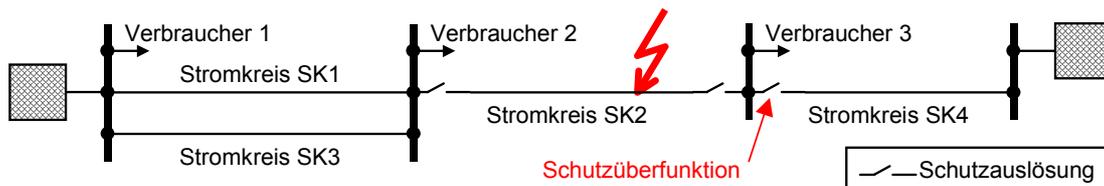


Abbildung 2.8: Schutzüberfunktion des Schutzgerätes auf Stromkreis SK4

2.2.2.6 Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung

Der Mehrkomponentenausfall durch Mehrfacherdschluss wird durch einen stehenden Erdschluss auf der Komponente i eingeleitet. Dieses Ausfallmodell existiert daher nur Netzen, die mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation betrieben werden. Kommt es aufgrund der erhöhten Spannungsbeanspruchung zu einem weiteren einpoligen Fehler auf einem anderen Betriebsmittel, so geht der stehende Erdschluss in einen Doppelerdkurzschluss über, der zu einem Schutzeingriff führt. In ca. 70 % der Fälle [Bitzer] werden nicht konzeptgemäß **beide** fehlerbetroffenen Auslösebereiche ausgeschaltet. In den übrigen Fällen wird nur einer der betroffenen Auslösebereiche durch den Netzschutz ausgeschaltet, während der andere von Hand ausgeschaltet werden kann. Dadurch wird mitunter eine Versorgungsunterbrechung vermieden.

Für das Eintreten eines Mehrfachausfalls durch Mehrfacherdschluss wird die bedingte Wahrscheinlichkeit p_{ME} angegeben. p_{ME} ist die Wahrscheinlichkeit eines zweiten Fußpunktes auf einer anderen Komponente mit Ausschaltung beider fehlerbetroffener Komponenten unter der Voraussetzung, dass bereits ein erster Fußpunkt vorliegt. Die Aus-Dauer durch Mehrfacherdschluss ist im Allgemeinen die Zeit für das Wiedereinschalten. Es muss beachtet werden, dass die Ausfallrate durch Erdschluss aufgrund der Spannungsanhebung der nicht vom stehenden Erdschluss betroffenen Leiter unter Erdschlussbedingungen wesentlich größer ist als im Normalbetrieb.

Auch wenn es nicht zu einem Mehrfacherdschluss kommt, so muss nach einer gewissen Zeit ein stehender Erdschluss ausgeschaltet werden, was unter Umständen auch zu einer Versorgungsunterbrechung führen kann. Dies kann unter Verwendung der Monte-Carlo-Simulation entsprechend modelliert werden.

Abbildung 2.9 zeigt ein Beispiel für das beschriebene Ausfallmodell. Nach einem einleitenden stehenden Erdschluss auf Stromkreis SK2 kommt es durch die Spannungsanhebung im gesamten Teilnetz zu einem weiteren einpoligen Fehler auf einem anderen Leiter des Stromkreises SK1. Damit fließt ein kurzschlussartiger Strom und meistens werden beide Fehlerstellen nicht konzeptgemäß vom Schutzsystem ausgeschaltet.

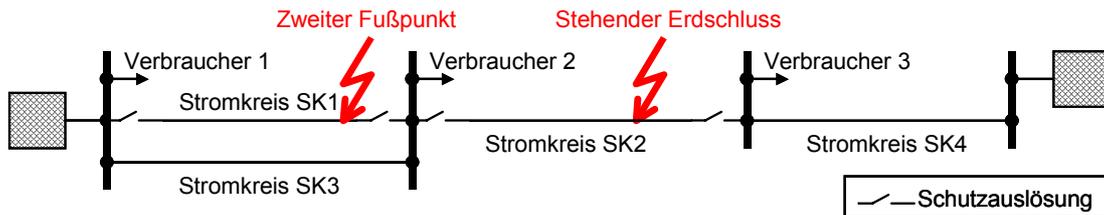


Abbildung 2.9: Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall der Stromkreise SK2 und SK3

2.2.2.7 Zusammenstellung des Datenbedarfs der Ausfallmodelle

In Tabelle 2.2 ist der Datenbedarf der vorgestellten Ausfallmodelle dargestellt.

Tabelle 2.2: Datenbedarf der vorgestellten Ausfallmodelle

Ausfallart	Kenndaten	Anmerkung
Unabhängiger Einfachausfall	Häufigkeit H_{UN} Aus-Dauer T_{UN}	Bei Freileitungen und Kabeln wird die Ausfallhäufigkeit auch auf die Länge bezogen (h_{UN})
Common-Mode-Ausfall	Häufigkeit H_{CM} Aus-Dauer T_{CM}	Bei Freileitungen und Kabeln wird die Ausfallhäufigkeit auch auf die Länge bezogen (h_{CM}). Für T_{CM} wird häufig nur die Dauer bis zur ersten Wiedereinschaltung ausgewertet.
Schutzversager	bed. Wahrscheinlichkeit p_{SV} Aus-Dauer T_{SV}	
Schutzüberfunktion mit Mehrfachausfall	bed. Wahrscheinlichk. p_{SUE} Aus-Dauer T_{SUE}	
Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall	Häufigkeit für einen stehenden Erdschluss H_{IP} bed. Wahrscheinlichkeit p_{ME} Aus-Dauer des Mehrfachausfalls T_{ME} Dauer bis Ausschaltung des stehenden Erdschlusses T_{AIP} Aus-Dauer des stehenden Erdschlusses T_{IP}	Bei Freileitungen und Kabeln wird die Häufigkeit und die bedingte Wahrscheinlichkeit auch auf die Länge bezogen (h_{IP})

Der Datenbedarf dieser Modelle kann für die Hoch- und Höchstspannungsebene aus der VDEW-Störungs- und Schadenstatistik gedeckt werden, nachdem diese 1994 um ein Protokoll des Störungsablaufs erweitert wurde [VDEW 1994]. Voraussichtlich ab

2004 wird die VDN-Störungsstatistik auch für den Bereich der Mittelspannung die entsprechenden Daten erheben [Hügel et al. 1999].

2.2.3 Berechnungsverfahren

2.2.3.1 Übersicht

Die eigentliche Zuverlässigkeitsberechnung läuft – unabhängig von der jeweiligen programmtechnischen Realisierung und den Verfahren – immer nach einem festen Schema ab.

Zuerst werden die zu berücksichtigenden Fehlerkombinationen erzeugt, die in ihrer Gesamtheit die Nachbildung des Störungsgeschehens im untersuchten Netz darstellen. Hierzu stehen zwei grundlegend verschiedene Arten von Verfahren zur Verfügung: Zum einen sogenannte analytische Verfahren und zum anderen Simulationsverfahren. Dabei haben von den verschiedenen analytischen Verfahren die Zustandsraumverfahren, insbesondere das homogene Markov-Verfahren, und von den Simulationsverfahren die zeitsequentielle Monte-Carlo-Simulation die mit Abstand größte Bedeutung. Im Weiteren werden daher nur diese beiden Verfahren genauer betrachtet.

Für jede erzeugte Fehlerkombination muss der entsprechende Netzzustand untersucht werden, insbesondere im Hinblick auf die Frage, ob Verletzungen von Betriebsgrenzen, wie z.B. Versorgungsunterbrechungen von Kunden oder Überlastungen von Betriebsmitteln, auftreten oder nicht. Für die Netzzustandsanalyse sind somit insbesondere Lastflussberechnungsverfahren erforderlich.

Kommt es bei einer Fehlerkombination zu Versorgungsunterbrechungen, so muss zur vollständigen Nachbildung des Störungsablaufs und zur korrekten Bestimmung aller Kenngrößen auch der Ablauf der Wiederversorgung nachgebildet werden. Nach geeigneten Algorithmen werden einzelne Maßnahmen durchgeführt und der sich daraus ergebende Netzzustand wird erneut analysiert. Transiente Vorgänge werden dabei in der Regel wegen des hohen Berechnungsaufwandes nicht berücksichtigt. Dies wird solange wiederholt, bis entweder die Versorgungsunterbrechung durch geeignete Maßnahmen beseitigt werden konnte, oder bis die fehlerbetroffene Komponente nach Ablauf ihrer Aus-Dauer wieder in Betrieb gehen kann und dadurch wieder eine vollständige Versorgung erreicht wird.

Der beschriebene Ablauf wird wiederholt, bis alle Fehlerkombinationen behandelt sind.

2.2.3.2 Analytisches Verfahren

Im homogenen Markov-Verfahren (z.B. [Billinton et al. 1983, Billinton et al. 1984, Koglin et al. 2002, Sachs, Singh et al.]) werden die Netzkomponenten mit den zwei Zuständen Betrieb und Nicht-Betrieb modelliert. Die Übergangsraten zwischen diesen Zuständen – die Ausfallrate λ und die Instandsetzungsrate μ – werden dabei als zeitlich konstant angenommen. Mit diesen Voraussetzungen können die stationären Zustandswahrscheinlichkeiten mit einem vergleichsweise geringen Rechenaufwand ermittelt werden. Durch die Nutzung des sogenannten Verfahrens der wahrscheinlichen Übergänge [Kochs] lässt sich der erforderliche Rechenaufwand nochmals verringern.

Allerdings können in der Regel trotzdem bei Weitem nicht alle Zustände untersucht werden, da selbst bei nur zwei Zuständen je Komponente die Gesamtzahl der Systemzustände k mit $k = 2^n$ (n : Anzahl der Komponenten im System) exponentiell ansteigt. In der Praxis ist daher eine Begrenzung der Anzahl der zu untersuchenden Fehlerkombinationen erforderlich.

Diese Begrenzung kann zum einen über eine Einschränkung der Ausfallordnung erfolgen. Eine Auswertung der VDEW-Störungs- und Schadensstatistik hat gezeigt, dass in einem System in den vergangenen Jahren keine zeitlich überlappenden unabhängigen Einfachausfälle beobachtet werden konnten. Eine Beschränkung auf Ausfälle z.B. der dritten Ordnung – also die Berücksichtigung von bis zu drei zeitlich überlappenden unabhängigen Einfachausfällen – ist somit für viele Anwendungsfälle ausreichend. Allerdings sollte bei dieser Art der Beschränkung der Fehlerkombinationen das Ausfallmodell Schutzversager gesondert behandelt werden, da hier in der Regel Fehlerkombinationen mit einer Vielzahl beteiligter Komponenten auftreten.

Das zweite Verfahren zur Begrenzung der Anzahl der Fehlerkombinationen orientiert sich an der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten der Kombinationen und gibt eine Grenze p_{min} vor, bis zu der die Kombinationen zu untersuchen sind. Fehlerkombinationen, die unwahrscheinlicher sind, werden nicht berücksichtigt. Ein praxisrelevanter Wert ist $p_{min} = 10^{-9}$, was in etwa der Berücksichtigung von Ausfällen dritter Ordnung entspricht.

Im analytischen Verfahren werden Kenngrößen wie Häufigkeit und Dauer für jede untersuchte Fehlerkombination aus den stochastischen Kennwerten der beteiligten fehlerbetroffenen Komponenten berechnet. Die eigentlich interessierenden Zuverlässigkeitskenngrößen für das Gesamtsystem und die einzelnen Verbraucherknöten werden nach der Bearbeitung aller Fehlerkombinationen über entsprechende Formeln aus den Kenngrößen der einzelnen Fehlerkombinationen berechnet. Die Berechnung kann dabei sowohl die Erwartungswerte wie auch die Varianzen der Kenngrößen umfassen (vgl. Anhang A).

Da im analytischen Verfahren jede Fehlerkombination nur einmal berechnet werden muss und ihr Einfluss auf das Ergebnis entsprechend ihrer Wahrscheinlichkeit gewichtet wird, ist die Zuverlässigkeitsberechnung unter Verwendung des analytischen Verfahrens vergleichsweise schnell. Durch die schematische Abarbeitung der Liste der zu untersuchenden Fehlerkombinationen und die leicht nachvollziehbare Berechnung der Kenngrößen sind die Ergebnisse des Berechnungsverlaufs darüber hinaus übersichtlicher als bei der Simulation. Die berechneten Kenngrößen an sich haben natürlich den gleichen Aussagegehalt wie bei der Anwendung der Simulation.

Ein deutlicher Nachteil des analytischen Verfahrens ist, dass es zunächst nicht in der Lage ist, auch die Verteilungen der einzelnen Zuverlässigkeitskenngrößen zu ermitteln. Ebenso ist die Modellierung komplexerer, zeitlich aufeinander folgender Ereignisse – wie z.B. die Verwendung von zeitabhängigen Ausfall- und Reparaturraten oder von Tagesganglinien für Verbraucher und von Fahrplänen für Einspeisungen – aufwändiger bzw. nicht möglich.

2.2.3.3 Monte-Carlo-Simulation

In den zeitsequentiellen Simulationsverfahren (z.B. [Billinton et al. 1983, Billinton et al. 1984, Koglin et al. 2002, Singh et al.]) werden die einzelnen Fehlerkombinationen nicht kombinatorisch erzeugt, sondern es wird der betriebliche Ablauf des zu untersuchenden Systems zeitlich nachgebildet. Dabei wird eine Statistik über die Beobachtungen der einzelnen Fehlerkombinationen geführt, die dann nach Ablauf der Simulationsdauer zur Bestimmung der interessierenden Zuverlässigkeitskenngrößen entsprechend ausgewertet wird.

Die Simulation des betrieblichen Ablaufs im Netz startet meistens mit dem Normalzustand, besser jedoch mit einem zufälligen Zustand. Entsprechend den Zuverlässigkeitskennwerten der einzelnen Komponenten werden zufällige Startzeitpunkte für die Ausfallereignisse ermittelt. Auch die Dauer jeder Fehlerkombination wird entsprechend den Eingangskennwerten zufällig bestimmt. Hier können auch beliebige Verteilungsfunktionen berücksichtigt werden [Sorg, Zdrallek]. Überlappende Ausfälle ergeben sich in der Monte-Carlo-Simulation dadurch, dass während der Aus-Dauer eines Fehlers zufällig ein weiterer Ausfall auftritt. Die Simulation endet mit dem Erreichen der vorgegebenen Simulationsdauer.

In der Simulation werden für jedes Ausfallereignis zufällige Aus-Dauern entsprechend der jeweiligen Verteilung ermittelt. Somit ergeben sich für jede Realisierung einer identischen Fehlerkombination unterschiedliche Kenngrößen. Damit nun die einzelnen Kenngrößen gegen ihren Erwartungswert konvergieren, ist eine größere Zahl an wiederholten Beobachtungen der einzelnen Fehlerkombinationen bzw. eine entsprechend lange Simulationsdauer erforderlich.

Die Anzahl der Beobachtungen, die erforderlich sind, um in der Monte-Carlo-Simulation die Wahrscheinlichkeit p eines Ereignisses mit einem maximalen relativen Fehler f bestimmen zu können, lässt sich nach Gleichung (2.1) abschätzen [Sachs]:

$$n = \frac{z^2}{f^2} \frac{1-p}{p} \quad (2.1)$$

Der Parameter z kennzeichnet dabei die Wahrscheinlichkeit, mit der sich der tatsächliche Wert der Zufallsgröße innerhalb des durch den vorgegebenen relativen Fehler f definierten Intervalls befindet.

Eine andere Interpretation von Gleichung (2.1) lautet, dass der relative Fehler, mit dem der Wert einer Zufallsgröße in der Monte-Carlo-Simulation bestimmt werden kann, proportional zum Kehrwert der Wurzel der Anzahl der Beobachtungen ist.

Abbildung 2.10 zeigt eine grafische Darstellung von Gleichung (2.1) und demonstriert, dass bei den üblicherweise sehr kleinen Wahrscheinlichkeiten – die hier zur besseren Anschaulichkeit in min/a umgerechnet wurden – die erforderliche Anzahl an Beobachtungen sehr groß wird. Es wird allerdings angenommen, dass die nach Gleichung (2.1) berechneten Anzahlen auf der sicheren Seite liegen.

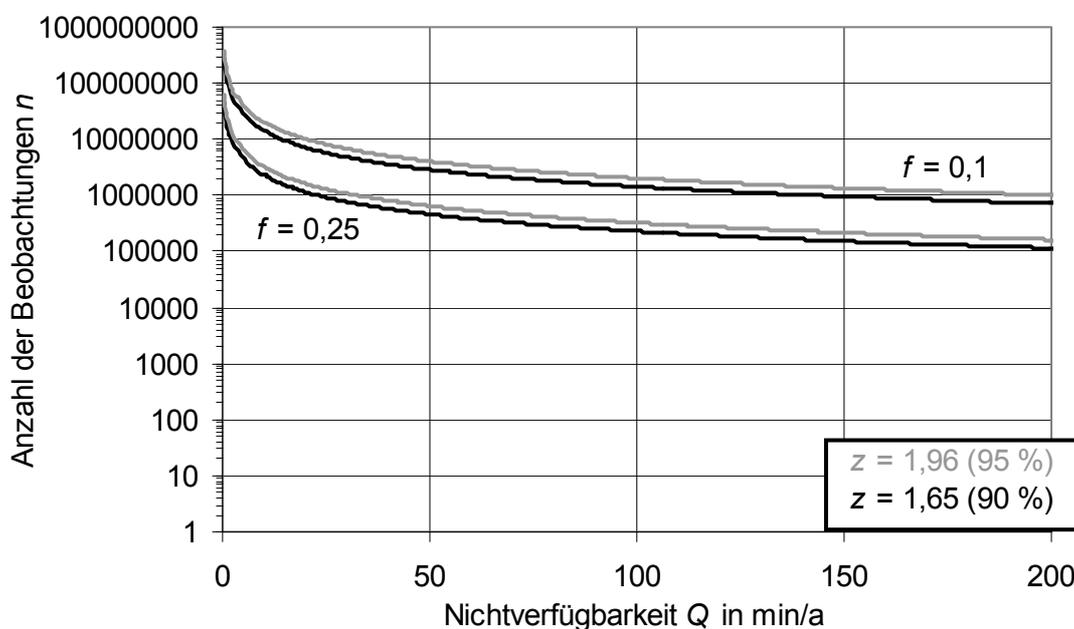


Abbildung 2.10: Erforderliche Anzahl der Beobachtungen in der Monte-Carlo-Simulation

Auch im Simulationsverfahren werden die einzelnen Fehlerkombinationen in der Netzzustandsanalyse untersucht, und die Kenngrößen der Fehlerkombination werden in einer Statistik abgelegt. Im Gegensatz zum analytischen Verfahren können in der

Simulation aufgrund der zufälligen Bestimmung der Aus-Dauer auch mehrere Realisierungen von identischen Fehlerkombinationen unterschiedliche Kenngrößen besitzen. Die Zuverlässigkeitskenngrößen können daher nicht durch eine Berechnung aus den Kenngrößen der Fehlerkombinationen ermittelt werden, sondern nur durch eine Auswertung der Statistik unter Berücksichtigung jeder einzelnen Beobachtung. Dafür können mit der Simulation nicht nur Erwartungswert und Varianz der Zuverlässigkeitskenngrößen bestimmt werden, sondern durch die statistische Auswertung auch die Verteilungen der Kenngrößen.

Die detaillierte zeitsequentielle Betrachtung des Betriebsablaufs eröffnet der Simulation einige prinzipielle Vorteile gegenüber den analytischen Verfahren. Es können hier vorteilhaft auch komplexere, zeitabhängige Störungsabläufe und Komponentenmodellierungen verwendet werden.

Ein entscheidender Nachteil ist jedoch die hohe Rechenzeit. Die zeitsequentielle Nachbildung des betrieblichen Geschehens in der Simulation bedingt, dass häufige Fehlerzustände, wie z.B. in der Regel folgenlose Einfachausfälle von Leitungen, sehr oft berechnet werden. Komplexere Fehlerkombinationen, die sich signifikant auf die Ergebnisse auswirken, werden dagegen entsprechend ihrer Wahrscheinlichkeit deutlich seltener berechnet.

2.2.3.4 Netzzustandsanalyse

Nach der Generierung einer Fehlerkombination und anschließender Berechnung der Kenngrößen der Fehlerkombination muss der neue Netzzustand analysiert werden. Die vorrangigste Frage ist dabei die Überprüfung, ob noch alle Verbraucher versorgt werden können. Für die erforderliche Lastflussberechnung stehen dabei verschiedene Verfahren, wie z.B. Verbindungskontrolle, Maximalflussalgorithmus, genäherte Wirkflussberechnung (DC-Lastfluss) und auch komplexe Lastflussberechnung (AC-Lastfluss), zur Verfügung. Die einfacheren Verfahren wurden zu Beginn der Entwicklung der entsprechenden Programmsysteme eingesetzt, da die Rechenzeit aufgrund der hohen Zahl an zu berechnenden Lastflüssen innerhalb einer Zuverlässigkeitsanalyse eine bedeutende Rolle spielte. Heutzutage können auf modernen Rechnern in der Regel auch umfassende komplexe Lastflussberechnungen [Heckmann et al., Sorg] durchgeführt werden.

Ist entsprechend den Ergebnissen der Lastflussberechnung an einzelnen Verbraucherknotten bzw. in einem Netzgebiet nur eine Teilversorgung möglich, so wird dies anhand eines Leistungszuteilungsmodells in Versorgungsunterbrechungen umgerechnet. Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen können entsprechend behandelt werden.

2.2.3.5 Modellierung der Wiederversorgung

Verfahren zur Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Netze berechnen Zuverlässigkeitskenngrößen auf Basis der Analyse von modellierten Störungsabläufen. Dazu ist es erforderlich, den gesamten Ablauf vom Eintritt der Störung bis zu ihrem Ende nachzubilden, um Zuverlässigkeitskenngrößen wie z.B. die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* oder die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* zutreffend bestimmen zu können [Clemens et al., Wellßow 1986]. Aus diesem Grund werden neben den Ausfallmodellen, die den Störungseintritt und damit auch die Eintrittshäufigkeit von Störungen beschreiben, auch Modelle benötigt, die den Störungsverlauf bis hin zur vollständigen Wiederversorgung nachbilden.

Die Realisierung von Betriebsführungsstrategien in Programmen zur Zuverlässigkeitsanalyse ist aufwändig, da die Algorithmen selbständig die am besten geeignete Maßnahme auswählen, durchführen und ihren Erfolg oder Misserfolg in Bezug auf den Versorgungszustand der Kunden und die Vermeidung bzw. die Minderung von Betriebsgrenzverletzungen überprüfen müssen [Wellßow 1986].

Im Störfall stehen eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung, um die Auswirkungen von Ausfällen zu vermindern oder zu beseitigen, **bevor** die Reparatur der ausgefallenen Komponente abgeschlossen ist und diese wieder in Betrieb gehen kann. Diese Maßnahmen lassen sich unterteilen in quasi-stetige und in diskret variierbare Parameter.

Unter quasi-stetigen Maßnahmen versteht man u.a.:

- die Steuerung des Lastflusses durch Transformatorstufenschalter (Längs- und Querregelung),
- Blind- und Wirkleistungseinspeisungsänderungen der Kraftwerke, z.B. zur Verringerung oder Beseitigung von Spannungsproblemen oder Überlastungen als Folge von Ausfällen.

Unter diskreten Maßnahmen werden Schaltmaßnahmen verstanden. Schaltmaßnahmen übersteigen meistens die Wirkungen quasi-stetiger Maßnahmen [Vossiek]. Insbesondere die folgenden typischen Maßnahmen haben dabei eine praktische Bedeutung:

- Einschalten von betriebsmäßig offenen Verbindungen,
- Kupplung zu Nachbarnetzgruppen,
- Kupplung von betriebsmäßig getrennt betriebenen Mehrfachsammelschienen,
- Freischalten fehlerbetroffener Komponenten und Wiederinbetriebnahme von intakten Teilen ausgefallener Auslösebereiche,
- Sammelschienenwechsel,
- Einschalten von Einspeisungen,

- Einschaltung nach abgebrochener Wartung,
- Lastverlagerung,
- letztlich Errichtung eines Provisoriums, Ersatz, oder Reparatur und Wiedereinschaltung fehlerbetroffener Komponenten.

2.2.4 Zuverlässigkeitskenngrößen für Verbraucher

2.2.4.1 Überblick

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung erlaubt die quantitative Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit durch entsprechende Kenngrößen. Von besonderem Interesse sind dabei Kenngrößen, die die Versorgungszuverlässigkeit von Verbrauchern entweder kunden- oder systembezogen beschreiben. Maßgebend ist hier also das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen.

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung von Netzen der elektrischen Energieversorgung existiert international eine Vielzahl unterschiedlicher Kenngrößen, die eine mehr oder weniger große Aussagefähigkeit und Verbreitung haben. Es haben sich jedoch einige grundlegende Kenngrößen bewährt, aus denen bei Bedarf weitere berechnet werden können. Tabelle 2.3 gibt einen Überblick über die grundlegenden Kenngrößen, die jeweils kunden- oder systembezogen angegeben werden können. Das System ist dabei im Zustand der Versorgungsunterbrechung, wenn an mindestens einem einzelnen Verbraucher eine Versorgungsunterbrechung vorliegt.

Tabelle 2.3: Grundlegende Zuverlässigkeitskenngrößen

Symbol	Bezeichnung	Einheit
H_U	Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	1/a
T_U	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen	h oder min
Q_U	Nichtverfügbarkeit	1 (üblich: min/a)
S_U	(Kumulierte) unterbrochene Leistung	MVA/a
E_U	(Kumulierte) nicht zeitgerecht gelieferte Energie	MVAh/a
K_U	(Kumulierte) Unterbrechungskosten	€/a
A_U	(Kumulierte) Erstattungen	€/a

2.2.4.2 Grundlegende Zuverlässigkeitskenngrößen

Für die in Tabelle 2.3 beschriebenen grundlegenden Zuverlässigkeitskenngrößen werden mitunter verschiedene Bezeichnungen verwendet, ihre Definition (z.B. [Koglin 1988]) ist aber in aller Regel identisch. Für diese Arbeit gelten die bereits genannten Bezeichnungen mit folgenden Definitionen:

Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen

Die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* beschreibt die Anzahl der Unterbrechungen bezogen auf den Betrachtungszeitraum. Sie wird üblicherweise in der Einheit $1/a$ angegeben. Diese Kenngröße enthält keine Information über die Auswirkungen und die Dauer einer Unterbrechung.

Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen

Die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* bezeichnet die mittlere Zeitspanne vom Beginn bis zum Ende einer Versorgungsunterbrechung an einem Lastknoten bzw. im Gesamtsystem. Sie wird in h oder min angegeben. Eine Versorgungsunterbrechung ist beseitigt, sobald der unterversorgte Lastknoten durch Schaltmaßnahmen, quasi-stetige Maßnahmen, Inbetriebnahme eines Provisoriums, Ersatz oder Reparatur der fehlerhaften Komponente vollständig wiederversorgt werden kann.

Unterbrechungswahrscheinlichkeit / Nichtverfügbarkeit

Die *Unterbrechungswahrscheinlichkeit* oder *Nichtverfügbarkeit* beschreibt die Wahrscheinlichkeit, ein Netz oder einen Lastknoten zu einem zufällig bestimmten Zeitpunkt in einem Zustand mit Versorgungsunterbrechung vorzufinden. Sie ist das Produkt aus *Häufigkeit* und *mittlerer Dauer von Versorgungsunterbrechungen* und besitzt keine Einheit. Zur besseren Anschaulichkeit ist es auch üblich, die *Nichtverfügbarkeit* in min/a anzugeben. Sie enthält keine Informationen über die Auswirkung einer Unterbrechung.

(Kumulierte) unterbrochene Leistung

Die *unterbrochene Leistung* bezeichnet die Summe der nicht lieferbaren Leistungen, die bei den Versorgungsunterbrechungen im Betrachtungszeitraum festgestellt wurden, bezogen auf den Betrachtungszeitraum. Sie hat die Einheit MVA/a . In die *unterbrochene Leistung* geht die *Unterbrechungshäufigkeit* und die Summe der beim jeweiligen Ausfall unterbrochenen Leistungen der Verbraucher ein, nicht jedoch die *Unterbrechungsdauer*. Sie gibt damit einen Hinweis auf die Häufigkeit und das Ausmaß der Unterbrechungen, nicht jedoch über die Dauer.

(Kumulierte) nicht zeitgerecht gelieferte Energie

Unter der *nicht zeitgerecht gelieferten Energie* wird die Summe der an einem Lastknoten oder im Gesamtsystem nicht lieferbaren Energien, die bei den einzelnen Unterbrechungen im Betrachtungszeitraum festgestellt wurden, bezogen auf den Betrachtungszeitraum, verstanden. Sie hat die Einheit MVAh/a. Zusätzlich zu den bei der *unterbrochenen Leistung* genannten Einflussfaktoren geht hier auch die *Unterbrechungsdauer* ein.

(Kumulierte) Unterbrechungskosten

Die *Unterbrechungskosten* spiegeln den Versuch wider, den Schaden, der den Verbrauchern durch Versorgungsunterbrechungen entsteht, monetär zu bewerten. Dabei gehen die *unterbrochene Leistung* und die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* ein. Diese Kenngrößen werden mit zugehörigen Kostenfaktoren bewertet und stellen in Summe die *Unterbrechungskosten* dar, die in €/a angegeben werden.

(Kumulierte) Erstattungen

In einigen Pönale- und Versicherungsmodellen wird eine weitere Kenngröße berücksichtigt, die weitgehend analog zu den *Unterbrechungskosten* definiert ist und hier – nach ihrem Ursprung im Versicherungsmodell nach [Backes] – als *Erstattungen* bezeichnet wird. Im Unterschied zu der Berechnung der *Unterbrechungskosten* dient für die *Erstattungen* nicht der aktuelle Leistungsbedarf zum Zeitpunkt der Störung als Berechnungsgrundlage, sondern der Leistungs-Anschlusswert des Kunden. Auch die *Erstattungen* werden in €/a angegeben.

2.2.4.3 Abgeleitete Zuverlässigkeitskenngrößen

International sind eine Vielzahl weiterer Kenngrößen gebräuchlich. Diese können in der Regel aus den bereits vorgestellten grundlegenden Kenngrößen ermittelt werden, eventuell unter Berücksichtigung zusätzlicher Bezugsgrößen. Einige der am weitesten verbreiteten Kenngrößen sind im Folgenden kurz angegeben [Billinton et al. 1984, CIGRÉ WG 37.28, IEC 60050-191]:

Interruption frequency per customer served

(SAIFI, system average interruption frequency index)

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Anzahl aller Kundenunterbrechungen}}{\text{Anzahl aller Kunden}} = \frac{\sum_i H_{U,i} N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.2)$$

mit: $H_{U,i}$ *Unterbrechungshäufigkeit* des Verbraucherknottes i im Betrachtungszeitraum
 N_i *Anzahl der am Verbraucherknottens i angeschlossenen Kunden*

Die Kenngröße SAIFI wird in 1/a angegeben.

Interruption frequency per customer interrupted
(CAIFI, customer average interruption frequency index)

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{Anzahl aller Kundenunterbrechungen}}{\text{Anzahl aller betroffenen Kunden}} = \frac{\sum_i H_{U,i} N_i}{N_U} \quad (2.3)$$

mit: $H_{U,i}$ Unterbrechungshäufigkeit des Verbraucherknottes i im Betrachtungszeitraum
 N_i Anzahl der am Verbraucherknott i angeschlossenen Kunden
 N_U Anzahl aller Kunden, die im Betrachtungszeitraum mindestens einmal von einer Versorgungsunterbrechung betroffen sind

Die Kenngröße CAIFI wird in 1/a angegeben.

Service unavailability per customer served
(SAIDI, system average interruption duration index)

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Summe der Dauern aller Kundenunterbrechungen}}{\text{Anzahl aller Kunden}} = \frac{\sum_i T_{U,i} N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.4)$$

mit: $T_{U,i}$ Unterbrechungsdauer des Verbraucherknottes i
 N_i Anzahl der am Verbraucherknott i angeschlossenen Kunden
 Die Summe wird über einen festen Betrachtungszeitraum gebildet.

Die Kenngröße SAIDI besitzt keine Einheit, wird aber z.B. auch in min/a angegeben.

Mean duration of a customer interruption
(CAIDI, customer average interruption duration index)

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Summe der Dauern aller Kundenunterbrechungen}}{\text{Anzahl aller Kundenunterbrechungen}} = \frac{\sum_i T_{U,i} N_i}{\sum_i H_{U,i} N_i} \quad (2.5)$$

mit: $H_{U,i}$ Unterbrechungshäufigkeit des Verbraucherknottes i
 $T_{U,i}$ Unterbrechungsdauer des Verbraucherknottes i
 N_i Anzahl der am Verbraucherknott i angeschlossenen Kunden

Die Kenngröße CAIDI wird für einen festen Betrachtungszeitraum in h oder in min angegeben.

2.2.5 Bewertung

Die Bewertung und Interpretation der Zuverlässigkeitskenngrößen erfordert vom Anwender besondere Aufmerksamkeit. Zum einen ist zu beachten, dass die einzelnen Zuverlässigkeitskenngrößen einen jeweils unterschiedlichen Aussagegehalt haben. Je höher die Kenngrößen aggregiert sind, d.h. je mehr Aspekte in ihre Berechnung eingehen (die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* hängt z.B. von der *Häufigkeit* und der *Dauer von Versorgungsunterbrechungen* sowie der *unterbrochenen Leistung* ab), desto schwieriger ist ihre Interpretation in Bezug auf die Ursachen. Im Allgemeinen ist es zur Beurteilung einer gegebenen Aufgabe nicht ausreichend, sich allein auf eine Kenngröße zu beschränken, da sich verschiedene zuverlässigkeitstechnisch relevante Effekte durchaus gegenläufig auf die unterschiedlichen Kenngrößen auswirken können.

Insbesondere ist aber zu beachten, dass die Zuverlässigkeitskenngrößen in der Regel eine sehr hohe Streuung besitzen, da es sich um probabilistische Kenngrößen seltener Ereignisse handelt. Die berechneten Werte stellen dabei den Erwartungswert der Kenngrößen dar. Zur vollständigen Beurteilung der Situation, insbesondere im Rahmen eines Risikomanagements, ist es daher erforderlich, die Varianzen oder nach Möglichkeit die Verteilungen zu betrachten.

Die Aspekte der monetären Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit und des Risikomanagements werden in den nächsten beiden Abschnitten behandelt.

2.3 Monetäre Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit

2.3.1 Überblick

Das Energiewirtschaftsgesetz fordert von jeher [EnWG 1935, EnWG 1998] sowohl eine zuverlässige wie auch eine preiswerte Versorgung mit elektrischer Energie. Zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit der Energieversorgung sind dabei beträchtliche Investitionen notwendig, so dass in der Netzplanung schon immer auch der Versuch unternommen wurde, die Versorgungszuverlässigkeit bzw. die Versorgungs-Unzuverlässigkeit wirtschaftlich zu bewerten. Dazu wurden verschiedene Verfahren entwickelt, von denen einige in den nächsten Abschnitten genauer beschrieben werden.

Die Grundidee ist, dass offensichtlich ein volkswirtschaftliches Optimum zwischen einem hoch zuverlässigen, aber aufwändigen und teuren Energieversorgungssystem und einem günstigen Energieversorgungssystem mit entsprechend hohen Kosten durch Versorgungsunterbrechungen existiert. Der qualitative Zusammenhang

zwischen den verschiedenen Kostenarten, wie z.B. Investitions- bzw. Kapitalkosten, Betriebskosten und Kosten durch Versorgungsunterbrechungen, ist im Grundsatz bekannt und wird vielfach in Diagrammen entsprechend Abbildung 2.11 dargestellt (z.B. [CIGRÉ WG 37.28, Kaufmann 1974]).

Neben der Tatsache, dass insbesondere die Bestimmung der zuverlässigkeitsabhängigen Kosten in der Praxis bislang nur unzureichend gelöst ist, besteht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen gerade in Wettbewerbsmärkten kein Anlass, sich diesem Optimum anzunähern, solange es sich dabei um ein rein volkswirtschaftliches Optimum handelt und die Kosten für Versorgungsunterbrechungen nicht interne Kosten für die Unternehmen sind. Genau in diese Richtung zielen daher auch aktuelle Bestrebungen einiger Regulatoren in liberalisierten Energiemärkten, die mit verschiedenen Pönalemodellen diese Kosten (teilweise) an die Netzbetreiber weiterreichen (z.B. [Detroz, Doorman et al., Langset et al., OFGEM], siehe auch Abschnitt 2.3.3).

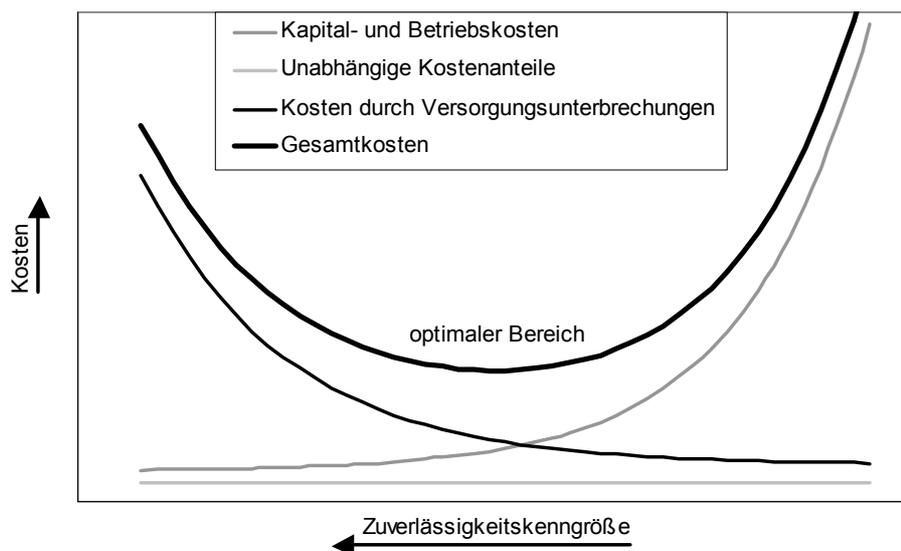


Abbildung 2.11: Qualitativer Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungszuverlässigkeit

2.3.2 Unterbrechungskosten

Die *Unterbrechungskosten* spiegeln den Versuch wider, den Schaden, der den Verbrauchern durch Versorgungsunterbrechungen entsteht, monetär zu bewerten.

Ein üblicher Ansatz besteht darin, einer Versorgungsunterbrechung einen Kostenanteil für die *unterbrochene Leistung* und einen Anteil für die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* zuzuordnen (vgl. [Gates et al., Nick]):

$$K_U = (b_S + b_E T_U) S_U \quad (2.6)$$

Zusätzlich können beide Anteile – d.h. der leistungsspezifische Bewertungsfaktor b_S (in €/kW) und der energiespezifische Bewertungsfaktor b_E (in €/kWh) – von der Dauer der Versorgungsunterbrechung abhängen. Tabelle 2.4 spiegelt einen Ansatz für diese Faktoren wider.

Tabelle 2.4: Vorschlag für die Bewertung der Kosten von Versorgungsunterbrechungen (VU) [Nick]

Dauer der VU	bis 12 min	12 min - 1 h	1 h - 10 h	ab 10 h
Faktor b_E	5,11 €/kWh	5,11 €/kWh	5,11 €/kWh	5,11 €/kWh
Faktor b_S	5,11 €/kW	10,23 €/kW	20,45 €/kW	40,90 €/kW

Unterbrechungskosten werden in der Regel getrennt für verschiedene Verbrauchertypen angegeben (z.B. Haushalt, Gewerbe, Dienstleistung, Industrie, Landwirtschaft), da sie stark von der jeweils charakteristischen Art der Energienutzung abhängen. Es sind aber auch innerhalb eines Verbrauchertyps starke Abweichungen von den üblicherweise aus Befragungen bestimmten Mittelwerten zu beobachten. Darüber hinaus können die Unterbrechungskosten einzelner Verbraucher bzw. Verbrauchertypen signifikant von Tages- und/oder Jahreszeit abhängen.

Eine detaillierte statistische Ermittlung sowie eine detaillierte Berechnung der *Unterbrechungskosten* ist somit äußerst aufwändig. Bei derartigen Angaben kann es sich immer nur um grobe Anhaltswerte für den volkswirtschaftlichen Schaden handeln. Außerdem löst dieser Ansatz nicht das grundsätzliche Problem, dass die *Unterbrechungskosten* für die Energieversorgungsunternehmen externe Kosten darstellen und somit entsprechend der wettbewerbsorientierten Ausrichtung der Unternehmen in der Regel keine Berücksichtigung in den innerbetrieblichen Planungen finden.

2.3.3 Pönale- und Versicherungsmodelle

2.3.3.1 Übersicht

Zur Vermeidung der genannten Nachteile des Verfahrens der Ermittlung von *Unterbrechungskosten* in der monetären Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit und zur langfristigen Sicherstellung einer ausreichenden Versorgungsqualität in den liberalisierten Elektrizitätsmärkten wurden weitere Verfahren und Regulierungsmodelle entwickelt. Allen diesen Verfahren und Modellen ist gemeinsam, dass Teile der den Kunden durch Versorgungsunterbrechungen entstehenden Kosten durch

Pönale- und/oder Erstattungsregelungen in den Energieversorgungsunternehmen internalisiert werden [CIGRÉ WG 37.28, Sorg et al. 2002]. Dabei werden einzelne Versorgungsunterbrechungen in Abhängigkeit der jeweiligen Regelungen eventuell nur dann berücksichtigt, wenn festgelegte Grenzwerte für einzelne Kunden, für einzelne Versorgungsunterbrechungen oder für das Gesamtsystem innerhalb des Betrachtungszeitraums überschritten wurden. Die Festlegung der Grenzwerte kann entweder durch den Regulator oder durch die Unternehmen selbst für alle Kunden oder jeweils für bestimmte Gruppen von Kunden erfolgen. Prinzipiell ist auch eine individuelle Verhandlung der Grenzwerte zwischen einzelnen Kunden und den Versorgungsunternehmen möglich.

Die einzelnen Modelle und Verfahren können in die folgenden Klassen eingeteilt werden:

- Kundenorientierte Pönalemodelle
- Einkommens- oder preisorientierte Pönalemodelle
- Versicherungs- bzw. Erstattungsmodelle

Diese Unterteilung basiert im Wesentlichen auf organisatorischen Aspekten, nämlich der Art und Weise der Pönalisierung bzw. Erstattung sowie der jeweiligen Weiterleitung an die Kunden, und der Frage, ob zur Gewährung der Kundenansprüche eine explizite Prämie – wie im Versicherungsmodell – erforderlich ist. In der Zuverlässigkeitsanalyse können alle diese Verfahren durch entsprechende Parametrierung des allgemeinsten Verfahrens, des Versicherungsmodells, berücksichtigt werden.

Es ist zu beachten, dass es sich bei allen diesen Modellen um Verfahren handelt, die technische Zuverlässigkeitskenngrößen wirtschaftlich beschreiben und bewerten. Die Anwendung dieser Verfahren führt damit nicht zu einem technischen Optimum – einem Ausbau des Netzes entsprechend den zuverlässigkeitstechnischen Anforderungen der einzelnen Kunden – sondern zu einem betriebswirtschaftlichen Optimum, nämlich dem Minimum der Summe der Kosten und der durch die Modelle festgelegten Pönalen bzw. Erstattungen.

2.3.3.2 Kundenorientierte Pönalemodelle

In den kundenorientierten Pönalemodellen werden durch den Regulator Pönalen für das Überschreiten festgelegter Grenzwerte für einzelne Qualitätsmerkmale festgelegt. Die Pönalen sind dabei direkt vom Energieversorgungsunternehmen an die betroffenen Kunden zu zahlen.

Ein typisches Beispiel hierfür bietet die Regulierung im britischen Elektrizitätsmarkt. Die britische Regulierungsbehörde Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) hat sogenannte *Guaranteed Standards of Service* [Ofgem] definiert. Bei Verstößen

gegen diese Standards sind Strafzahlungen an die Kunden zu leisten. Hierbei handelt es sich z.B. um die Festlegung einer maximalen Dauer für den Ersatz einer Hauptsicherung beim Kunden von drei Stunden an Werktagen und vier Stunden am Wochenende; die Strafe bei Überschreitung dieser Dauern beträgt 20 £. Ein weiteres Beispiel ist die Forderung, eine Versorgungsunterbrechung nach maximal 18 Stunden zu beheben; die Strafe bei Überschreitung beträgt hier 50 £ für Haushaltskunden und 100 £ für andere Kunden, sowie zusätzlich 25 £ je weitere zwölf Stunden Unterbrechungsdauer.

2.3.3.3 Einkommens- oder preisorientierte Pönalemodelle

Auch in den einkommens- oder preisorientierten Pönalemodellen werden die Bestimmungen vom Regulator festgelegt, allerdings werden die Pönalen nicht direkt an Kunden gezahlt. Die Strafzahlungen erfolgen entweder an die Regulierungsbehörde, oder sie werden in der Ermittlung des den Unternehmen zugestandenen Gewinns als Abschläge betrachtet, oder in einen Preisnachlass umgerechnet.

Auch dieses Modell wird in der britischen Regulierung angewendet. Neben den bereits erwähnten *Guaranteed Standards of Service* hat OFGEM auch sogenannte *Overall Standards of Service* definiert [OFGEM]. Diese werden individuell für die einzelnen Netzbetreiber festgelegt, und eventuelle Strafzahlungen werden jeweils einzeln vom Regulator geprüft und verordnet. Die erreichte Versorgungsqualität wird in der nächsten Runde der Preisfestlegungen berücksichtigt. Die *Overall Standards* fordern z.B., dass nach Störungen 85 % - 95 % des Bedarfs (der Prozentsatz wird für jeden Netzbetreiber einzeln bestimmt) innerhalb von drei Stunden und 100 % innerhalb von 18 Stunden wieder versorgt sein müssen.

In Norwegen hat der Regulator NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) ein Verfahren erlassen, in dem Pönalen für die Verletzung der festgelegten Qualitätsmerkmale im zugestandenen Gewinn der Versorgungsunternehmen berücksichtigt werden. Dazu werden zunächst Erwartungswerte für *Unterbrechungskosten* nach einem genau definierten Verfahren berechnet und nach Ablauf des Betrachtungszeitraumes mit den in gleicher Weise ermittelten tatsächlichen *Unterbrechungskosten* verglichen. Allerdings werden keine Zahlungen an Kunden geleistet, sondern das Betriebsergebnis der Unternehmen entsprechend angepasst [Langset et al.].

2.3.3.4 Versicherungs- bzw. Erstattungsmodelle

In den Versicherungsmodellen (z.B. [Backes, Chao et al., CIGRÉ WG 37.28]) sind Aspekte der Versorgungsqualität in individuellen Verträgen zwischen Kunden und Netzbetreibern enthalten. Die Grenzwerte können dabei ebenfalls individuell verhandelt sein, oder es werden bestimmte Klassen durch den Netzbetreiber definiert.

Der wichtigste Unterschied zu den reinen Pönalemotellen ist, dass die Kunden direkt die Möglichkeit haben, ihre individuellen Anforderungen an die Versorgungsqualität gegenüber dem Netzbetreiber zu definieren und für die Gewährung von Erstattungen im Falle von Versorgungsunterbrechungen auch einen Preis – die Versicherungsprämie – bezahlen. Durch die Wahl geeigneter Tarifklassen können die Kunden ihr individuelles Optimum zwischen Unterbrechungskosten und Prämien/Erstattungen wählen. Für den Netzbetreiber stellen sich die Anforderungen an die Zuverlässigkeit transparent dar und sind vergleichsweise einfach und exakt in die internen Planungen zu integrieren. Als Nebeneffekt werden Unterschiede in der den Kunden in verschiedenen Netzregionen angebotenen Versorgungsqualität – die bei einem wirtschaftlich sinnvollen Netzausbau unausweichlich sind – durch finanzielle Entschädigungen ausgeglichen. Bei einer geeigneten Definition der Tarifklassen fallen durch das Versicherungsmodell weder für die Kunden noch für den Netzbetreiber zusätzliche Kosten an, da sich Prämien und Erstattungen idealerweise ausgleichen.

Obwohl derartige Versicherungsmodelle in ihrer umfassenden Form [Backes] noch nicht für ganze Netze umgesetzt sind, existieren einige Beispiele für die Anwendung einzelner Aspekte im kleineren Maßstab. Die französische EdF (Electricité de France) bietet seit einigen Jahren den sogenannten Smaragd-Vertrag (Contrat Emeraude [EdF]) an, in dem explizite Grenzwerte für die Versorgungszuverlässigkeit mit entsprechenden finanziellen Entschädigungen an die Kunden enthalten sind. Auch in Deutschland bieten z.B. RWE oder Bewag spezielle Verträge mit Berücksichtigung der Versorgungsqualität an. In Einzelfällen werden als Marketing-Instrument im Wettbewerb sogar individuelle Versicherungen nur für einzelne Kunden angeboten.

In einer weiteren Variante werden derartige Versicherungen gegen Versorgungsunterbrechungen auch von klassischen Versicherungsunternehmen – ganz ohne die Beteiligung von Energieversorgungsunternehmen – angeboten. Hier werden nahezu keine technischen Untersuchungen der tatsächlichen Zuverlässigkeit des Kundenanschlusses durchgeführt. Diese Versicherung wird z.B. in Deutschland von der Allianz offeriert [Rietdorf]. Hier ist allerdings keine Internalisierung der Kosten in den Versorgungsunternehmen gegeben.

2.4 Risikomanagement

2.4.1 Variantenvergleich

Eine der ursprünglichen Anwendungen von probabilistischen Zuverlässigkeitsanalysen ist der Vergleich von verschiedenen Systemvarianten, insbesondere von solchen, die in Bezug auf die üblichen Planungskriterien – z.B. das $(n-1)$ -Kriterium –

gleichwertig sind. Der Vergleich der berechneten quantitativen Zuverlässigkeitskenngrößen an sich ist dabei jedoch nicht immer ausreichend, da es sich hier um Erwartungswerte von Kenngrößen mit großen Streuungen handelt. So kann auch bei signifikanten Unterschieden in den Erwartungswerten zweier Varianten nur eine geringe Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer tatsächlichen Differenz vorliegen. Die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer Differenz von mindestens Δx im Erwartungswert einer Zuverlässigkeitskenngröße X in zwei verschiedenen Varianten kann nach Gleichung (2.7) berechnet werden [Wellßow 1986]:

$$p(x_2 \geq x_1 + \Delta x) = 1 - \int_0^{\infty} f_1(x) \cdot F_2(x + \Delta x) dx \quad (2.7)$$

mit: $f_1(x)$ Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Kenngröße X in Variante 1
 $F_2(x)$ Wahrscheinlichkeitsverteilung der Kenngröße X in Variante 2

$$F_2(x + \Delta x) = \int_0^{x+\Delta x} f_2(x) dx \quad (2.8)$$

Im Falle von identischen Verteilungsfunktionen, d.h. einem identischen Zuverlässigkeitsniveau in den beiden Varianten, beträgt die Wahrscheinlichkeit p 50 %, wenn Δx Null ist.

Beispiele zur Anwendung dieser Gleichung sind in Abschnitt 6.4.3 dargestellt.

2.4.2 Risikomanagement unter Berücksichtigung einer monetären Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit

2.4.2.1 Übersicht

Pönale- und Versicherungsmodelle basieren auf der monetären Bewertung von probabilistischen Zuverlässigkeitskenngrößen mit in der Regel großen Streuungen und beinhalten daher wirtschaftliche Unsicherheiten. Daher sind geeignete Verfahren zum Risikomanagement eine grundlegende Voraussetzung für den wirtschaftlichen Erfolg dieser Modelle. Im Folgenden werden einige Aspekte in den verschiedenen Stufen der Definition und Implementierung solcher Modelle (siehe Abbildung 2.12) dargestellt [Backes et al. 2000, Buchholz et al., Sorg et al. 2000].

Der allgemeine Ablauf in der Definition und Implementierung von Pönale- und Versicherungsmodellen ist dabei gleich. Ein wesentlicher Unterschied ist, dass die Definition von Tarifklassen im Versicherungsmodell die Aufgabe des Netzbetreibers selbst ist [Angenend et al.], während die Festlegung der Regelungen für Pönalen natürlich durch einen Regulator erfolgt. Auch wenn dies prinzipiell möglich ist, so

sind in den bisher implementierten Pönalemodellen keine Wahlmöglichkeiten für Kunden (z.B. Standardversorgung oder *Premium Power*) enthalten. Langfristig werden sich die einzelnen Stufen gegenseitig beeinflussen, so dass sich das wirtschaftliche Optimum für alle Beteiligten einstellt – was nicht zwangsläufig mit dem technischen Optimum einer ideal angepassten Versorgungszuverlässigkeit übereinstimmt.

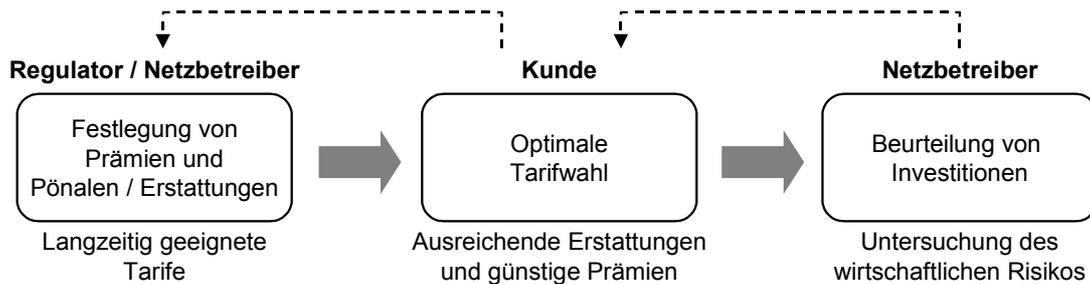


Abbildung 2.12 Risikomanagement in Pönale- und Versicherungsmodellen

2.4.2.2 Definition von Pönaleregungen bzw. Tarifklassen

Die Definition von Regelungen für Pönalen bzw. von Tarifklassen im Versicherungsmodell ist der erste Schritt. Bei Verfügbarkeit der Daten kann zwar eine Zuverlässigkeitsberechnung des Gesamtsystems erfolgen, durch die Unsicherheiten im Zusammenhang mit den betrachteten stochastischen Ereignissen und auch durch systematische Fehler entstehen aber trotzdem Risiken. Darüber hinaus haben – wenn im Modell vorgesehen – die Tarifwahl der Kunden, die Anzahl und die Laufzeiten der einzelnen Verträge sowie natürlich vor Allem die Zufälligkeit der Störungsereignisse innerhalb der festgelegten Betrachtungszeiträume einen maßgeblichen Einfluss auf die stochastischen Risiken. Systematische Fehler können z.B. durch eine falsche Einschätzung des Kundenverhaltens in der Tarifwahl, durch falsche Zuverlässigkeitskenndaten der Systemkomponenten oder durch abweichendes stochastisches Verhalten einzelner Systemkomponenten verursacht werden.

Die Höhe der Prämien – bei Versicherungsmodellen – und Pönalen bzw. Erstattungen kann also nicht exakt prognostiziert werden. Der tatsächliche Wert der Pönalen bzw. Erstattungen kann in einem Betrachtungszeitraum durchaus deutlich über dem berechneten Erwartungswert liegen. Dies ist jedoch ein allgemeines Problem bei allen Berechnungen in der Versicherungswirtschaft. Daher stehen auch die erforderlichen mathematischen Verfahren zur Verfügung, die auf Basis der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen ein geeignetes Risikomanagement ermöglichen.

2.4.2.3 Kundenwahl

In liberalisierten Märkten gewinnen die eigentlichen Kundenanforderungen neue Bedeutung. In Pönale- und Versicherungsmodellen mit Wahlmöglichkeiten für Kunden haben diese die Möglichkeit, über die Wahl einer für sie geeigneten Tarifklasse ihre individuellen Anforderungen an die Versorgungsqualität bzw. die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungsqualität zu definieren.

Dies ist auch eine Risikobewertung, die auf den jeweiligen Kosten im Falle einer Versorgungsunterbrechung und der tatsächlich dargebotenen Versorgungsqualität beruht. Da die Versorgungszuverlässigkeit seines Netzanschlusses dem Kunden in der Regel nicht im Detail bekannt ist, spielen die wirtschaftlichen Bewertungen der Folgen von Versorgungsunterbrechungen die wichtigste Rolle bei der Kundenwahl. Wenn es sich für den Kunden wirtschaftlich lohnt, wird er auch interne Maßnahmen treffen, um seine Empfindlichkeit gegenüber Versorgungsunterbrechungen zu reduzieren, z.B. durch die Installation einer unterbrechungsfreien Stromversorgung für Steuerungseinrichtungen. Die Investitionen können dabei gegen die Einsparungen durch die Wahl einer günstigeren Tarifklasse, die durch die internen Maßnahmen ausreichend wird, gegengerechnet werden.

Kundenumfragen in Deutschland zeigen allerdings, dass hier die meisten Kunden mit ihrer aktuellen Versorgungszuverlässigkeit sehr zufrieden sind [Sorg et al. 2000]. Eine Verbesserung scheint hier nicht erforderlich, und die Akzeptanz von Versicherungsprämien wäre zur Zeit sicherlich sehr gering. Aber auch in der heutigen Situation gibt es Sonderkunden, die an einer extrem hohen Versorgungszuverlässigkeit interessiert sind und daher sogenannte Premium-Power-Verträge abschließen, in denen auch Erstattungen im Falle von Versorgungsunterbrechungen geregelt sind. Falls sich die allgemeine Erwartung eines sinkenden Zuverlässigkeitsniveaus [van Geert] erfüllt, so dürfte auch das Interesse an derartigen Versicherungslösungen entsprechend ansteigen.

2.4.2.4 Netzplanung unter Berücksichtigung von Pönale- und Versicherungsmodellen

Ein sehr eleganter Aspekt von Pönale- und Versicherungsmodellen ist die Möglichkeit für den Netzbetreiber, die wirtschaftlichen Risiken von Investitionen in Bezug auf ihre Auswirkungen auf die Versorgungsqualität direkt quantitativ bestimmen zu können. Investitionen – abgesehen von solchen, die für den Netzausbau entsprechend den Mindestanforderungen notwendig sind – sind gerechtfertigt, wenn die Wahrscheinlichkeit hoch genug ist, dass die erwarteten Einsparungen bei den Pönalen bzw. Erstattungen die Investitionskosten in einem festgelegten Zeitraum übertreffen. Diese Wahrscheinlichkeit kann durch probabilistische Zuverlässigkeitsberechnungen und entsprechende Verfahren zum Vergleich von Varianten (siehe Abschnitt 2.4.1) ermittelt werden.

3 Programmpaket ZUBER

3.1 Aufbau

Das Programmsystem ZUBER [Schwan et al. 2000] wurde in seinen wesentlichen Zügen an der Technischen Universität Darmstadt und der Universität des Saarlandes realisiert und in der jüngeren Vergangenheit auch von der Universität Siegen und der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. gepflegt und erweitert.

Das Programmpaket ZUBER besteht in der aktuellen Version aus dem ZUBER Rechnungsteil (ZubRe), der die Fehlerkombinationen erzeugt und ihren Ablauf modelliert, dem ZUBER Auswerteteil (ZubAusw), der auf Basis der im Berechnungslauf protokollierten Abläufe dem Planer eine Bewertung des Ausfall- und Unterbrechungsgeschehens erlaubt, sowie dem Visualisierungstool ZUBERView. Abbildung 3.1 gibt einen Überblick über die Programmstruktur von ZUBER.

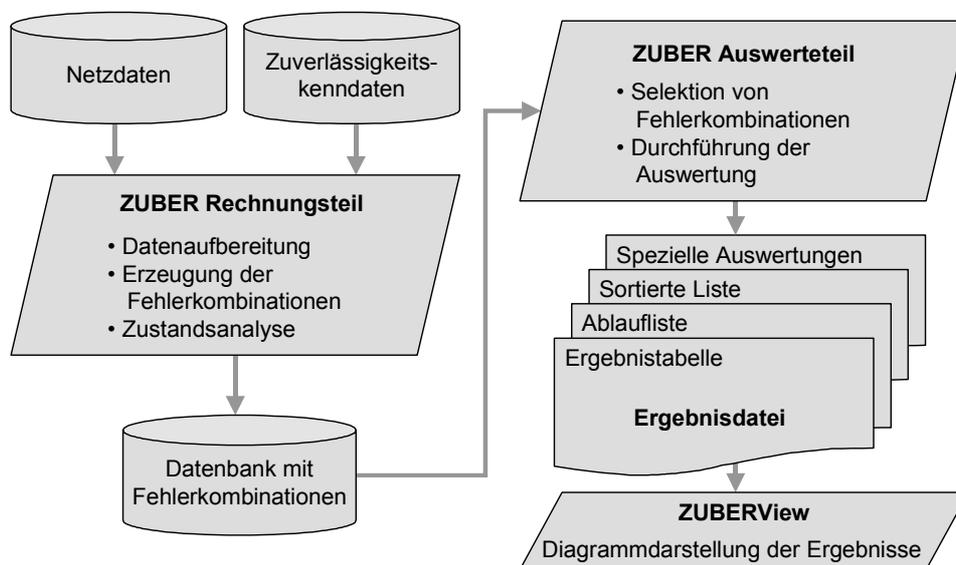


Abbildung 3.1: Programmstruktur von ZUBER

Die einzelnen Module von ZUBER sind dabei in das Netzberechnungssystem INTEGRAL [INTEGRAL] der FGH e.V. integriert. Die Bedienung von ZUBER, die Dateneingabe und -pflege sowie die Ergebnisdarstellung erfolgt über die grafische Benutzeroberfläche von INTEGRAL. Für die Anwendung von ZUBERView ist MS Access ab Version 97 erforderlich.

Der Vorteil dieser weitgehenden Trennung von Berechnung und Auswertung des Ablaufs von Fehlerkombinationen liegt darin, dass die Berechnung des Ablaufs den bei weitem zeitaufwändigsten Teil der Zuverlässigkeitsberechnung darstellt und im Allgemeinen nur einmal durchgeführt wird. Da im Rahmen einer Zuverlässigkeitsanalyse diese Berechnungsergebnisse unterschiedlichen Auswertungen unterzogen werden, verkürzt der getrennte Ablauf der Module den Zeitbedarf für eine Auswertung erheblich.

3.2 Berechnungsteil

Der Berechnungsteil ZubRe hat die Aufgabe, das Störungsgeschehen im betrachteten System zu modellieren und die Kenngrößen derjenigen Fehlerkombinationen, die zu Versorgungsunterbrechungen führen, in einer Datenbank zu speichern. Abbildung 3.2 zeigt den schematischen Ablauf von ZubRe.

Die Eingabedaten von ZubRe umfassen die Netzdaten im DVG-Format, die von INTEGRAL bereitgestellt werden, und die Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel. Daneben benötigt ZubRe Steuerinformationen zur Erzeugung der Fehlerkombinationen und zur Bewertung ihres Ablaufs.

Nach dem Einlesen der Daten und anschließenden Plausibilitätstests werden die Netzdaten aufbereitet. Dies umfasst beispielsweise die Bildung von Zuverlässigkeitselementen (Komponenten), die Zuordnung von Ausfallkenndaten zu den Zuverlässigkeitselementen, die Abgrenzung von Schutzauslösbereichen und die Bestimmung angrenzender Auslösbereiche, die im Fall von Schutzversagern ersatzweise ansprechen. ZUBER verwendet eine Komponentenabgrenzung entsprechend den Auslösbereichen des Hauptschutzes; Komponenten bestehen also aus allen Betriebsmitteln, die bei einem Fehler gemeinsam konzeptgemäß durch den Hauptschutz ausgeschaltet werden.

Anschließend werden Fehlerkombinationen erzeugt, d.h. Kombinationen von Komponenten, die gleichzeitig vom Ausfall betroffen sind. Dafür stehen wahlweise das analytische Verfahren (homogenes Markov-Verfahren) oder die zeitsequentielle Monte-Carlo-Simulation zur Verfügung.

Beiden Verfahren gemeinsam ist, dass in jedem Störungszustand die Versorgungssituation der Kunden beurteilt und im Falle einer Versorgungsunterbrechung geeignete Wiederversorgungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen. Zur Zustandsanalyse stehen neben dem komplexen AC-Lastfluss auch schnellere, dafür aber ungenauere, Verfahren wie der DC-Lastfluss, der Maximalflussalgorithmus oder die Verbindungskontrolle zur Verfügung. Die ermittelten Zustandskenngrößen der

jeweiligen Fehlerkombination werden mit den entsprechenden Daten zum Ablauf in der Datenbank abgelegt.

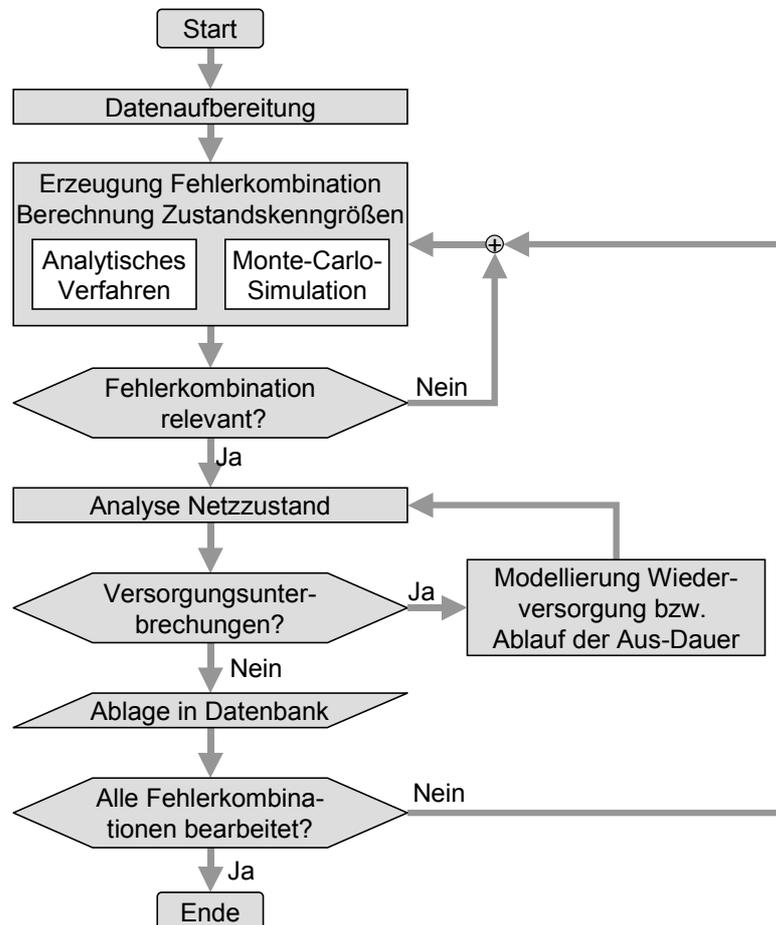


Abbildung 3.2: Ablaufdiagramm des ZUBER Berechnungsteils

3.3 Auswertungsteil

Der Auswertungsteil ZubAusw liest die im Rahmen der Berechnung erzeugten Abläufe von Fehlerkombinationen ein und berechnet hierzu zunächst die Zuverlässigkeitskenngrößen. Anschließend wird anhand vorzugebender Selektionskriterien gefiltert, so dass nur die interessierenden Fehlerkombinationen der eigentlichen Auswertung zugeführt werden. Der schematische Programmablauf von ZubAusw ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

Die eigentliche Auswertung erfolgt als:

Ergebnistabelle:

Hier werden die Daten sämtlicher gefilterter Fehlerkombinationen nach verschie-

denen Kriterien sortiert und akkumuliert und anschließend die Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz oder einzelne Lastknoten berechnet und ausgegeben.

Liste mit dem Ablauf einzelner Fehlerkombinationen:

Der Ablauf aller gefilterter Fehlerkombinationen wird ausgegeben. Die Ausgabe umfasst die anfänglichen Unterversorgungen sowie durchgeführte Schalthandlungen mit ihrer Auswirkung auf die Verbraucher bis zur vollständigen Wiederversorgung.

Sortierte Liste:

Alle gefilterten Fehlerkombinationen werden nach einer bestimmten Zuverlässigkeitskenngröße sortiert ausgegeben.

Spezielle Auswertungen zum Risikomanagement:

Für die bereits angesprochenen Verfahren zum Risikomanagement sind spezielle Auswertungsarten implementiert. So können bei Anwendung der Monte-Carlo-Simulation z.B. die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen statistisch ermittelt werden, und die Verteilungen einer Kenngröße in zwei unterschiedlichen Systemvarianten können nach Gleichung (2.7) verglichen werden.

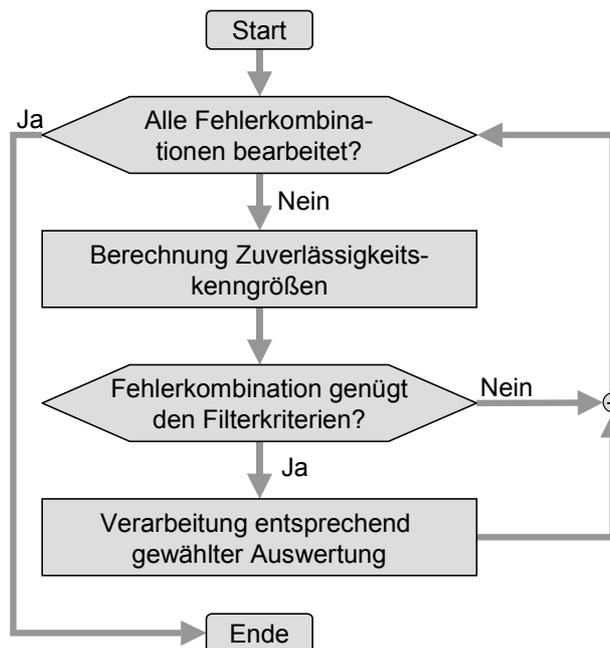


Abbildung 3.3: Ablaufdiagramm des ZUBER Auswertungsteils

Mit dem Programm ZUBERView können die Werte der Ergebnistabelle schnell und komfortabel visualisiert werden. Dabei werden die Diagramme unter MS Excel erstellt und stehen somit zur sofortigen Weiterverarbeitung zur Verfügung. Die Diagramme können beliebige Kombinationen von Verbraucherknotten des Netzes sowie der berechneten Zuverlässigkeitskenngrößen darstellen.

4 Ermittlung der Verteilungsfunktionen im analytischen Verfahren

4.1 Übersicht

Wie in der Einleitung bereits dargelegt wurde, spielen heutzutage Verfahren zur Risikoanalyse technischer und wirtschaftlicher Kenngrößen eine zunehmend wichtige Rolle. Auch die Ergebniskenngrößen von probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnungen können natürlich im Rahmen des Risikomanagements berücksichtigt werden.

Das Risiko liegt im Hinblick auf die Zuverlässigkeit in der stochastischen Natur der Ausfallereignisse. Störungen in den elektrischen Energieversorgungsnetzen sind sehr seltene Ereignisse, die in hohem Maße zufällig auftreten. Diese stochastische Natur der betrachteten Ereignisse wird durch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der entsprechenden Kenngrößen beschrieben. Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen bilden somit die Grundlage für alle Verfahren zur Risikoanalyse.

Die Darstellung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung kann sowohl anhand der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $f(x)$ wie auch anhand der Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion $F(x)$ erfolgen. Die Verteilungsfunktion ergibt sich dabei aus der Integration der Dichtefunktion:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(y) dy \quad (4.1)$$

In Abbildung 4.1 sind beispielhaft die Verteilungs- und Dichtefunktion einer Normalverteilung nach Gleichung (4.2) dargestellt:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-c}{\sigma}\right)^2} \quad (4.2)$$

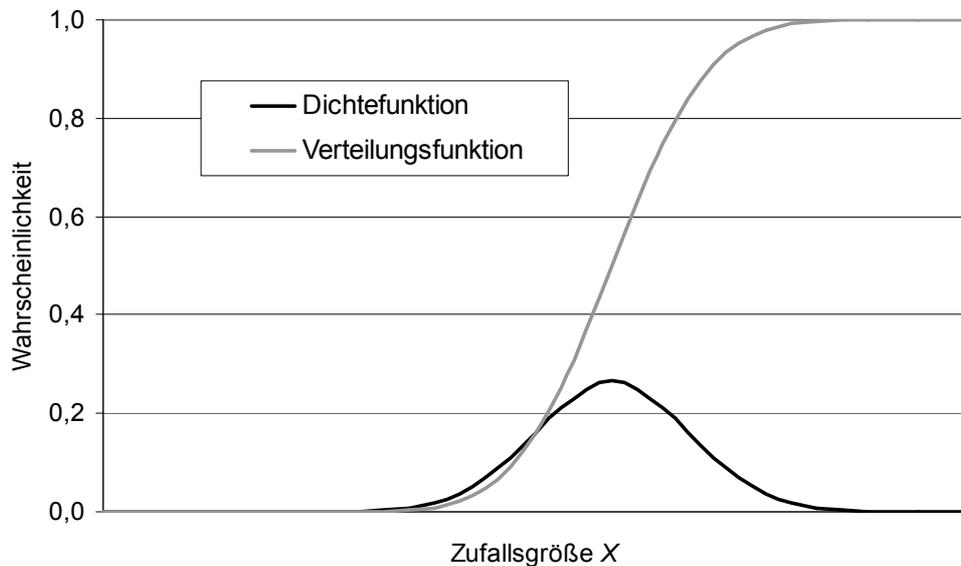


Abbildung 4.1: Wahrscheinlichkeitsdichte- und Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion einer Normalverteilung

Mitunter werden auch nur die – oft einfacher zu bestimmenden – Momente der Verteilungen berücksichtigt. Das Moment erster Ordnung ist der Erwartungswert $E(X)$, der üblicherweise als Ergebnis von Zuverlässigkeitsberechnungen bzw. als Wert der Zuverlässigkeitskenngröße X angegeben wird. Das zentrale Moment zweiter Ordnung ist die Varianz $\sigma^2(X)$, die ein Maß für die Streuung der Werte ist, die die Zufallsvariable annimmt [Kreyszig]. Anstatt der Varianz wird auch die Streuung $\sigma(X)$ oder die relative Streuung $\sigma_r(X)$ verwendet. Die Formeln zur Bestimmung von Erwartungswert, Varianz, Streuung und relativer Streuung der Wahrscheinlichkeitsverteilung einer Zufallsgröße sind in den Gleichungen (4.3) bis (4.6) angegeben [Kreyszig, Bronstein et al.]:

$$E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx \quad (4.3)$$

$$\sigma^2(X) = \int_{-\infty}^{\infty} (x - E(X))^2 f(x) dx \quad (4.4)$$

$$\sigma(X) = +\sqrt{\sigma^2(X)} \quad (4.5)$$

$$\sigma_r(X) = \frac{+\sqrt{\sigma^2(X)}}{E(X)} \quad (4.6)$$

Die vollständige Beschreibung der stochastischen Eigenschaften liefert jedoch nur die Verteilungsfunktion selbst.

Das Programmpaket ZUBER kann für alle berechneten Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit sowohl den Erwartungswert als auch die Varianz (z.T. mit Näherungen, vgl. Anhang A) berechnen. Die Berechnung von Erwartungswert und Varianz ist in beiden verfügbaren Berechnungsmethoden – analytisches Verfahren und Monte-Carlo-Simulation – möglich (siehe Abschnitte 2.2.3.2 und 2.2.3.3). Darüber hinaus können bei Verwendung der Monte-Carlo-Simulation auch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Kenngrößen ermittelt werden. Bei Verwendung des analytischen Verfahrens kann die Wahrscheinlichkeitsverteilung wegen der spezifischen stochastischen Eigenschaften nur für die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* angegeben werden [Wellßow 1986] und nicht für die übrigen Kenngrößen.

Während die Monte-Carlo-Simulation gegenüber dem analytischen Verfahren vor Allem Vorteile bei der Modellierung zeitsequentieller Aspekte hat, so ist der deutlich höhere Rechenzeitbedarf aufgrund der hohen Anzahl zu simulierender Ereignisse zur Erreichung einer ausreichenden Konvergenz der Kenngrößen (siehe Abschnitt 2.2.3.3) in der Praxis oft ein entscheidender Nachteil.

Im Folgenden wird daher ein Verfahren vorgestellt, das es gestattet, ausgehend vom analytischen Berechnungsverfahren die Verteilungsfunktionen der Zuverlässigkeitskenngrößen zu ermitteln. Die Anwendung des Verfahrens wird in Kapitel 6 an zwei Beispielnetzen demonstriert.

4.2 Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen

In der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse von Energieversorgungssystemen wird üblicherweise davon ausgegangen, dass die Fehlerrate λ und die Reparaturrate μ zwischen dem Betriebs- und dem Fehlzustand der einzelnen Komponenten konstant über der Zeit sind. Der Zusammenhang zwischen Fehlerrate λ und Reparaturrate μ mit den ebenfalls gebräuchlichen Größen MTTF (mean time to failure, mittlere Dauer zwischen zwei Ausfällen) und MTTR (mean time to repair, mittlere Reparaturdauer) ist in den Gleichungen (4.7) und (4.8) dargestellt:

$$\lambda = \frac{1}{\text{MTTF}} \quad (4.7)$$

$$\mu = \frac{1}{\text{MTTR}} \quad (4.8)$$

Bei Verwendung dieser Modellierung wird die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fehlerhäufigkeit einer einzelnen Komponente durch eine Poisson-Verteilung beschrieben [Billinton et al. 1983]. Die Poisson-Verteilung ist eine diskrete

Verteilung, die die Wahrscheinlichkeit für das x -malige Auftreten eines Ereignisses im Intervall $(0, t)$ angibt. Die entsprechende Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion ist gegeben durch [Kreyszig]:

$$f(x) = \frac{(E(X))^x e^{-E(X)}}{x!} \quad (4.9)$$

Der Erwartungswert der Poisson-Verteilung berechnet sich dabei wie folgt:

$$E(X) = \lambda t \quad (4.10)$$

Die Poisson-Verteilung wird also nur durch einen einzigen Parameter, den Erwartungswert, charakterisiert. Für die Poisson-Verteilung gilt darüber hinaus die Besonderheit, dass die Zahlenwerte von Erwartungswert und Varianz übereinstimmen:

$$\sigma^2(X) = E(X) \quad (4.11)$$

Die Zuverlässigkeitskenngröße *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* eines Verbrauchers ist die Summe der Häufigkeiten der einzelnen Fehlerkombinationen, die zu einer Versorgungsunterbrechung an dem betrachteten Verbraucher führen. Natürlich wird der Erwartungswert dieser Zuverlässigkeitskenngröße auch im analytischen Verfahren berechnet. Somit ist eine Identifikation der zugehörigen Poisson-Verteilung der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* unmittelbar gegeben [Wellßow 1986].

In Abbildung 4.2 ist der typische Verlauf der Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* dargestellt. Wie zu erkennen ist, handelt es sich bei der Poisson-Verteilung um eine diskrete Verteilungsfunktion.

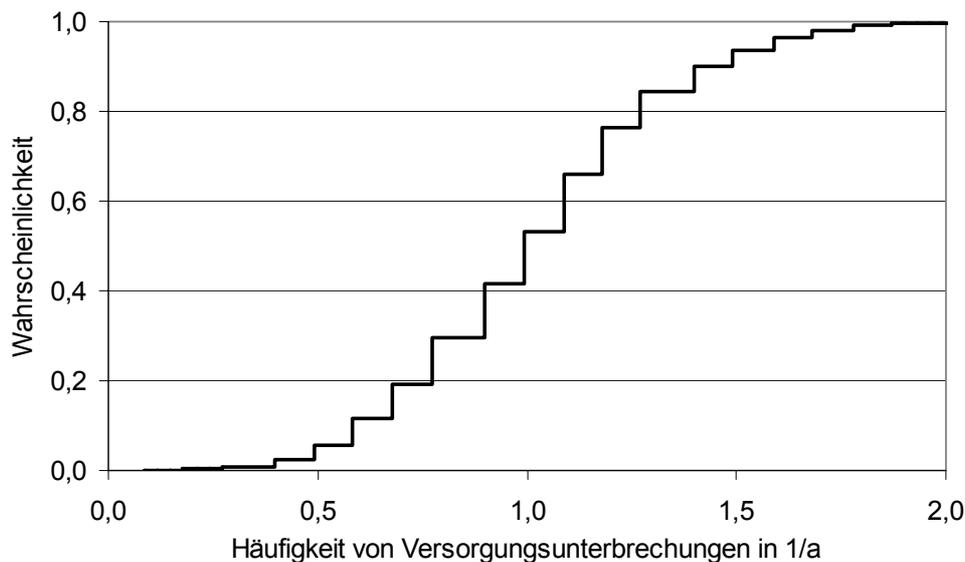


Abbildung 4.2: Wahrscheinlichkeitsverteilung der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* eines Mittelspannungsnetzes

4.3 Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen

Für die Zuverlässigkeitskenngröße *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* werden im analytischen Verfahren jeweils Erwartungswert und Varianz berechnet. Trotzdem ist die Identifikation der Verteilungsfunktion nicht einfach möglich. Der Grund liegt in der Charakteristik der Wahrscheinlichkeitsverteilung der *mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen*.

Wenn es zu Fehlern in elektrischen Energieversorgungsnetzen kommt, so betragen die Aus-Dauern der fehlerbetroffenen Komponenten in der Regel viele Stunden bis Tage oder sogar Wochen. Im Gegensatz dazu sind die Dauern von Versorgungsunterbrechungen üblicherweise deutlich kürzer. Der Grund hierfür ist, dass die Funktion der ausgefallenen Komponenten im Netz oft durch Provisorien, vorläufige Reparaturen oder Ersatz schneller wieder erfüllt werden kann als die eigentliche Reparatur der fehlerbetroffenen Komponente dauert. Den größten Einfluss auf die Verkürzung der Dauern von Versorgungsunterbrechungen im Vergleich zu den Aus-Dauern der Betriebsmittel haben allerdings Schaltmaßnahmen. In vermaschten Netzen können die meisten Versorgungsunterbrechungen durch das Freischalten der fehlerbetroffenen Komponente und, je nach Situation, das anschließende Wiederschalten nicht fehlerbetroffener Komponenten und/oder durch weitere betriebliche Schaltmaßnahmen beseitigt werden. Die Dauern zur Durchführung von Schaltmaßnahmen sind dabei, selbst wenn sie manuell durchgeführt werden müssen, in der Regel deutlich geringer als die Aus-Dauern der Betriebsmittel.

Der Einfluss solcher Schaltzeiten auf die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* kann dabei erheblich sein. Abbildung 4.3 zeigt als Beispiel die Wahrscheinlichkeitsverteilung der *mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen* eines typischen Mittelspannungsnetzes, das in Ringstruktur betrieben wird (vgl. Abschnitt 6.4.1).

In diesem Beispiel wurde angenommen, dass die Dauern für das Frei- und Wiederschalten 0,5 h betragen und dass die mittleren Aus-Dauern von Einfachausfällen 12 h für Ortsnetzstationen und 15 h für Kabel betragen. Das Diagramm zeigt sehr deutlich, dass die Frei- und Wiederschaltedauer einen signifikanten Einfluss auf die Wahrscheinlichkeitsverteilung hat. Knapp 45 % aller Versorgungsunterbrechungen sind in diesem Beispiel durch Schaltmaßnahmen im entsprechenden Zeitrahmen zu beheben. Die Aus-Dauern des unabhängigen Einfachausfalls von Kabeln und Ortsnetzstationen sind ebenfalls als – allerdings deutlich niedrigere – Spitzen zu erkennen. Dabei ist die Aus-Dauer des unabhängigen Einfachausfalls von Ortsnetzstationen bei 12 h deutlicher ausgeprägt, weil Versorgungsunterbrechungen durch Stationsausfälle für die zugehörigen Verbraucher nicht durch Schaltmaßnahmen zu beheben sind.

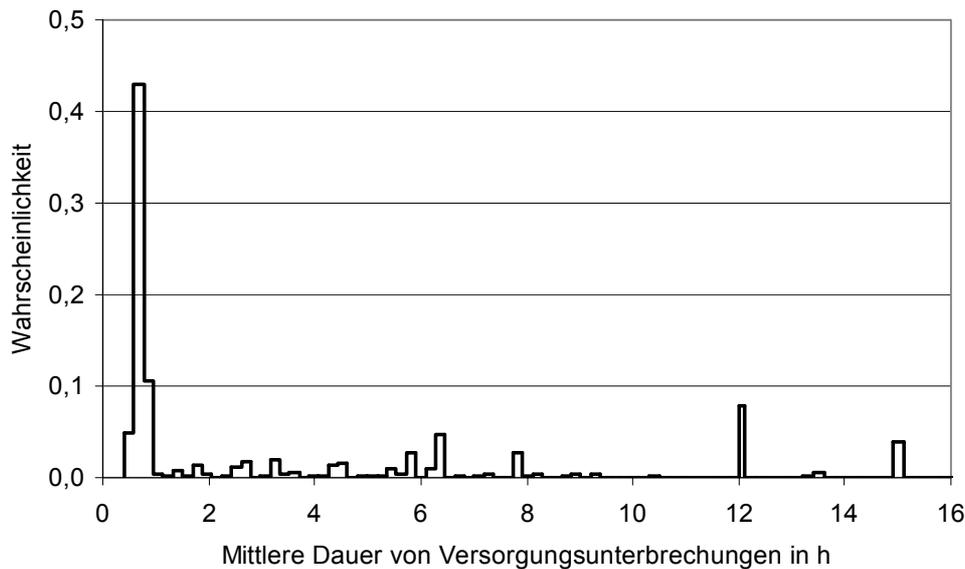


Abbildung 4.3: Wahrscheinlichkeitsdichte der *mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen* eines typischen Mittelspannungsnetzes

Die sich ergebende Wahrscheinlichkeitsverteilung der *mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen*, für die in Abbildung 4.3 ein Beispiel gegeben ist, lässt sich nicht durch eine übliche Verteilungsfunktion formelmäßig beschreiben.

4.4 Weitere Zuverlässigkeitskenngrößen

Die übrigen Zuverlässigkeitskenngrößen von Verbrauchern nach Tabelle 2.3 – *Nichtverfügbarkeit*, *unterbrochene Leistung*, *nicht zeitgerecht gelieferte Energie*, *Unterbrechungskosten* und *Erstattungen* – sind jeweils zusammengesetzte Kenngrößen, die von mindestens zwei einzelnen Kenngrößen abhängen. Für die *Nichtverfügbarkeit* sind dies z.B. *Häufigkeit* und *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen*, für die *unterbrochene Leistung* sind es die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* und die mittlere Leistung des betroffenen Verbrauchers.

Die entsprechenden Wahrscheinlichkeitsverteilungen dieser Kenngrößen lassen sich durch Weibull-Verteilungen annähern. Die Weibull-Verteilung ist eine in der Statistik häufig verwendete Verteilung, da sie den großen Vorteil besitzt, keine spezifische Form zu besitzen [Billinton et al. 1983], vgl. Abbildung 4.4. Vielmehr können durch entsprechende Wahl der Parameter verschiedene Verteilungsfunktionen, wie z.B. die Exponentialfunktion und die Rayleigh-Funktion, durch die Weibull-Verteilung dargestellt werden. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $f(x)$ und die Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion $F(x)$ sind durch die Gleichungen (4.12) und (4.13) gegeben [Billinton et al. 1983]:

$$f(x) = \frac{b}{a} \left(\frac{x}{a}\right)^{b-1} e^{-\left(\frac{x}{a}\right)^b} \quad (4.12)$$

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{a}\right)^b} \quad (4.13)$$

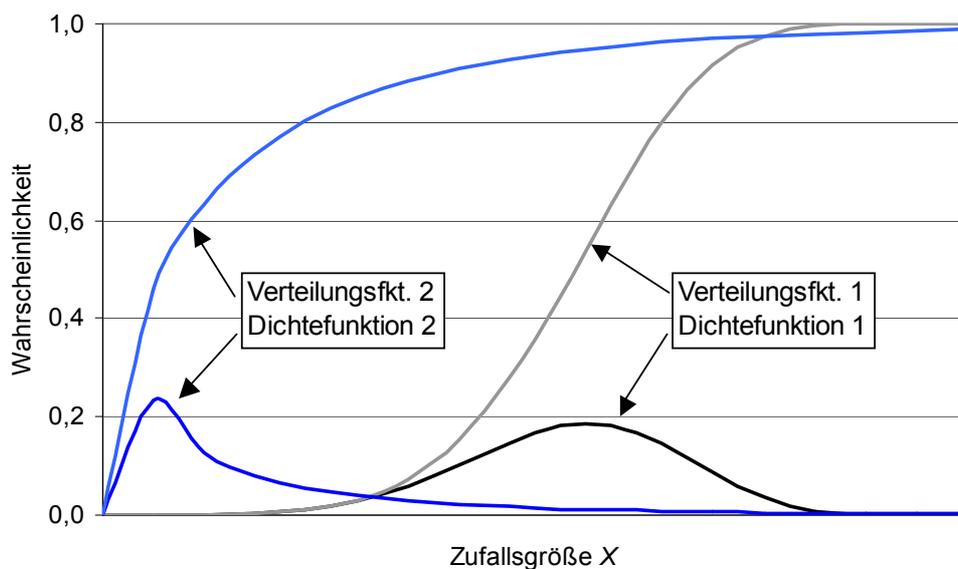


Abbildung 4.4: Wahrscheinlichkeitsdichte- und Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion von Weibull-Verteilungen mit unterschiedlichen Parametern

Aus den Gleichungen geht hervor, dass die Weibull-Verteilung trotz ihrer großen Anpassungsfähigkeit nur durch zwei Parameter a und b charakterisiert wird. Der Zusammenhang dieser Parameter mit dem Erwartungswert $E(X)$ und der Varianz $\sigma^2(X)$ der Weibull-Verteilung ist in den Gleichungen (4.14) und (4.15) dargestellt [Billinton et al. 1983]:

$$E(X) = a \Gamma\left(1 + \frac{1}{b}\right) \quad (4.14)$$

$$\sigma^2(X) = a^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{b}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{b}\right) \right] \quad (4.15)$$

$\Gamma(x)$ ist die Gamma-Funktion:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-y} y^{x-1} dy \quad (4.16)$$

In Abbildung 4.5 ist ein typischer Verlauf der Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion der *Nichtverfügbarkeit* dargestellt. Wie zu erkennen ist, handelt es sich auch bei dieser Kenngröße um eine diskrete Verteilungsfunktion. Die Ursache ist, dass in

der Realität – und auch in der Monte-Carlo-Simulation – einzelne Fehlerkombinationen betrachtet werden. Die Kenngrößen, und auch die Verteilungsfunktionen, werden dann aus einer Statistik über diese einzelnen Störungsereignisse ermittelt und liefern somit diskrete Verteilungen. Je höher die betrachtete Anzahl der Störungen ist, d.h. je länger die Simulationsdauer in der Zuverlässigkeitsberechnung gewählt wird, desto mehr nähert sich die Verteilung einem kontinuierlichen Verlauf. Wie bereits dargestellt wurde, ist die erforderliche Simulationsdauer für die Ermittlung belastbarer Kenngrößen sehr hoch (vgl. Abschnitt 2.2.3.3), so dass von quasi-kontinuierlichen Verteilungen ausgegangen werden kann.

Die durch das hier beschriebene Verfahren ermittelten genäherten Weibull-Verteilungen sind kontinuierliche Verteilungen.

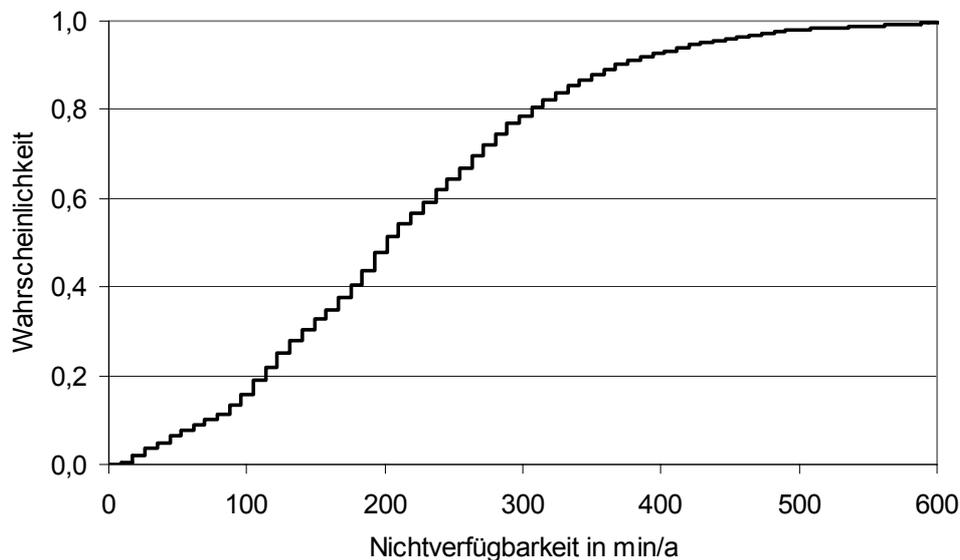


Abbildung 4.5: Wahrscheinlichkeitsverteilung der *Nichtverfügbarkeit* eines Mittelspannungsnetzes

Auch im analytischen Verfahren der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung werden für jede der hier betrachteten Kenngrößen sowohl Erwartungswert wie auch Varianz berechnet, vergleiche Abschnitt 2.2.3.2 und Anhang A. Unter der Annahme, dass die Verteilungsfunktion der jeweiligen Kenngröße durch eine Weibull-Verteilung beschrieben werden kann, lässt sich somit durch eine Identifikation der zugehörigen Weibull-Parameter eine genäherte Verteilungsfunktion angeben. Da eine Umkehrfunktion zur Gamma-Funktion nicht geschlossen angegeben werden kann müssen die Weibull-Parameter dabei durch ein Näherungsverfahren bestimmt werden.

Wie die in Kapitel 6 gezeigten Beispiele zeigen, ist die Abweichung der geschätzten Weibull-Verteilung von der durch die Monte-Carlo-Simulation bestimmten Verteilung im Allgemeinen sehr gering.

5 Kenngrößen für Einspeisungen und Netzverbund

5.1 Kenngrößen für störungsbedingte Fahrplanabweichungen von Einspeisungen

5.1.1 Übersicht

5.1.1.1 Lastmodellierung

Die Lastflusssituation im Netz kann beim Auftreten von Störungen einen deutlichen Einfluss auf das Auftreten und gegebenenfalls die Dauer von Versorgungsunterbrechungen haben, bzw. sogar eine Störungsausweitung durch Überlastauschaltungen bewirken. Davon werden entsprechend auch die berechneten Zuverlässigkeitskenngrößen beeinflusst. Die Nachbildung verschiedener Lastflussszenarien, z.B. typischer Schwach- und Starklastszenarien, ist somit unerlässlich. Für die Lastmodellierung stehen prinzipiell zwei unterschiedliche Verfahren zur Verfügung: Die Nachbildung durch geordnete Jahresdauerlinien (vgl. Abbildung 5.1) oder durch Tagesganglinien (vgl. Abbildung 5.2).

Bei Verwendung von geordneten Jahresdauerlinien geht die zeitliche Korrelation zwischen dem Leistungsbedarf der einzelnen Verbraucher verloren. Es kann nicht berücksichtigt werden, wenn Verbraucher bzw. Netzbereiche "gegeneinander atmen", also zu unterschiedlichen Zeitpunkten ihre Spitzenlast annehmen. Die unterschiedlichen zeitabhängigen Lastcharakteristiken der einzelnen Verbraucher können nur durch die Verwendung von Tagesganglinien berücksichtigt werden.

Dabei ergibt sich prinzipiell an jedem Tag eine unterschiedliche Ganglinie. Im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen ist üblicherweise eine Differenzierung nach

- Sommer / Winter,
- Werktag / Samstag / Sonntag,

also eine Verwendung von sechs charakteristischen Ganglinien, ausreichend.

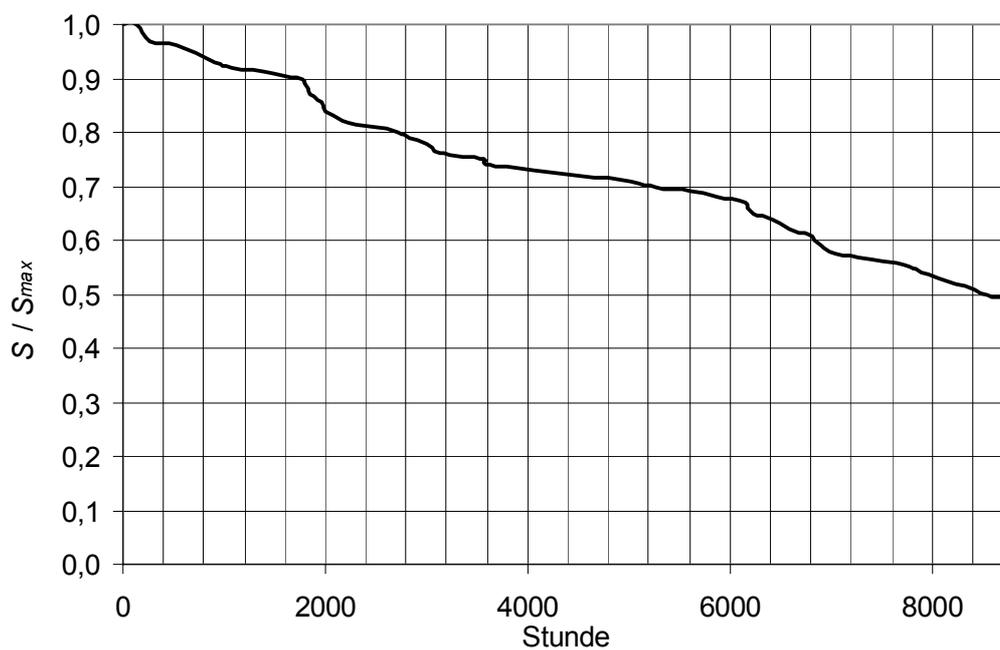


Abbildung 5.1: Beispiel für eine geordnete und normierte Jahresdauerlinie

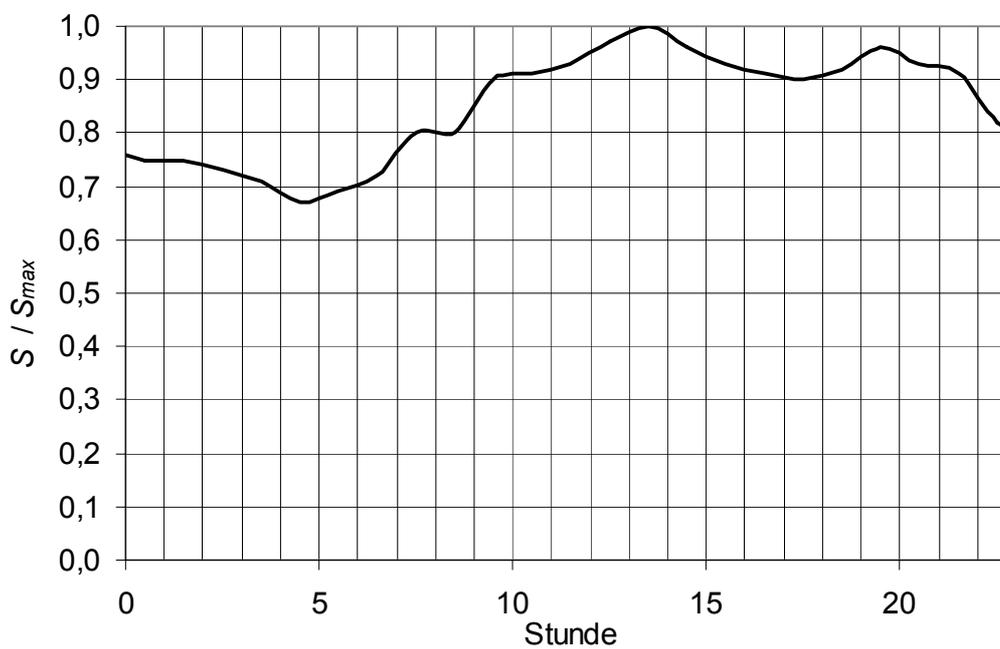


Abbildung 5.2: Beispiel für eine normierte Tagesganglinie

5.1.1.2 Motivation

Neben der bereits dargelegten Bedeutung der Lastmodellierung für die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit ergeben sich im liberalisierten Energiemarkt weitere Aspekte, die eine möglichst exakte Nachbildung des zeitlichen Verhaltens von Kunden und Einspeisungen erforderlich machen.

In liberalisierten Energiemärkten ist der Leistungsaustausch zwischen den einzelnen Marktteilnehmern – mit Ausnahme der Haushaltskunden – detailliert vertraglich festgelegt, in der Regel über Fahrpläne mit einer zeitlichen Auflösung von einer Viertelstunde. Abweichungen von diesen Fahrplänen, die entweder im Normalbetrieb außerhalb eines gegebenenfalls vereinbarten Toleranzbandes liegen und durch Ungenauigkeiten in der Lastprognose oder kurzfristige Änderungen des Bedarfs entstehen, oder die durch Störungen im Netz hervorgerufen werden, führen entsprechend den jeweils geltenden Marktregeln zu unmittelbaren wirtschaftlichen Konsequenzen für die betroffenen Vertragspartner. Aufgrund der Höhe der Kosten, die den Marktteilnehmern durch derartige Abweichungen entstehen, stellen diese wirtschaftlichen Konsequenzen mitunter beachtliche finanzielle Risiken für die Marktteilnehmer dar.

Die stochastischen Abweichungen von den angemeldeten Fahrplänen der einzelnen Marktteilnehmer führen dabei in einer Regelzone i.A. zu einem Leistungsungleichgewicht zwischen der gesamten Energieerzeugung und dem gesamten Bedarf. Diese Leistungsabweichung äußert sich zunächst in einer Frequenzabweichung, die im Verbundnetz durch die sogenannte Leistungs-Frequenz-Regelung ausgeglichen wird.

Die hierzu erforderliche Ausgleichsenergie wird typischerweise als Primärregelenergie, als Sekundärregelenergie und als Tertiärregelenergie charakterisiert. Die Primärregelung dient dabei zur Begrenzung einer Frequenzabweichung durch eine entsprechende Leistungsanpassung der an der Primärregelung beteiligten Kraftwerke. Die Primärregelung muss spätestens nach 15 Minuten durch die Sekundärregelung abgelöst werden. Die Sekundärregelung ist für die Rückführung der Frequenz auf den Sollwert und für die Ausregelung der vertraglich vereinbarten Zonenaustauschleistung zwischen verschiedenen Regelzonen verantwortlich. Bei länger andauernden Leistungsungleichgewichten in einer Regelzone, z.B. nach einem Kraftwerksausfall, ist dann schließlich auch die Sekundärregelung durch die nach Anforderung bereitzustellende Tertiärreserve abzulösen.

Im deutschen Elektrizitätsmarkt ist die Verantwortung für die Leistungs-Frequenz-Regelung bei den Netzbetreibern der Übertragungsnetzebene angesiedelt. Die erforderlichen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserven werden in einem eigenen Regelenergiemarkt von den Kraftwerksbetreibern gekauft. Da – mit Ausnahme der Primärregelung – Leistungspreise für die Vorhaltung und Arbeitspreise für den tatsächlichen Regelenergieeinsatz abgerechnet werden, stehen die Kosten für die gesamte Leistungs-Frequenz-Regelung in einer Messperiode immer erst im Nach-

hinein fest. Aus diesen Kosten werden dann die Preise ermittelt, die die einzelnen Marktteilnehmer für ihre jeweiligen Fahrplanabweichungen zahlen müssen. Bei langfristigen Abweichungen geht die Verantwortung für den Leistungsausgleich an den verursachenden Marktteilnehmer über, der dann selbst durch die entsprechende Anforderung von Tertiärregelreserve für die Glattstellung seines angemeldeten Fahrplans sorgen muss.

Somit besteht heute aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung ein großes Interesse, auch Kenngrößen zur Beschreibung dieser stochastischen Leistungsabweichungen und den entsprechenden Einsatz von Regelreserven zu bestimmen. Die Möglichkeit, Einspeisungen mit expliziten Fahrplänen zu modellieren, ist dabei die grundlegende Voraussetzung für Untersuchungen in diesem Themenbereich.

Die Modellierung mit Tagesganglinien bzw. Fahrplänen ist bisher im Programmpaket ZUBER nur für Verbraucher implementiert. Für Einspeisungen wird ein fester Arbeitspunkt angenommen, von dem aus die jeweils aktuellen Leistungswerte entsprechend der Primärregelungscharakteristik der einzelnen Einspeisungen ermittelt werden. Im nachfolgenden Abschnitt wird daher die Erweiterung der Nachbildung von Einspeisungen um die Modellierung mit Tagesganglinien bzw. Fahrplänen beschrieben.

5.1.2 Modellierung von Fahrplänen für Einspeisungen

Die Modellierung von Einspeisungen mit Tagesganglinien, also die Möglichkeit, explizite Fahrpläne für Einspeisungen vorzugeben, wird für den komplexen AC-Lastfluss [Heckmann et al., Sorg] implementiert, da nur in diesem Verfahren der Netzzustandsanalyse explizite Werte für Wirk- und Blindleistungen von Verbrauchern und Einspeisungen berücksichtigt werden.

Die Berücksichtigung der Tagesganglinien erfolgt über die Aktualisierung der Arbeitspunktwerte für die einzelnen Einspeisungen. Dabei muss der Arbeitspunkt Null – also die vorübergehende Ausschaltung einer Einspeisung, was bei Mittel- und Spitzenlastkraftwerken häufig auftritt – besonders behandelt werden. Der Zustand dieser Einspeisungen muss eindeutig definiert werden, um zum einen die Abgrenzung zu Reserveeinspeisungen sicherzustellen und andererseits im Störfall die Einschaltung bei Bedarf zu ermöglichen. Hier muss darüber hinaus berücksichtigt werden, dass eine Einschaltung nicht unmittelbar, sondern nur nach einer gewissen Dauer zum Anfahren eines Kraftwerks bzw. zur Einschaltung einer Netzeinspeisung möglich ist. Diese Dauer kann individuell für jede Einspeisung deklariert werden.

Bei Ausfall einzelner Betriebsmittel und im Verlauf der Wiederversorgung werden in der jeweiligen Netzzustandsanalyse wie bisher Lastflussberechnungen durchgeführt,

in denen die Einspeisungen mit ihrer vorgegebenen Primärregelungscharakteristik modelliert werden. Daraus können sich dann aktuelle Leistungswerte, die sich von den Fahrplanwerten unterscheiden, ergeben. Für diese Situationen können im Auswertungsteil entsprechende Kenngrößen berechnet werden.

Im Vorfeld der eigentlichen Zuverlässigkeitsberechnung wird bisher ein Lastfluss für den Spitzenlastzustand gerechnet, um sicherzustellen, dass das betrachtete Netz im Ausgangszustand alle Kunden versorgen kann. Bei der Modellierung von Einspeisungen mit Fahrplänen, die wie die Ganglinien für Verbraucher durch eine beliebige Anzahl diskreter Stufen nachgebildet werden, muss nun für alle einzelnen Stufen vorab ein Lastfluss gerechnet werden, da prinzipiell in jeder Lastflusssituation unterschiedliche Probleme, die zu einer Unterversorgung einzelner Kunden führen, auftreten können. Darüber hinaus muss überprüft werden, dass in jeder Stufe der Ganglinie Erzeugung und Bedarf übereinstimmen. Ist dies nicht der Fall, so kann der Lastflussalgorithmus zwar nach Möglichkeit die Einspeisungen entsprechend den vorgegebenen Primärregelungscharakteristiken auf den aktuellen Leistungsbedarf einregeln, da aber die im nächsten Abschnitt beschriebene Ermittlung der Kenngrößen auf die Fahrplanwerte zurückgreift, ist hier eine genaue Beschreibung der Lastflusssituation erforderlich.

5.1.3 Berechnung der Kenngrößen

Im Rahmen dieser Arbeit wurde in einem ersten Schritt eine Auswertung implementiert, die die Bestimmung von Kenngrößen zur Beschreibung der störungsbedingten Fahrplanabweichung von Einspeisungen erlaubt. Aus den berechneten aktuellen Leistungswerten aller Einspeisungen in jeder Stufe des Ausfall- und Wiederversorgungsprozesses im Verlauf einer Fehlerkombination kann nun mit den aktuell gültigen Fahrplanwerten eine Minder- oder Mehrlieferung der Einspeisungen festgestellt und quantifiziert werden.

Die Berechnung der im nächsten Abschnitt vorgestellten Kenngrößen für störungsbedingte Fahrplanabweichungen von Einspeisungen läuft dabei analog zu der Berechnung der Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit von Verbrauchern ab. Kriterium für die Auswahl der relevanten Fehlerkombinationen ist hier allerdings nicht das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen, sondern einzig das Auftreten von Fahrplanabweichungen bei Einspeisungen, vgl. Anhang A.9.

In der Berechnung ist zu berücksichtigen, dass Maßnahmen im Verlauf des Wiederversorgungsprozesses auch einen Einfluss auf den Einsatz der Einspeisungen haben können, die nach Möglichkeit auf ihre Fahrplanwerte zurückgeführt werden. Ist dies nicht möglich, so wird in der Berechnung davon ausgegangen, dass die störungsbedingte Fahrplanabweichung bis zum Ende der Fehlerkombination andauert. In der

Praxis sind hier zwar eine Reihe von Maßnahmen denkbar, wie z.B. die kurzfristige Änderung der vereinbarten Fahrpläne, aber diese Maßnahmen hängen stark von den individuellen Regelungen der Märkte und von der Betriebsphilosophie der Marktteilnehmer ab, und sind somit nicht einheitlich zu modellieren. Die Angabe der Dauer von störungsbedingten Fahrplanabweichungen stellt somit eine worst-case-Abschätzung dar.

5.1.4 Kenngrößen für störungsbedingte Minder- und Mehrlieferung

5.1.4.1 Häufigkeit der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung

Die *Häufigkeit der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung* gibt die Anzahl der Unter- bzw. Überschreitungen des Fahrplanleistungswertes für eine Einspeisung bei Vorliegen von Störungen bezogen auf den Betrachtungszeitraum an. Sie wird in der Einheit $1/a$ angegeben. Diese Kenngröße enthält keine Information über die Höhe und die Dauer einer Fahrplanabweichung.

5.1.4.2 Mittlere Dauer der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung

Die *mittlere Dauer der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung* bezeichnet die mittlere Zeitspanne vom Beginn bis zum Ende einer Unter- bzw. Überschreitung des Fahrplanleistungswertes für eine Einspeisung bei Vorliegen von Störungen. Eine Fahrplanabweichung ist beseitigt, wenn die Einspeisung wieder entsprechend ihrem Fahrplanleistungswert betrieben werden kann.

Wenn störungsbedingte Fahrplanabweichungen nicht im Rahmen der Wieder-versorgungsmaßnahmen nach dem Störungseintritt beseitigt werden können, so wird in der Berechnung davon ausgegangen, dass erst nach Beendigung der jeweiligen Fehlerkombination wieder normaler Fahrplanbetrieb aufgenommen werden kann. Diese Abschätzung ist somit eine worst-case-Abschätzung. Eine frühere Rückkehr zu den ursprünglichen Fahrplanwerten bzw. eine kurzfristige Änderung des Fahrplans ist in der Praxis möglich. Dies ist allerdings das Ergebnis eines komplexen und in der Regel individuellen Entscheidungsprozesses, der programmtechnisch nicht einheitlich nachzubilden ist.

5.1.4.3 Wahrscheinlichkeit der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung

Die *Wahrscheinlichkeit der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung* beschreibt die Wahrscheinlichkeit, eine Einspeisung zu einem zufällig bestimmten Zeitpunkt in einem Zustand, in dem sie ihren Fahrplanleistungswert bei Vorliegen einer Störung unter- bzw. überschreitet, vorzufinden. Sie ist das Produkt aus *Häufigkeit* und *mittlerer Dauer der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung* und besitzt keine Einheit. Zur besseren Anschaulichkeit wird die *Wahrscheinlichkeit der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung* auch in min/a angegeben.

5.1.4.4 Störungsbedingte Leistungsminder- bzw. Leistungsmehrlieferung

Die *störungsbedingte Leistungsminder- bzw. Leistungsmehrlieferung* bezeichnet die Summe der Wirkleistungen, die eine Einspeisung bei Störungsfällen im Betrachtungszeitraum unter- bzw. oberhalb des jeweiligen Fahrplanleistungswertes liefert, bezogen auf den Betrachtungszeitraum. Sie hat die Einheit MW/a.

5.1.4.5 Störungsbedingte Energieminder- bzw. Energiemehrlieferung

Unter der *störungsbedingten Energieminder- bzw. Energiemehrlieferung* wird die Summe der Wirkenergien, die eine Einspeisung bei Vorliegen von Störungen für die jeweilige Dauer der Fahrplanabweichung im Betrachtungszeitraum unter- bzw. oberhalb des jeweiligen Fahrplanleistungswertes liefert, bezogen auf den Betrachtungszeitraum, verstanden. Sie hat die Einheit MWh/a.

5.1.4.6 Kosten der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung

Die *Kosten der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung* sind das Ergebnis einer monetären Bewertung der *störungsbedingten Leistungsminder- bzw. Leistungsmehrlieferung* und der *störungsbedingten Energieminder- bzw. Energiemehrlieferung*. Die Ermittlung erfolgt unter Verwendung geeigneter Kostenfaktoren analog zu den *Unterbrechungskosten* von Verbrauchern. Die *Kosten der störungsbedingten Minder- bzw. Mehrlieferung* werden in €/a angegeben.

5.2 Kenngrößen für Unterbrechungen des Netzverbunds

5.2.1 Übersicht

Bereits zu Beginn der Entwicklung der öffentlichen Energieversorgung wurden die ersten Verbundnetze geschaffen [Boll]. Die wesentlichen Vorteile des Netzverbunds sind die Möglichkeit zur Nutzung eines optimierten Kraftwerksparks mit technologisch spezialisierten Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken mit großen Blockleistungen, die Vergleichmäßigung des Leistungsbedarfs und die Reservestellung bei Störungen, sowie die Unterstützung oder Bereitstellung von weiteren Systemdienstleistungen [Koglin 2000].

Im Gegensatz zu Hoch- und vor Allem Mittelspannungsnetzen rufen Störungen in Verbundnetzen – insbesondere im engmaschigen europäischen Verbundnetz – in der Regel keine Versorgungsunterbrechungen bei Endkunden hervor (vgl. auch Tabelle 1.1 und Abbildung 2.4). In vielen Fällen kann durch Aushilfe der Verbundpartner, geänderten Kraftwerkseinsatz und insbesondere durch die Redundanzen in den unterlagerten Netzen die Energielieferung sicher gestellt werden.

Die im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen üblicherweise berechneten Kenngrößen für die Versorgungszuverlässigkeit von Verbrauchern geben somit in der Analyse von Verbundnetzen, die nur selten direkt an industrielle Endkunden mit sehr hohem Energiebedarf liefern, vor Allem einen Überblick über das Zuverlässigkeitsniveau im Netz. Zur Untersuchung der eigentlichen Funktion der Höchstspannungsnetze, der Sicherstellung des Netzverbunds, geben diese Verbraucher-Kenngrößen zunächst keine Information.

Im Rahmen einer speziellen Auswertung ist es jedoch möglich, aus dem modellierten Störungsablauf und den berechneten Zustandskenngrößen der einzelnen Fehlerkombinationen auch Kenngrößen für Unterbrechungen des Netzverbunds zu ermitteln. Die Berechnung der Kenngrößen erfolgt dabei weitgehend analog zur Berechnung der Verbraucher-Kenngrößen, vgl. Anhang A.10. Ein wesentlicher Unterschied ist die Auswahl der Fehlerkombinationen, die für die Berechnung der Kenngrößen relevant sind. Das Kriterium ist hier die Nichtverfügbarkeit von allen Kupplungselementen (Leitungen oder Transformatoren) zwischen zwei verschiedenen Netzen. Das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen an sich ist in diesem Zusammenhang nicht relevant. Änderungen der Netztopologie im Verlauf der Fehlerkombination, z.B. durch Überlastausschaltungen oder sonstige Schalthandlungen, werden natürlich in ihrer Auswirkung auf den Netzverbund berücksichtigt.

Die Nichtverfügbarkeit aller Kupplungselemente zwischen jeweils zwei verschiedenen Netzen bedeutet dabei den vollständigen Verlust des Netzverbundes zwischen diesen Netzen. Von Interesse ist darüber hinaus auch, ob ein Netz in einer

Fehlerkombination von allen benachbarten Netzen getrennt wird und in Inselbetrieb übergehen muss oder, falls technisch kein Inselbetrieb möglich ist, schwarz fällt. Auch für diesen Zustand der Netzisolation können die entsprechenden Kenngrößen berechnet werden.

Die Ermittlung der Kenngrößen für Unterbrechungen des Netzverbunds beschränken sich auf *Häufigkeit*, *mittlere Dauer* und *Nichtverfügbarkeit*. Da Störungen in Verbundnetzen in der Regel nicht zu Versorgungsunterbrechungen führen und die Leistungsbilanz von Verbundpartnern, unterlagerten Netzen oder durch geänderten Kraftwerkseinsatz ausgeglichen wird, sind in diesem Zusammenhang die Kenngrößen für störungsbedingte Minder- oder Mehrlieferung der Netzeinspeisungen und Kraftwerke maßgebend.

Die Anwendung dieser Kenngrößen ist natürlich nicht auf Verbundnetze beschränkt; die Aussagen können auch in der Analyse unterlagerter Netze von Interesse sein.

5.2.2 Kenngrößen für Unterbrechungen des Netzverbunds

5.2.2.1 Häufigkeit von Unterbrechungen von Netzkupplungen und Häufigkeit der Netzisolation

Die *Häufigkeit von Unterbrechungen von Netzkupplungen* und die *Häufigkeit der Netzisolation* beschreiben die Anzahl der Fehlerkombinationen, bei denen alle Kupplungselemente zwischen jeweils zwei Netzen bzw. alle Kupplungselemente eines Netzes zu seinen benachbarten Netzen nicht verfügbar sind, bezogen auf den Betrachtungszeitraum. Sie werden in der Einheit $1/a$ angegeben. Diese Kenngrößen enthalten keine Informationen über die Auswirkungen und die Dauer der betrachteten Ereignisse.

5.2.2.2 Mittlere Dauer von Unterbrechungen von Netzkupplungen und Mittlere Dauer der Netzisolation

Die *mittlere Dauer von Unterbrechungen von Netzkupplungen* und die *mittlere Dauer der Netzisolation* bezeichnen die mittlere Zeitspanne vom Beginn bis zum Ende der Fehlerkombinationen, bei denen alle Kupplungselemente zwischen jeweils zwei Netzen bzw. alle Kupplungselemente eines Netzes zu seinen benachbarten Netzen nicht verfügbar sind. Sie werden in h oder min angegeben. Eine Unterbrechung der Netzkupplung bzw. der Netzisolation ist beendet, sobald durch Schaltmaßnahmen, Inbetriebnahme eines Provisoriums, Ersatz oder Reparatur einer fehlerhaften Komponente wieder eine Netzkupplung hergestellt werden kann.

5.2.2.3 Wahrscheinlichkeit von Unterbrechungen von Netzkupplungen und Wahrscheinlichkeit der Netzisolation

Die *Wahrscheinlichkeit von Unterbrechungen von Netzkupplungen* (auch als *Nichtverfügbarkeit der Netzkupplung* bezeichnet) und die *Wahrscheinlichkeit der Netzisolation* beschreiben die Wahrscheinlichkeit, zu einem zufällig bestimmten Zeitpunkt alle Kupplungselemente zwischen zwei Netzen bzw. alle Kupplungselemente eines Netzes zu seinen benachbarten Netzen in einem betriebsunfähigen Zustand vorzufinden. Sie sind jeweils das Produkt aus *Häufigkeit* und *mittlerer Dauer* der betrachteten Systemzustände und besitzen keine Einheit. Zur besseren Anschaulichkeit werden die Wahrscheinlichkeiten auch in min/a angegeben.

6 Anwendungsbeispiele

6.1 Visualisierung von Zuverlässigkeitskenngrößen

Ein Ergebnis von probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnungen sind die bereits in Abschnitt 2.2.4 vorgestellten Zuverlässigkeitskenngrößen für Verbraucher. Die Dokumentation und Darstellung der Ergebniswerte erfolgt üblicherweise in Form von Tabellen und Balkendiagrammen oder ähnlichen Grafiken. In der grafischen Darstellung kann dabei in der Regel nur jeweils eine Kenngröße einzeln dargestellt werden, so dass eine umfassende Darstellung des Zuverlässigkeitsniveaus mit seinen unterschiedlichen Aspekten immer nur durch mehrere Grafiken erfolgen kann. Die direkten Beziehungen, die zwischen den Zuverlässigkeitskenngrößen bestehen – z.B. die multiplikative Verknüpfung von *Häufigkeit* und *mittlerer Dauer von Versorgungsunterbrechungen* in der Kenngröße *Nichtverfügbarkeit* – sind somit nicht unmittelbar ersichtlich.

Eine dreidimensionale Darstellung mehrerer Zuverlässigkeitskenngrößen in einer Grafik, die im Folgenden vorgestellt wird, bietet den Vorteil eines wesentlich umfassenderen und trotzdem anschaulichen Aussagegehaltes. Dabei werden auf den drei Achsen eines kartesischen Koordinatensystems die Größen *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* H_U , *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* T_U , und *mittlere unterbrochene Leistung bei Auftreten einer einzelnen Fehlerkombination mit Versorgungsunterbrechung* S_{UI} dargestellt. Die Kenngröße *mittlere unterbrochene Leistung bei Auftreten einer einzelnen Fehlerkombination mit Versorgungsunterbrechung* berechnet sich aus den Ergebniskenngrößen nach Gleichung (6.1):

$$S_{UI} = S_U / H_U \quad (6.1)$$

Daraus kann natürlich auch wieder die Zuverlässigkeitskenngröße *unterbrochene Leistung* berechnet werden:

$$S_U = H_U \cdot S_{UI} \quad (6.2)$$

Durch eine zusätzliche Berücksichtigung der *mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen* können auch die Kenngrößen *mittlere nicht zeitgerecht gelieferte*

Energie bei Auftreten **einer einzelnen Fehlerkombination** mit Versorgungsunterbrechung E_{UI} und nicht zeitgerecht gelieferte Energie E_U bestimmt werden:

$$E_{UI} \approx T_U \cdot S_{UI} \quad (6.3)$$

$$E_U \approx H_U \cdot E_{UI} = H_U \cdot T_U \cdot S_{UI} \quad (6.4)$$

In den Gleichungen (6.3) und (6.4) können allerdings komplexe Wiederversorgungsprozesse, in denen einzelne Verbraucher unterschiedliche Versorgungsstufen durchlaufen, nicht korrekt berücksichtigt werden (vgl. Anhang A) – die Abweichungen dieser Näherungen von den korrekten Kenngrößen liegen aber üblicherweise bei wenigen Prozent. Implizit ist in der letzten Gleichung bereits eine weitere Zuverlässigkeitskenngröße, die *Nichtverfügbarkeit* Q_U enthalten:

$$Q_U = H_U \cdot T_U \quad (6.5)$$

Damit können in der hier beschriebenen dreidimensionalen Visualisierung insgesamt sieben verschiedene Kenngrößen dargestellt werden:

- *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* H_U (Wert auf der H -Achse),
- *Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* T_U (Wert auf der T -Achse),
- *Mittlere unterbrochene Leistung bei Auftreten **einer einzelnen Fehlerkombination** mit Versorgungsunterbrechung* S_{UI} (Wert auf der S -Achse),
- *Nichtverfügbarkeit* Q_U (Fläche in der H - T -Ebene),
- *Mittlere nicht zeitgerecht gelieferte Energie bei Auftreten **einer einzelnen Fehlerkombination** mit Versorgungsunterbrechung* E_{UI} (Fläche in der S - T -Ebene),
- *Unterbrochene Leistung* S_U (Fläche in der H - S -Ebene),
- *Nicht zeitgerecht gelieferte Energie* E_U (Volumen).

Abbildung 6.1 zeigt ein Beispiel für die beschriebene Darstellung.

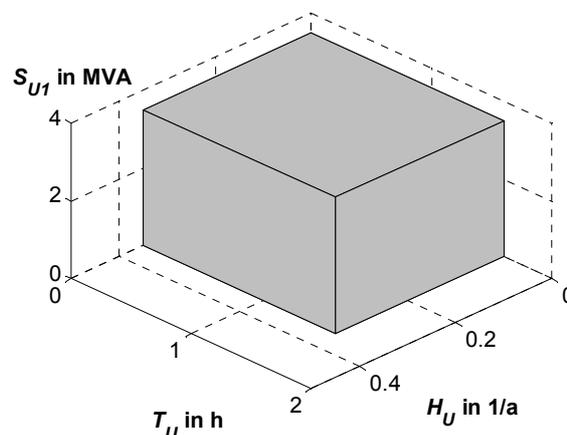


Abbildung 6.1: Dreidimensionale Visualisierung von Zuverlässigkeitskenngrößen

6.2 Verbundnetz

6.2.1 Beispielnetz

Im ersten Beispiel wird ein Höchstspannungsnetz untersucht. Dabei handelt es sich um einen Ausschnitt aus einem 380-kV- / 220-kV-Netz, das einem realen deutschen Höchstspannungsnetz nachempfunden ist. Der schematische Netzplan ist in Abbildung 6.2 dargestellt. Die Stromkreislänge beträgt insgesamt 795 km, der summierte Spitzenleistungsbedarf liegt bei 1324 MW. Die maximal mögliche Einspeisewirkleistung der vier Generatoren und zwei Netzeinspeisungen liegt bei knapp 4 GW. Zwei Generatoren sind allerdings üblicherweise ausgeschaltet. Die Daten des Beispielnetzes, inklusive den verwendeten Jahresdauer- und Tagesganglinien bzw. Fahrplänen, sind in Anhang B dargestellt.

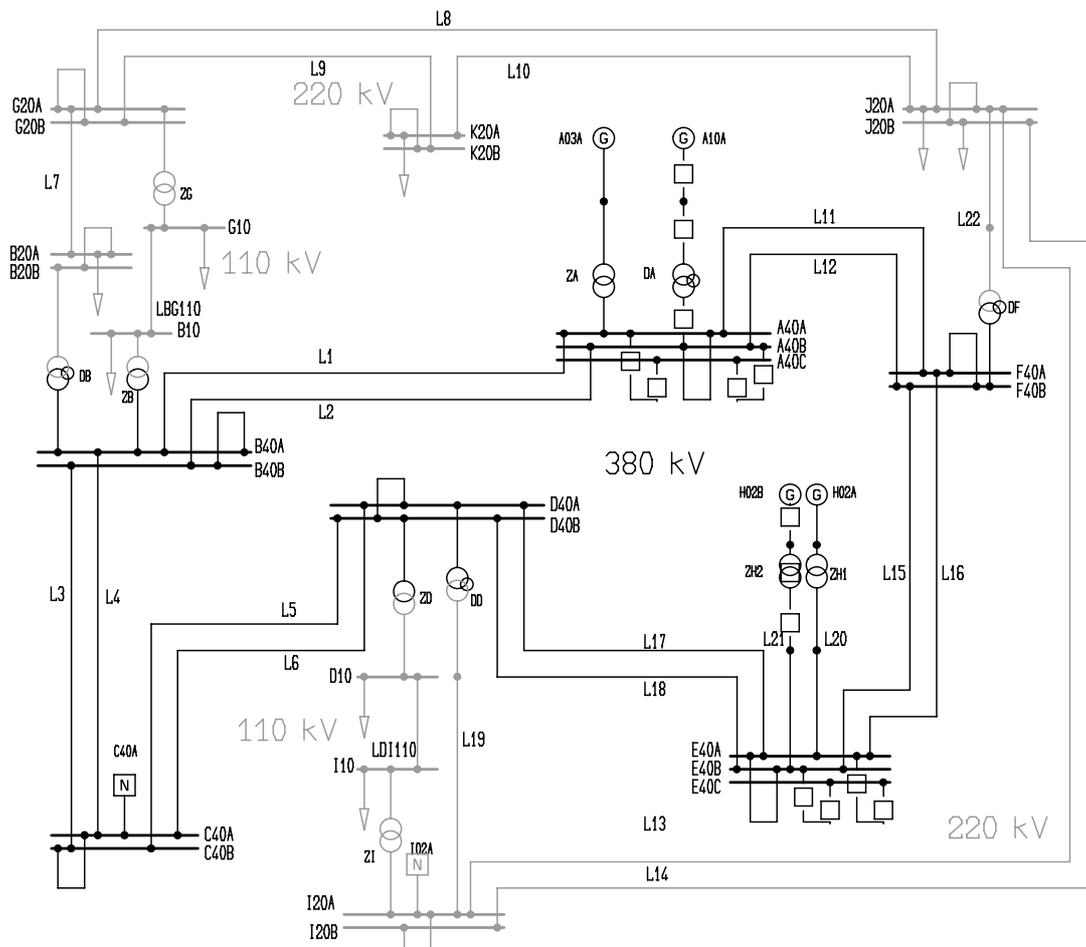


Abbildung 6.2: Netzplan des Höchstspannungs-Beispielnetzes

Die Verbraucher in diesem Beispiel-Verbundnetz stellen 110-kV-Netzgruppen dar. Zwei dieser Netzgruppen, die jeweils von einem 380-kV- und einem 220-kV-Knoten gespeist werden, sind stark vereinfacht nachgebildet. Die gesamte Last dieser 110-

kV-Netzgruppen ist auf die 110-kV-Sammelschienen auf der Unterspannungsseite der Kuppeltransformatoren konzentriert. Es wird angenommen, dass bei Nichtverfügbarkeit einer Einspeisung in das 110-kV-Netz jeweils der gesamte Leistungsbedarf von der verbleibenden Einspeisung geliefert und auch durch das Netz zu den Verbrauchern transportiert werden kann. Entsprechend wird ein nicht ausfallbehafteter Stromkreis zwischen den 110-kV-Knoten nachgebildet, dessen Übertragungskapazität der Spitzenlast des 110-kV-Verbrauchers mit dem höheren Leistungsbedarf entspricht. Ausnahme ist die Station B10, die nur zu ca. 94 % über den 110-kV-Stromkreis versorgt werden kann.

Die Zuverlässigkeitsberechnungen für das Höchstspannungs-Beispielnetz werden mit dem analytischen Verfahren und einer Mindestwahrscheinlichkeit von 10^{-9} sowie mit einer Monte-Carlo-Simulation bei Verwendung von Tagesganglinien für Lasten und Fahrplänen für Einspeisungen und einer Simulationsdauer von 200000 Jahren durchgeführt. In der analytischen Berechnung werden insgesamt 1696 Fehlerkombinationen untersucht, die Monte-Carlo-Simulation betrachtet 953849 Fehlerkombinationen. Die Berechnungsergebnisse sind ebenfalls tabellarisch in Anhang C aufgeführt.

Zum Überblick über das Zuverlässigkeitsniveau im Netz ist in Abbildung 6.3 die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* der Verbraucher-knoten dargestellt.

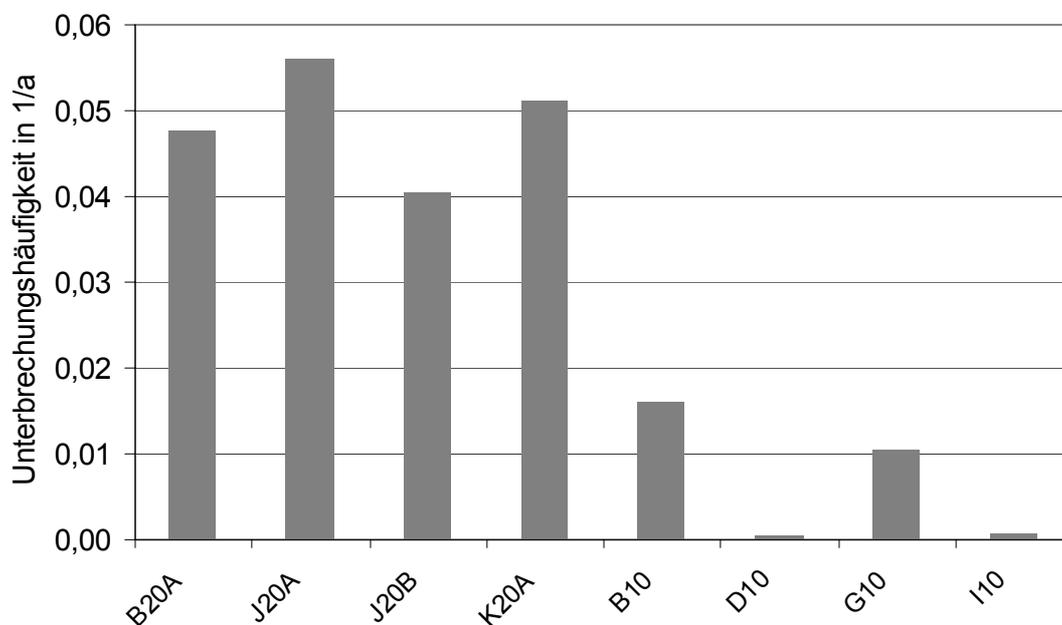


Abbildung 6.3: *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* der Verbraucher-knoten (analytische Berechnung)

Für die 380-kV- und 220-kV-Knoten sind diese Kenngrößen jedoch wenig aussagekräftig. Der Vergleich mit den 110-kV-Knoten zeigt, dass die *Unterbrechungshäufigkeit* durch die mögliche Reservestellung von anderen Verbundknoten, die in die 110-

kV-Netzgruppe einspeisen, deutlich geringere Werte aufweist. Die Zuverlässigkeitskenngrößen für die Höchstspannungs-Verbraucherknoten können somit nur zur allgemeinen Beschreibung des Zuverlässigkeitsniveaus verwendet werden und geben i.A. keinen direkten Hinweis auf die Kenngrößen für das Auftreten von tatsächlichen Versorgungsunterbrechungen.

In der dreidimensionalen Darstellung der Zuverlässigkeitskenngrößen für die Verbraucherknoten G10 und I10 in Abbildung 6.4 werden die grundlegenden Unterschiede in der Zuverlässigkeit der beiden 110-kV-Netzgruppen deutlich. Die Netzgruppe, die von den Stationen B und G gespeist wird, erleidet vergleichsweise häufig Versorgungsunterbrechungen. Ursache sind in vielen Fällen Überlastungen, die aufgrund verschiedener Fehlerkombinationen vergleichsweise häufig in der oberen Spange des 220-kV-Netzes auftreten können, sowie die Teilversorgung von B10 bei Ausfall des Transformators. Da zahlreiche Überlastungen durch Schaltmaßnahmen in vergleichsweise kurzer Dauer behoben werden können, ergibt sich für die Stationen in dieser 110-kV-Netzgruppe eine kurze mittlere Dauer der Versorgungsunterbrechungen von etwas mehr als 1,25 h.

In der 110-kV-Netzgruppe der Stationen D und I treten dagegen sehr selten Versorgungsunterbrechungen auf. Wenn allerdings eine Versorgungsunterbrechung auftritt, so dauert diese mit fast 5,5 h deutlich länger als in der ersten 110-kV-Netzgruppe. Der Grund dafür ist, dass Versorgungsunterbrechungen hier überwiegend durch den gleichzeitigen Ausfall der beiden speisenden Transformatoren verursacht werden, die jeweils eine sehr lange Aus-Dauer haben.

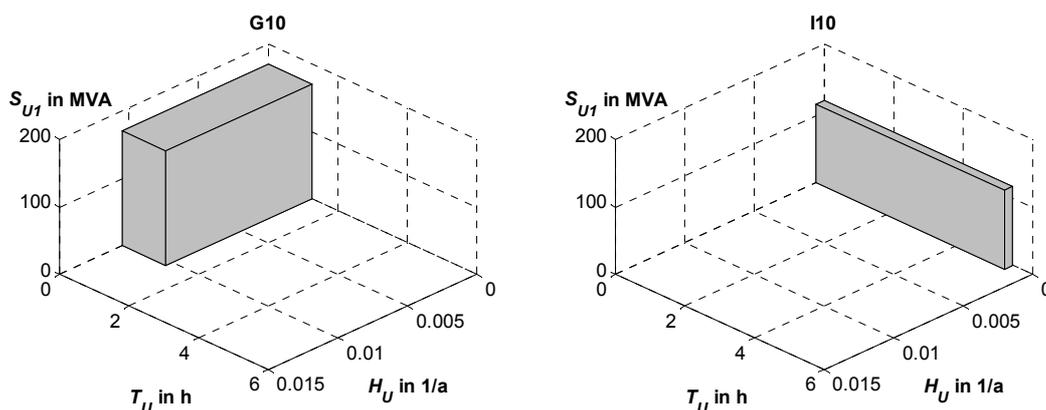


Abbildung 6.4: Dreidimensionale Visualisierung der Zuverlässigkeitskenngrößen der Verbraucherknoten G10 und I10 (analytische Berechnung)

6.2.2 Kenngrößen für Einspeisungen

Ausgehend von einer Berechnung mit der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Tagesganglinien für Lasten und Fahrplänen für Einspeisungen können die in Kapitel 5.1 beschriebenen Kenngrößen für störungsbedingte Fahrplanabweichungen von Einspeisungen berechnet werden.

In Abbildung 6.5 sind die Kenngrößen für die störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen dargestellt. Die Werte für die Generatoren A10A und H02B sind hierbei jeweils Null, da diese Generatoren im Normalbetrieb nicht am Netz sind und somit natürlich auch nicht weniger Leistung als geplant liefern können. Bei allen Kennwerten gilt, dass für den Generator A03A die höchsten Werte auftreten, gefolgt vom Generator H02A und den Netzeinspeisungen C40A und I02A, die allerdings jeweils fast identische Werte aufweisen.

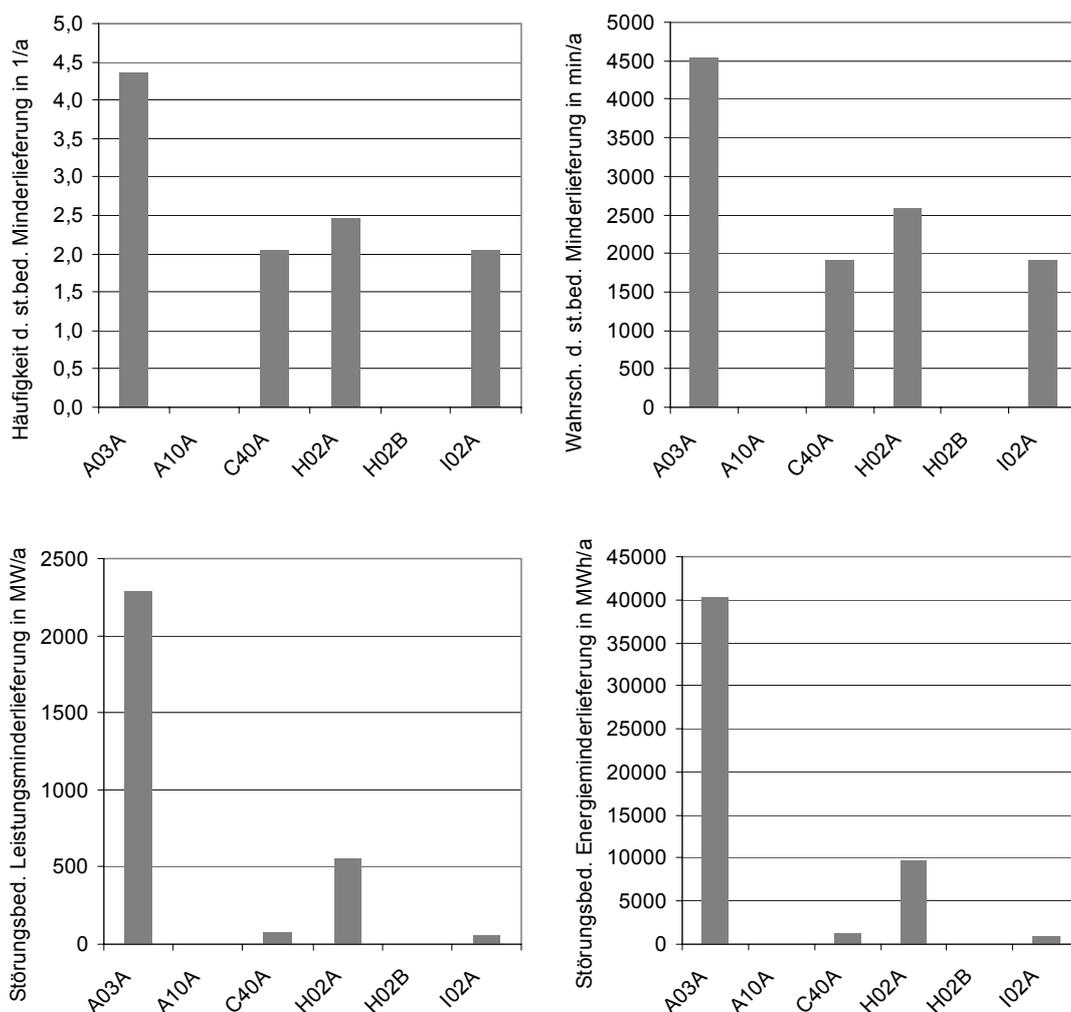


Abbildung 6.5: Kenngrößen für störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen (Monte-Carlo-Simulation)

Der Unterschied zwischen den Generatoren A03A und H02A ist vor Allem dadurch begründet, dass A03A einen Grundlastblock darstellt und daher immer am Netz ist, während H02A als Mittellastblock eingesetzt wird und somit unterhalb eines gewissen Gesamtleistungsbedarfes im Netz ausgeschaltet ist. In diesen Zeiten kann natürlich keine Minderlieferung von H02A durch Störungen auftreten. Die Fahrpläne, nach denen die einzelnen Einspeisungen zur Deckung des Gesamtleistungsbedarfs eingesetzt werden, sind in Anhang B dargestellt.

Allerdings sind die beiden Netzeinspeisungen ebenfalls immer am Netz und beteiligen sich maßgeblich entsprechend ihres jeweiligen Primärregelungs-Koeffizienten an der Ausregelung des Leistungsbedarfs. Trotzdem ist hier die *Häufigkeit der störungsbedingten Minderlieferung* um den Faktor 2 kleiner als beim Grundlastblock A03A. Dies lässt sich nicht mehr allein aus dem Einsatz der einzelnen Netzeinspeisungen erklären. Ursache hierfür sind die Lastflussverhältnisse im Netz, die bei vielen Leitungs- und Transformatorausfällen dazu führen, dass zur Vermeidung von Überlastungen und Spannungsbandverletzungen die Leistung von A03A reduziert werden muss.

Insbesondere muss bei den Kenngrößen für störungsbedingte Fahrplanabweichungen bedacht werden, dass im Unterschied zu den Zuverlässigkeitskenngrößen für Verbraucher hier in der Regel auch Einfachausfälle durch die Veränderungen im Lastfluss zu Änderungen der aktuellen Leistungswerte der Einspeisungen führen. Dagegen werden durch Einfachausfälle bei einfach redundanten Netzen keine Versorgungsunterbrechungen verursacht. Daher treten für die störungsbedingten Fahrplanabweichungen Häufigkeiten auf, die in diesem Beispiel um fast zwei Größenordnungen über den Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen liegen.

Ausgehend von der Tatsache, dass der Grundleistungsblock A03A natürlich immer mit einer möglichst großen Leistung am Netz ist, erklären sich aus den geschilderten Zusammenhängen auch die Verhältnisse für die störungsbedingte Leistungs- und Energieminderlieferung. Bei der Wahrscheinlichkeit der störungsbedingten Minderlieferung ist zusätzlich noch zu beachten, dass die beiden Generatoren auch durch den Ausfall der Blocktransformatoren beeinflusst werden, der nicht durch Schaltmaßnahmen aufgefangen werden kann und daher eine im Vergleich sehr lange Dauer einer Minderlieferung bewirkt.

Analog zu den Kenngrößen für störungsbedingte Minderlieferung werden die Kenngrößen für die störungsbedingte Mehrlieferung berechnet. Abbildung 6.6 zeigt die Ergebnisse für das Höchstspannungs-Beispielnetz.

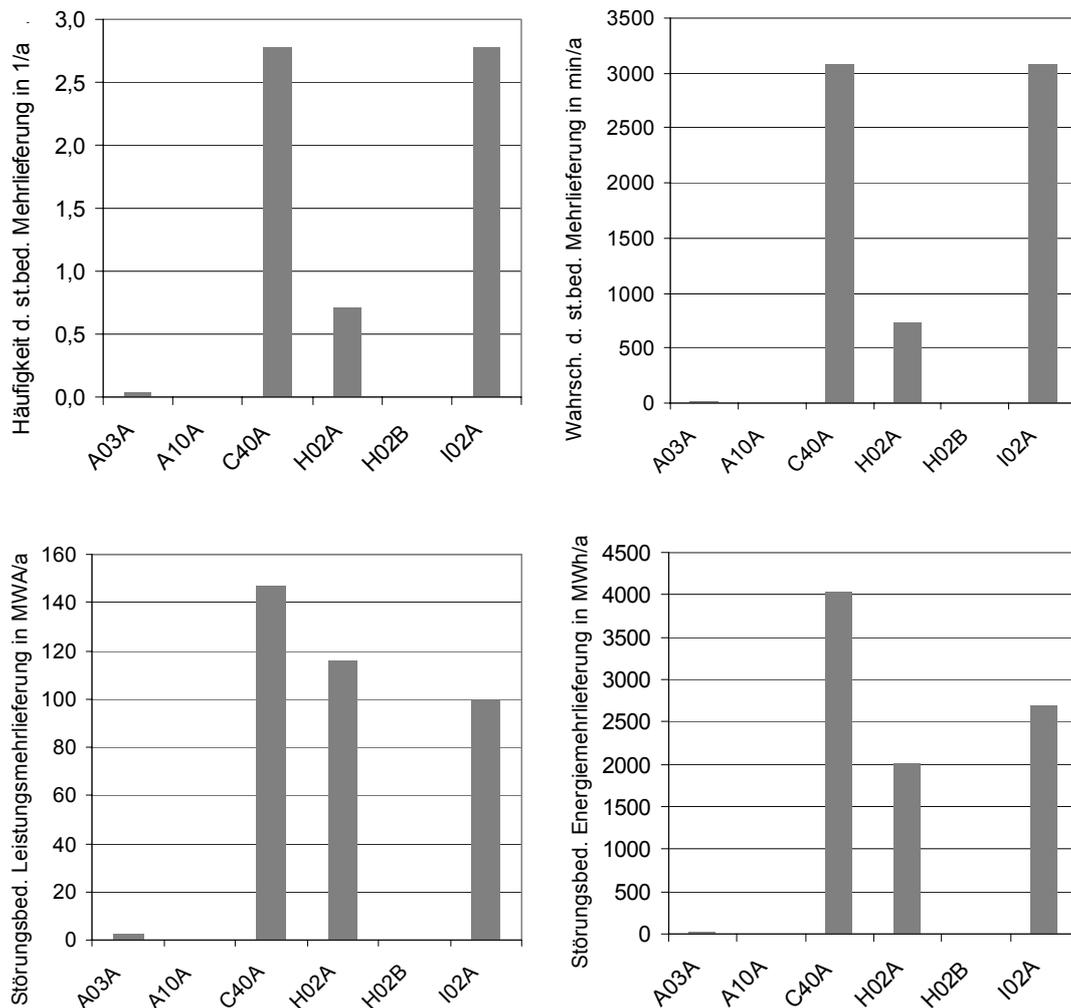


Abbildung 6.6: Kenngrößen für störungsbedingte Mehrlieferung von Einspeisungen (Monte-Carlo-Simulation)

Auch hier sind die prinzipiellen Unterschiede zwischen den einzelnen Einspeisungen aus dem jeweiligen Einsatz abzuleiten. Zunächst ist ersichtlich, dass die Generatoren A10A und H02B in keinem Fall zur Bereitstellung von Leistung benötigt werden – sie bleiben immer ausgeschaltet. Dies ist vor Allem dadurch bedingt, dass die Netzeinspeisung C40A in das 380-kV-Netz sehr leistungsstark ist, und zusammen mit der Netzeinspeisung I02A und dem Generator H02A alle eventuellen Leistungsausfälle ausgleichen kann.

Des Weiteren ist auch hier zu erkennen, dass in Bezug auf *Häufigkeit* und *Wahrscheinlichkeit der störungsbedingten Mehrlieferung* die beiden Netzeinspeisungen nahezu identische Werte aufweisen. Dies ist auch naheliegend, da sie beide immer eingeschaltet sind und sich entsprechend bei nahezu allen Fehlerkombinationen gemeinsam an der Regelung beteiligen. Unterschiede ergeben sich nur für Fehlerkombinationen, in denen eine der Einspeisungen durch Ausfälle vom Netz getrennt wird – was selten vorkommt. Die höheren Kennwerte für die störungs-

bedingte Leistungs- und Energiemehrlieferung von C40A ergeben sich aus den höheren Leistungswerten und dem höheren Primärregelungs-Koeffizienten.

Bei den Generatoren fällt auf, dass A03A nur einen äußerst geringen Anteil an Mehrlieferungen aufweist. Ursache ist natürlich, dass A03A als Grundleistungsblock im Normalbetrieb bereits möglichst nahe an seiner Maximalleistung betrieben wird – bei Ausfällen sind entsprechend geringe bzw. keine Leistungsreserven vorhanden. Die Werte der Leistungs- und Energielieferung von H02A dagegen zeigen, dass hier offensichtlich nennenswerte Reserven verfügbar sind, die allerdings mit einer im Vergleich zu den Netzeinspeisungen deutlich geringeren Häufigkeit genutzt werden. Durch den Einsatz als Mittellastblock ist H02A eben nicht immer am Netz; wenn der Block allerdings am Netz ist, wird er in der Regel im Teillastbetrieb gefahren, so dass entsprechende Reserven aktiviert werden können.

Die Summe der *Häufigkeiten von störungsbedingter Minder- und Mehrlieferung* liegen für alle Netzeinspeisungen und Generatoren in der selben Größenordnung. Dies ist naheliegend, da prinzipiell durch das Auftreten von Fehlerkombinationen der Lastfluss im gesamten Netz beeinflusst wird und daher auch Änderungen für alle Einspeisungen auftreten. Durch die beschriebenen Aspekte ergeben sich die dargestellten Aufteilungen auf Minder- und Mehrlieferung.

6.2.3 Unterbrechungen des Netzverbunds

Abschließend werden für das Höchstspannungs-Beispielnetz mit dem analytischen Verfahren die vorgestellten Kenngrößen für Unterbrechungen des Netzverbundes berechnet. Das Beispielnetz ist dazu in fünf verschiedene Netzgruppen eingeteilt:

- Die Netzgruppe 380 kV mit allen Betriebsmitteln der 380-kV-Ebene,
- die Netzgruppe 220 kV mit allen Betriebsmitteln der 220-kV-Ebene,
- die Netzgruppe 110 kV (BG), die die Betriebsmittel der 110-kV-Ebene unterhalb der Stationen B und G umfasst,
- die Netzgruppe 110 kV (DI), die die Betriebsmittel der 110-kV-Ebene unterhalb der Stationen D und I umfasst, und
- die Netzgruppe MS mit allen Betriebsmitteln, die bei einer Nennspannung kleiner 110 kV betrieben werden (Generatoren und an Tertiärwicklungen von Dreiwicklungstransformatoren angeschlossene Betriebsmittel). Diese Netzgruppe wird im Weiteren nicht mehr betrachtet.

In Abbildung 6.7 sind die *Häufigkeit* und die *Wahrscheinlichkeit der Unterbrechung von Netzkupplungen* zwischen jeweils zwei der genannten Netzgruppen, sofern eine Kupplung gegeben ist, dargestellt.

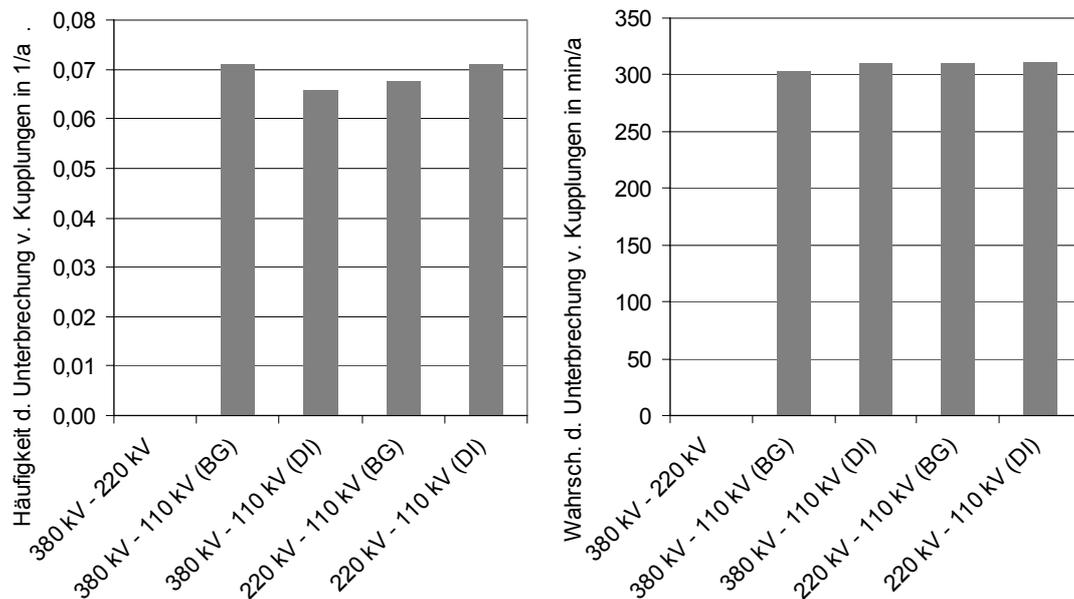


Abbildung 6.7: Kenngrößen für Unterbrechungen von Netzkupplungen (analytisches Verfahren)

Aus den Diagrammen ist ersichtlich, dass eine Trennung der 380-kV- und 220-kV-Netzgruppen nicht auftritt. Diese Netzgruppen sind an insgesamt drei Stellen durch Dreiwicklungstransformatoren gekoppelt. Das Ergebnis entspricht somit der Beobachtung, dass zeitlich überlappende unabhängige Ausfälle von drei Betriebsmitteln in der Praxis nicht auftreten. Diese Aussage gilt natürlich nicht für das gesamte galvanisch verbundene UCTE-Netz, sondern nur für Betriebsmittel, die elektrisch so eng benachbart sind, dass ein Ausfall noch Auswirkungen auf die jeweils anderen Betriebsmittel hat.

Unterbrechungen von Netzkupplungen treten also nur für die Verbindungen von den 110-kV-Netzgruppen zum überlagerten 380-kV- und 220-kV-Netz auf. Hier zeigt Abbildung 6.7, dass die Verhältnisse für die vier verschiedenen Kupplungen sehr ähnlich sind. Dies ist auch zu erwarten, da die Netzeinbindung der beiden 110-kV-Netzgruppen identisch aufgebaut ist und auch in den übergeordneten Netzen im Wesentlichen gleiche Netzkonfigurationen vorliegen. Die geringen Unterschiede ergeben sich durch die topologischen Detailunterschiede. Ursachen für die Unterbrechungen der Netzkupplungen sind vor Allem unabhängige Einfachausfälle der Sammelschienen und Transformatoren; in deutlich geringerem Maße Ausfälle durch Schutzversager und Schutzüberfunktion.

Durch die Möglichkeit, den Leistungsbedarf aller Verbraucher in den 110-kV-Netzen auch mit einer Netzeinspeisung zu decken, wird die Unterbrechung einer einzelnen Kupplung noch keine Versorgungsunterbrechungen nach sich ziehen. Im Falle der Netzisolation wird jedoch, sofern kein Inselbetrieb möglich ist, die gesamte 110-kV-Netzgruppe schwarz fallen. Abbildung 6.8 zeigt die Kenngrößen für Netzisolation der einzelnen Netzgruppen des Höchstspannungs-Beispielnetzes.

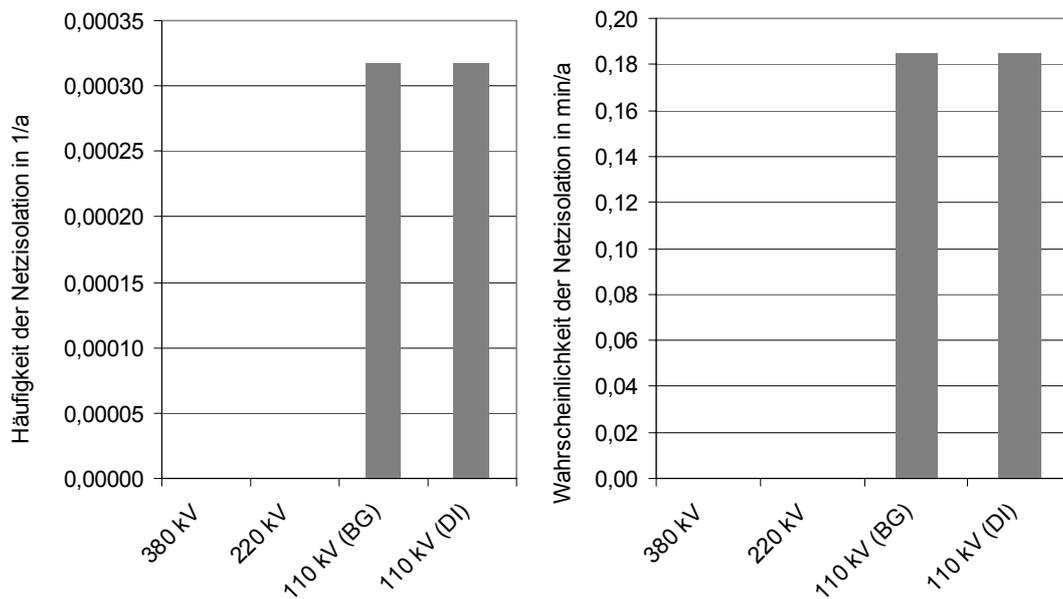


Abbildung 6.8: Kenngrößen für Netzisolation (analytisches Verfahren)

Wie bereits aus den Kenngrößen für die Unterbrechungen von Netzkupplungen abgeleitet werden kann tritt eine Netzisolation der 380-kV- und der 220-kV-Netzgruppe nicht auf. Für die beiden 110-kV-Netzgruppen ergeben sich aufgrund der analogen Konfiguration der Einspeisungen gleiche Werte der Kenngrößen für Netzisolation. Mit einer Häufigkeit von ca. 1 mal in 3000 Jahren sind die Werte allerdings sehr gering. Auch diese Kenngrößen spiegeln nicht direkt die Versorgungszuverlässigkeit der 110-kV-Verbraucher wider, sondern ausschließlich den direkten Ausfall aller Einspeisungen aus überlagerten Spannungsebenen. Die Zuverlässigkeit des 110-kV-Netzes selbst ist hierbei nicht berücksichtigt. Ein Vergleich mit den Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen aus Abbildung 6.3 zeigt darüber hinaus, dass es auch bei dieser vereinfachten Modellierung noch zu zusätzlichen Versorgungsunterbrechungen im 110-kV-Netz aufgrund von Ausfällen im Verbundnetz kommen muss. Hier spielen ebenfalls die bereits erwähnten Überlastungen nach einer Vielzahl von Fehlerkombinationen eine wichtige Rolle.

6.3 Hochspannungsnetz

6.3.1 Beispielnetz

Im zweiten Beispiel wird ein 110-kV-Netz untersucht, das im Wesentlichen einem realen Netzausschnitt entspricht. Das Netz ist ein Freileitungsnetz und wird mit Erdschlusskompensation betrieben. Abbildung 6.9 zeigt den schematischen Netzplan.

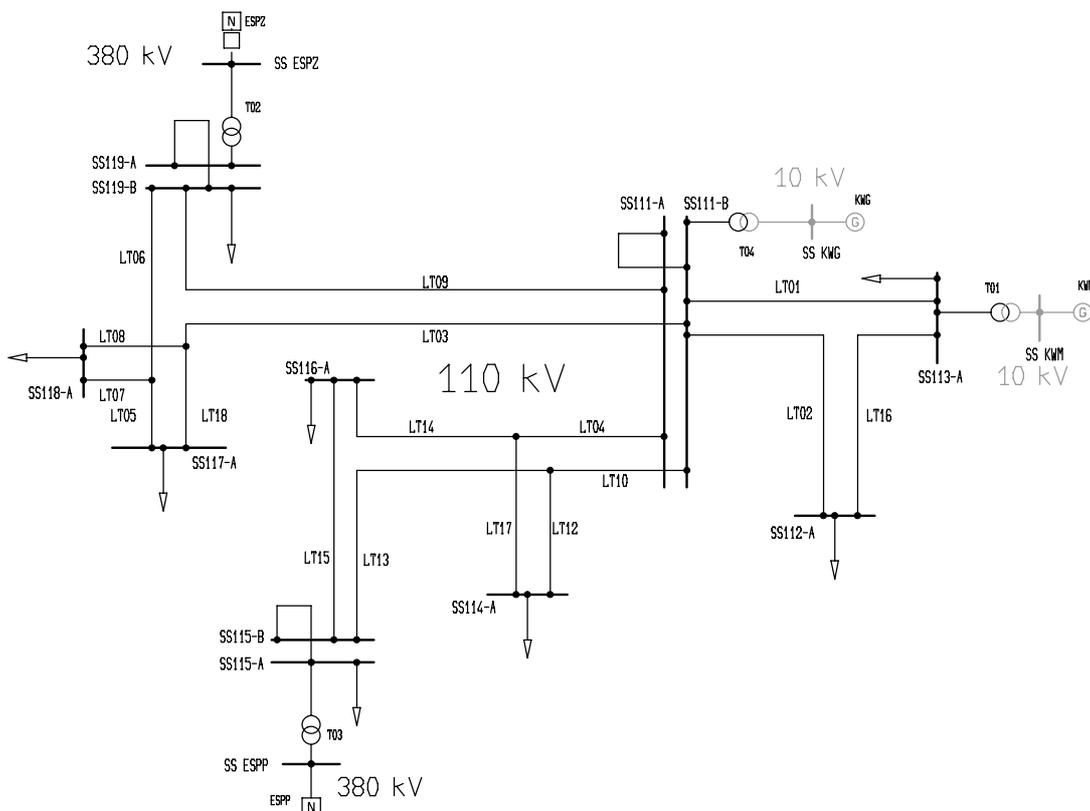


Abbildung 6.9: Netzplan des Hochspannungs-Beispielnetzes

Das Netz besitzt insgesamt vier Einspeisungen: Ein Grundlastkraftwerk (KWG), ein Mittellastkraftwerk (KWM) und zwei übergeordnete Einspeisungen aus dem 380-kV-Netz. Die Einspeisung ESPZ ist dabei als Reserve geplant und wird nur bei Bedarf, z.B. nach Störungen, eingeschaltet. Die Einspeisung ESPP ist permanent eingeschaltet und deckt insbesondere die Lastspitzen ab.

Das 110-kV-Netz speist 8 Mittelspannungsnetze, die als Lasten an den 110-kV-Knoten modelliert sind. Die Spitzenlast beträgt insgesamt 327 MW. Das Beispielnetz besteht aus 16 Sammelschienen, die untereinander mit 20 Leitungen verbunden sind. Die Leitungen werden überwiegend als Mehrfachleitungen geführt. Die gesamte Stromkreislänge beträgt 263 km.

Die entsprechenden Netzdaten sowie insbesondere die Ganglinien der einzelnen Verbraucher und die Fahrpläne der Einspeisungen sind in Anhang B dargestellt.

Zuverlässigkeitsberechnungen für das 110-kV-Netz werden mit dem analytischen Verfahren bei einer Mindestwahrscheinlichkeit von 10^{-9} , mit der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Dauerlinien und einer Simulationsdauer von 200000 Jahren sowie mit der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Tagesganglinien bzw. Fahrplänen und ebenfalls einer Simulationsdauer von 200000 Jahren durchgeführt. In der analytischen Berechnung werden 646 Fehlerkombinationen untersucht, in der Monte-Carlo-Simulation mit Dauerlinien 398009 Kombinationen und in der Monte-Carlo-Simulation mit Tagesganglinien bzw. Fahrplänen sind es 398008 Fehlerkombinationen. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Anhang C aufgeführt.

Ein Überblick über die Zuverlässigkeit ist in Abschnitt 6.3.3 enthalten, der die Ergebnisse bei Verwendung von Dauerlinien für die Lastmodellierung und festen Arbeitspunkten für Einspeisungen mit denen unter Verwendung von Tagesganglinien und Fahrplänen vergleicht.

6.3.2 Verteilungsfunktionen für Verbraucherkenngrößen

Zunächst wird die näherungsweise Bestimmung von Verteilungsfunktionen für die Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen nach Kapitel 4 am Hochspannungs-Beispielnetz untersucht (vgl. auch [Schwan et al. 2001b, Schwan et al. 2002]).

Zuerst wird in Abbildung 6.10 die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* für das gesamte Beispielnetz betrachtet. Dargestellt ist, wie in den jeweils folgenden Abbildungen ebenfalls, einmal die Verteilungsfunktion, die sich aus der Berechnung unter Anwendung der Monte-Carlo-Simulation ergibt, und andererseits die genäherte Verteilungsfunktion, die nach den beschriebenen Verfahren (vgl. Kapitel 4) aus den Ergebnissen des analytischen Berechnungsverfahrens ermittelt wurde.

Für diesen Vergleich wird jeweils das Ergebnis aus der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Dauerlinien für die Lastmodellierung und festen Arbeitspunkten für Einspeisungen verwendet, da eine Modellierung mit Tagesganglinien und Fahrplänen im analytischen Verfahren nicht möglich ist. Wie im nächsten Abschnitt dargestellt wird, führen die verschiedenen Nachbildungen zu unterschiedlichen Ergebnissen, so dass im Vergleich mit den genäherten Verteilungsfunktionen aus dem analytischen Verfahren systematische Abweichungen durch die Modellierung mit Tagesganglinien enthalten wären.

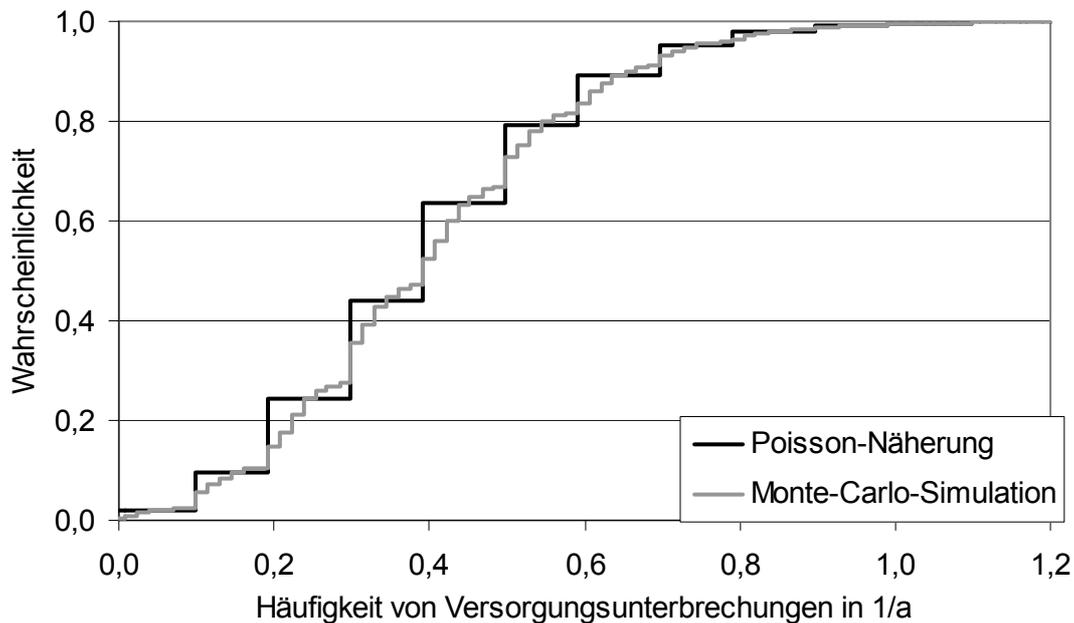


Abbildung 6.10: Verteilungsfunktion der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* im gesamten Netz (analytisches Verfahren und Monte-Carlo-Simulation mit Dauerlinien)

Auffallend an Abbildung 6.10 ist, dass die Verteilungsfunktion für die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* nach der Monte-Carlo-Simulation einen quasi-kontinuierlichen Verlauf besitzt, obwohl der Theorie nach eine Poisson-Verteilung zu erwarten ist. Die aus den Ergebnissen der analytischen Berechnung ermittelte Poisson-Näherung zeigt dagegen den charakteristischen Verlauf. In den Berechnungen wurde die gesamte Simulationsdauer von 200000 Jahren in 20000 10-Jahres-Abschnitte unterteilt. Die Kenngrößen werden jeweils für diese Abschnitte bestimmt und auf ein Jahr bezogen – daher treten hier für die eigentlich ganzzahlig diskrete *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* Vielfache von 0,1, entsprechend einem Ereignis in 10 Jahren, auf.

Das Auftreten von nahezu beliebigen anderen Werten der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* in der Monte-Carlo-Simulation ist in der Verwendung der Lastmodellierung mit Dauerlinien begründet. Bei einigen Fehlerkombinationen ist das Netz nicht mehr in der Lage, den Spitzenleistungsbedarf aller Verbraucher zu decken, da es zu Überlastungen einzelner Betriebsmittel kommen würde. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass Versorgungsunterbrechungen in diesen Fällen nur dann tatsächlich auftreten, wenn die Verbraucher auch einen entsprechend hohen aktuellen Leistungsbedarf haben. Tritt die Fehlerkombination zu einer Zeit auf, in der der Leistungsbedarf unterhalb des jeweils kritischen Wertes liegt, so wird die Versorgungssituation nicht beeinträchtigt. In der Berechnung der Kenngrößen wird dies dadurch berücksichtigt, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten der Fehlerkombinationen mit der jeweiligen Wahrscheinlichkeit, dass der Leistungs-

bedarf der Verbraucher über dem kritischen Wert liegt, multipliziert wird. Somit ergibt sich letztlich der dargestellte quasi-kontinuierliche Verlauf.

Die Näherung der Verteilungsfunktion basiert auf der Annahme einer Poisson-Verteilung für die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* und kann daher diesen Aspekt nicht berücksichtigen. Aus der Abbildung ist aber ersichtlich, dass beide Verteilungen in ihrem prinzipiellen Verlauf sehr gut übereinstimmen.

Zum Vergleich sind in Abbildung 6.11 die Verteilungsfunktionen nach dem analytischen Verfahren und nach der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Ganglinien dargestellt. Hier ergeben sich gleichartige Verläufe, wobei die Abweichungen durch die bereits angesprochenen unterschiedlichen Ergebnisse bei Verwendung von Dauerlinien- und Tagesganglinien-Modellierung verursacht werden und nicht auf das Verfahren zur Bestimmung der Verteilungsfunktion aus den Ergebnissen des analytischen Verfahrens zurückzuführen sind.

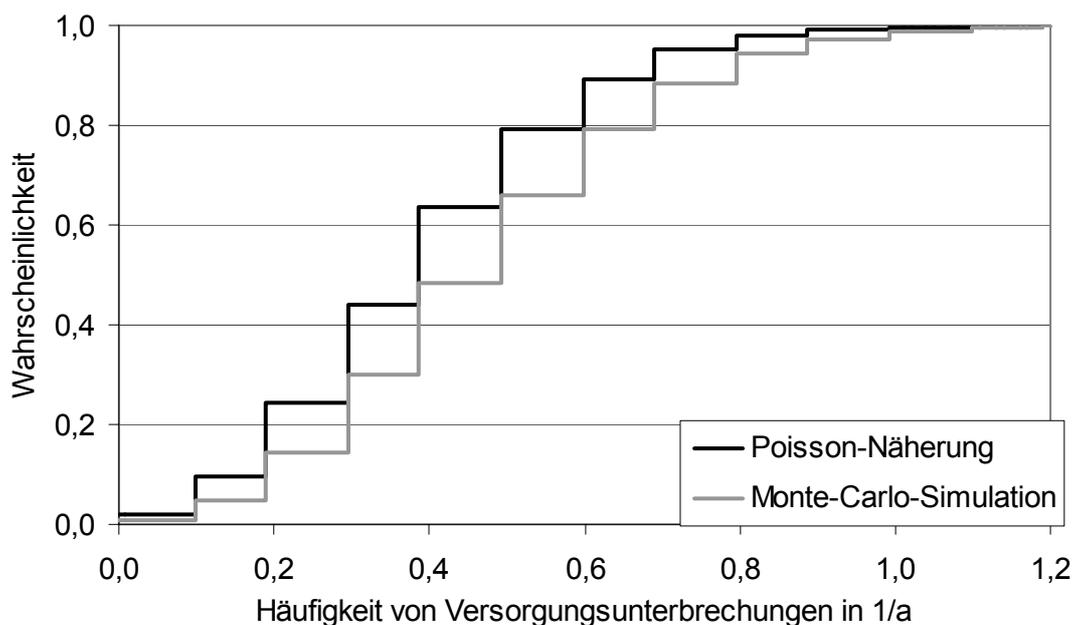


Abbildung 6.11: Verteilungsfunktion der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* im gesamten Netz (analytisches Verfahren und Monte-Carlo-Simulation mit Tagesganglinien)

In Netzen, in denen Überlastungen keine signifikante Rolle für die Versorgungszuverlässigkeit spielen, wird dieser Effekt deutlich geringer ausfallen – wie im Mittelspannungs-Beispielnetz in Abschnitt 6.4 zu sehen sein wird.

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen Ergebnisse für die *Nichtverfügbarkeit*:

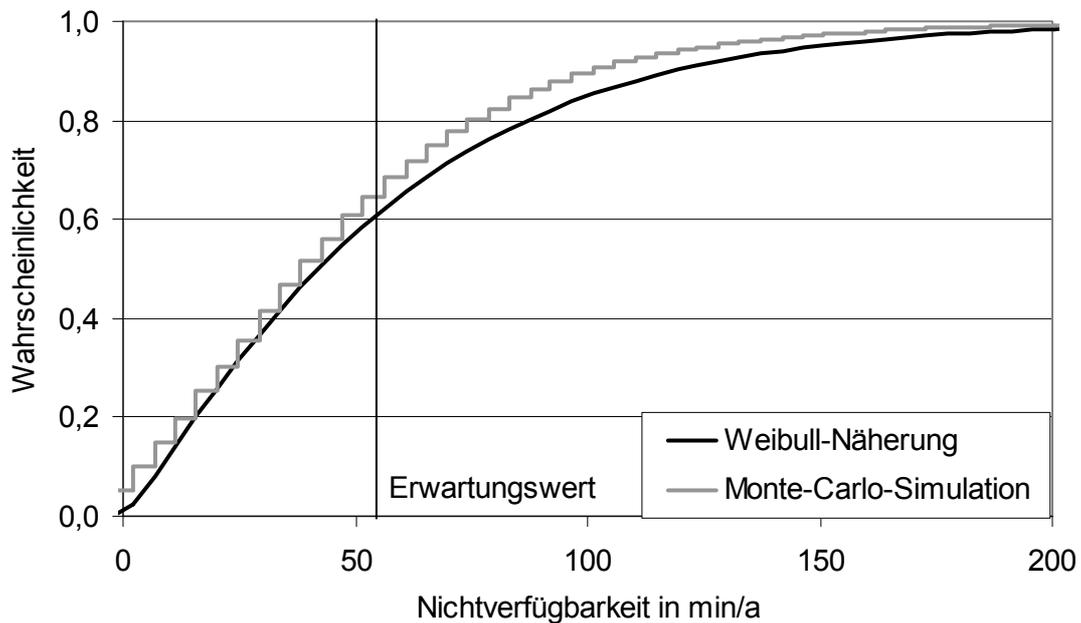


Abbildung 6.12: Verteilungsfunktion der *Nichtverfügbarkeit* im gesamten Netz

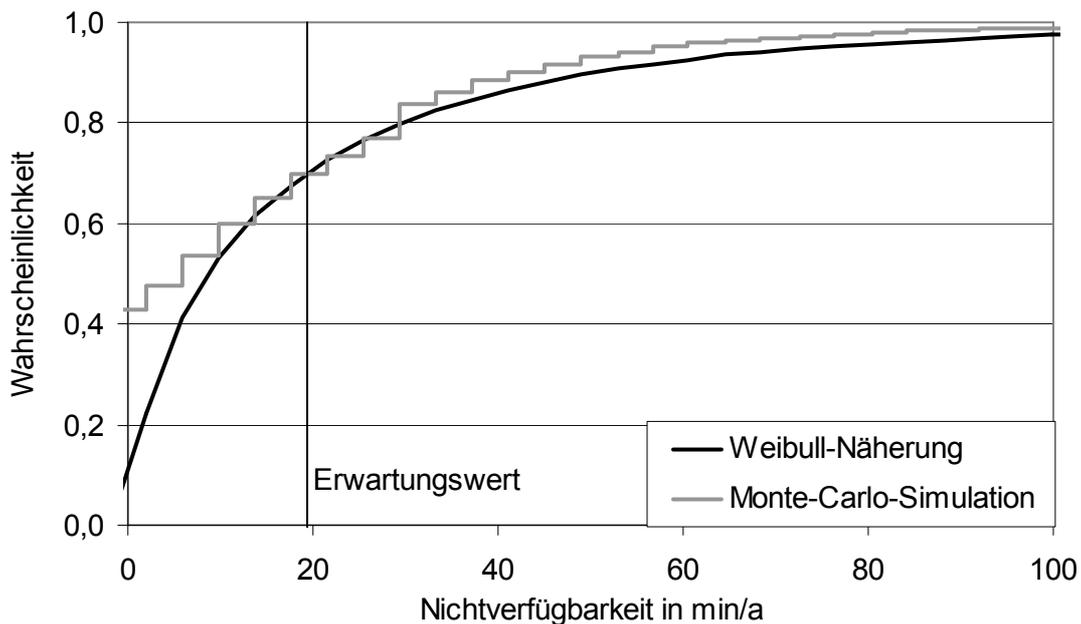


Abbildung 6.13: Verteilungsfunktion der *Nichtverfügbarkeit* an der Station SS117-A

Abbildung 6.12 zeigt dabei die *Nichtverfügbarkeit* des gesamten Netzes, und Abbildung 6.13 die *Nichtverfügbarkeit* der Station SS117-A. Die Verteilungsfunktionen nach der Monte-Carlo-Simulation sind, wie in der theoretischen Beschreibung des Näherungsverfahrens erläutert, quasi-kontinuierlich und können durch Weibull-Verteilungen angenähert werden.

Auch hier zeigt sich, dass die Weibull-Näherungen in ihrem Verlauf gut mit den aus der Monte-Carlo-Simulation ermittelten Verteilungen übereinstimmen. In Abbildung 6.13 ist zu sehen, dass Abweichungen insbesondere für kleinere Werte der *Nichtverfügbarkeit* bestehen. Dies ist ein prinzipielles Phänomen bei Verteilungsfunktionen für einzelne Stationen. Da hier insgesamt weniger Fehlerkombinationen zu Versorgungsunterbrechungen beitragen als in der Betrachtung des gesamten Netzes, ist die Wahrscheinlichkeit dafür, dass in einem Jahr gar keine Versorgungsunterbrechungen auftreten, entsprechend höher als im Gesamtnetz. Dies führt dazu, dass verstärkt niedrige Werte bei den einzelnen Kenngrößen auftreten, was durch einen "Offset" in den genäherten Weibull-Verteilungen berücksichtigt werden müsste. Die Identifikation eines zusätzlichen Parameters ist in diesem Verfahren allerdings nicht möglich.

Ein Vergleich der Verteilungen der *Nichtverfügbarkeit* mit den Erwartungswerten – 54,7 min/a für das Gesamtnetz und 19,2 min/a für die Station SS117-A – zeigt deutlich, dass mit durchaus hohen Wahrscheinlichkeiten von ca. 30 % auch höhere Werte auftreten können. Dies gibt einen Hinweis auf die Bedeutung der Verteilungsfunktionen in der Beurteilung der Zuverlässigkeit.

Abschließend sind in Abbildung 6.14 und Abbildung 6.15 noch die Verteilungsfunktionen für die *unterbrochene Leistung* des Gesamtnetzes und die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* der Station SS117-A dargestellt.

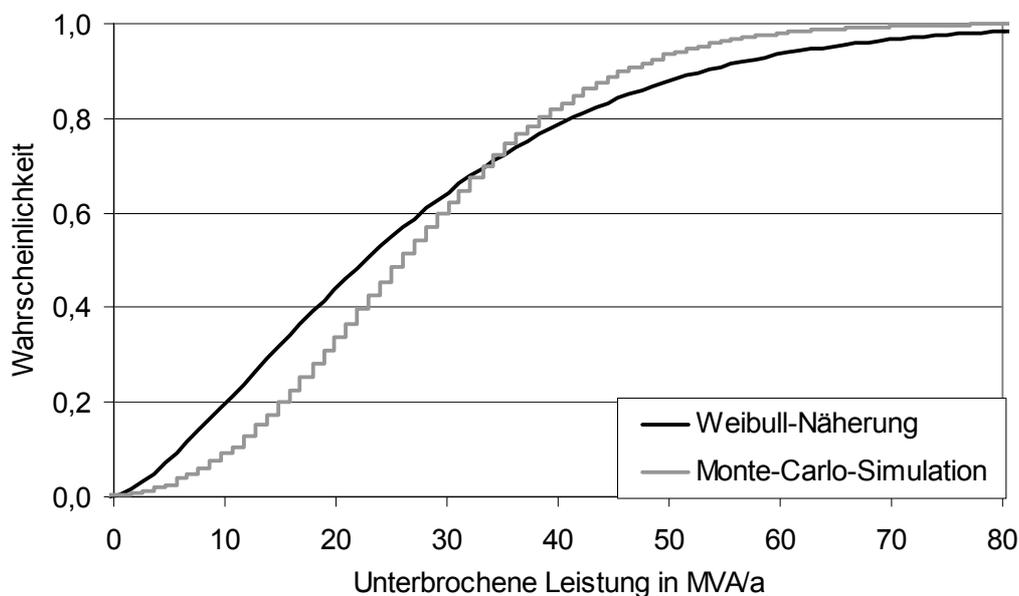


Abbildung 6.14: Verteilungsfunktion der *unterbrochenen Leistung* im gesamten Netz

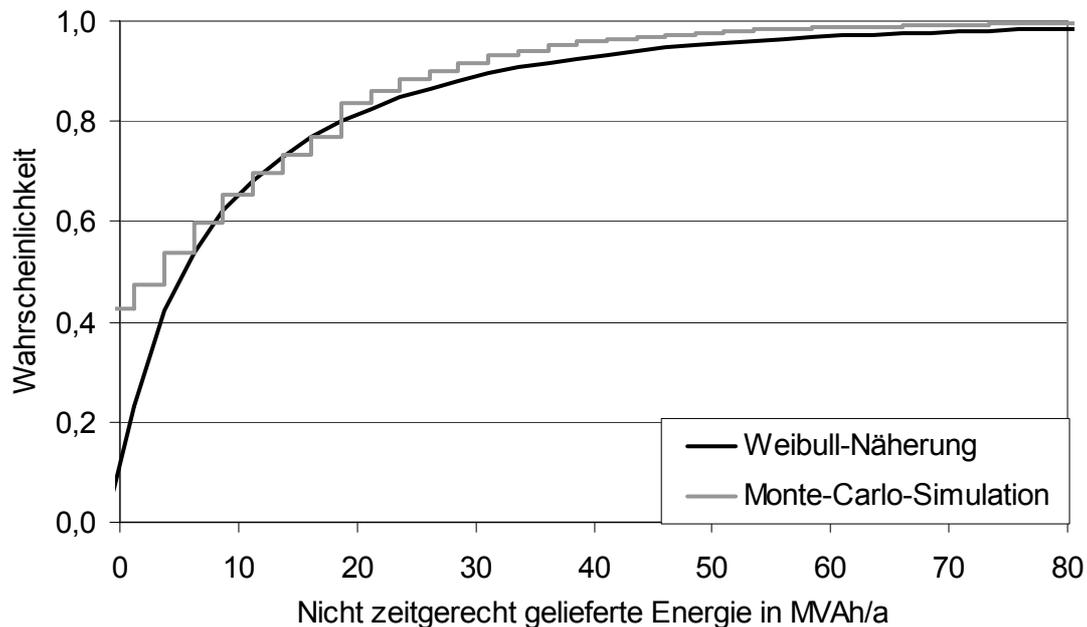


Abbildung 6.15: Verteilungsfunktion der *nicht zeitgerecht gelieferten Energie* der Station SS117-A

Auch in diesen Ergebnissen zeigt sich eine gute Übereinstimmung der Weibull-Näherungen mit den aus der Monte-Carlo-Simulation bestimmten Verteilungen. Weitere Beispiele für die Bestimmung der Verteilungsfunktionen aus dem analytischen Berechnungsverfahren sind in der Untersuchung des Mittelspannungs-Beispielnetzes enthalten.

6.3.3 Verbraucherkenngößen bei Modellierung von Einspeisungen mit Tagesganglinien

Wie bereits angesprochen führen die Modellierungen der Lasten mit Dauerlinien und der Einspeisungen mit festem Arbeitspunkt zum einen und die Nachbildung mit Tagesganglinien und Fahrplänen andererseits zu unterschiedlichen Ergebnissen für die Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen.

In diesem Abschnitt werden daher die Ergebnisse von Monte-Carlo-Simulationsberechnungen mit Dauerlinien und festem Arbeitspunkt sowie mit Tagesganglinien und Fahrplänen verglichen. In Abbildung 6.16 und Abbildung 6.17 sind die Werte der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* und der *Nichtverfügbarkeit* jeweils für die einzelnen Stationen des 110-kV-Beispielnetzes dargestellt.

Wie in Abbildung 6.16 zu erkennen ist, steigen die Werte der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* bei der Modellierung mit Tagesganglinien und Fahrplänen für alle Verbraucher an. Insbesondere für die Stationen SS112-A und

SS113-A ist der Anstieg sehr prägnant. Die Ursache hierfür liegt in den geänderten Einspeisesituationen zu den Zeitpunkten der einzelnen Ausfälle. Bei der Modellierung der Einspeisungen mit Dauerlinien sind grundsätzlich alle Einspeisungen in Betrieb und können sich im Störfall sofort am Ausgleich eines eventuellen Leistungsungleichgewichts beteiligen. Wie sich zeigt, ist diese Nachbildung in der Praxis zu optimistisch. Da insbesondere Mittellast- oder Spitzenlastkraftwerke typischerweise jeweils einige Stunden am Tag ausgeschaltet sind, wird im Bedarfsfall, z.B. nach einer Störung, während dieser Zeiten eine gewisse Einschaltdauer erforderlich sein, bis die Einspeisungen Energie liefern können. Somit kann es zu zusätzlichen Versorgungsunterbrechungen kommen, die bei Nachbildung der Einspeisungen mit festem Arbeitspunkt nicht ermittelt werden können.

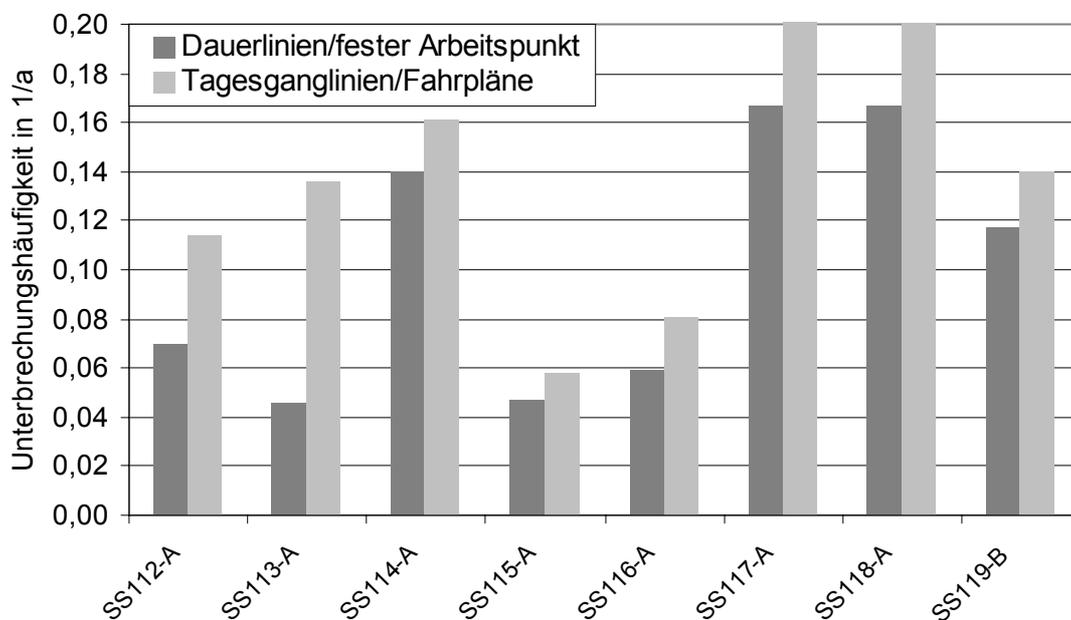


Abbildung 6.16: Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen für die Stationen des Beispielnetzes

Besonders betroffen hiervon ist Station SS113-A. Im Falle eines Ausfalls der Netzanbindung – was vor Allem durch Common-Mode-Ausfälle der Leitungen LT01 und LT02 bzw. LT01 und LT16 vergleichsweise häufig auftritt – wurde diese Station bisher direkt vom Mittellastkraftwerk KWM versorgt. Dabei wird allerdings vorausgesetzt, dass das Kraftwerk inselständig ist. Bei Modellierung von Fahrplänen für die Kraftwerke ist der Generator KWM allerdings häufig ausgeschaltet, so dass dann beim Ausfall der Netzanbindung unmittelbar eine Versorgungsunterbrechung folgt.

Im Gegensatz zu den *Häufigkeiten von Versorgungsunterbrechungen* bleibt die in Abbildung 6.17 dargestellte *Nichtverfügbarkeit* für alle Stationen außer SS112-A und SS113-A nahezu konstant. Da die *Unterbrechungshäufigkeit* aber angestiegen war, muss folglich die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* gesunken sein.

Dies kommt daher, dass durch die Nachbildung der Einspeisungen mit Fahrplänen zwar zusätzliche Versorgungsunterbrechungen entstehen, die aber durch das Einschalten der eventuell gemäß Fahrplan ausgeschalteten Einspeisungen schneller behoben werden können, als die schon bisher auftretenden Versorgungsunterbrechungen durch Ausfälle im Netz. Der Mittelwert der *Unterbrechungsdauer* sinkt somit. Lediglich für die Stationen SS112-A und SS113-A kann der Rückgang der *mittleren Unterbrechungsdauer* das Ansteigen der *Unterbrechungshäufigkeit* durch den großen Einfluss des Mittellastkraftwerkes nicht ausgleichen.

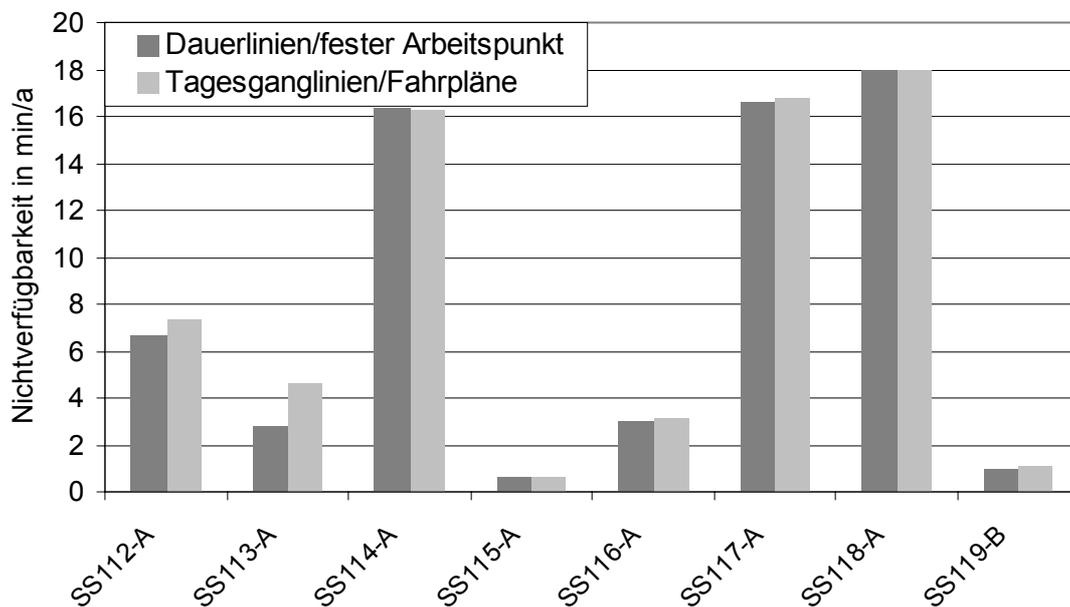


Abbildung 6.17: Nichtverfügbarkeit für die Stationen des Beispielnetzes

Abschließend für diesen Aspekt sind für zwei ausgewählte Stationen – Station SS113-A, die sehr stark von den unterschiedlichen Modellierungen beeinflusst wird, und SS114-A, die in geringerem Maße beeinflusst wird – die dreidimensionalen Visualisierungen der Zuverlässigkeitskenngrößen dargestellt. Abbildung 6.18 zeigt dazu zunächst die Werte bei Modellierung der Lasten mit Dauerlinien und der Einspeisungen mit festen Arbeitspunkten und Abbildung 6.19 entsprechend die Ergebnisse für die Nachbildung mit Tagesganglinien und Fahrplänen.

Hier sind die beschriebenen Auswirkungen im direkten Vergleich ebenfalls deutlich zu erkennen: Für SS113-A ist das starke Ansteigen der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* und die Verringerung der *Unterbrechungsdauer* zu erkennen; die *Nichtverfügbarkeit* als Fläche in der *H-T-Ebene* wird jedoch durch das stärkere Ansteigen der *Unterbrechungshäufigkeit* ebenfalls größer. Bei Station SS114-A halten sich dagegen das Ansteigen der *Unterbrechungshäufigkeit* und die Reduktion der *mittleren Unterbrechungsdauer* in etwa die Waage, so dass die *Nichtverfügbarkeit* auf unverändertem Niveau bleibt.

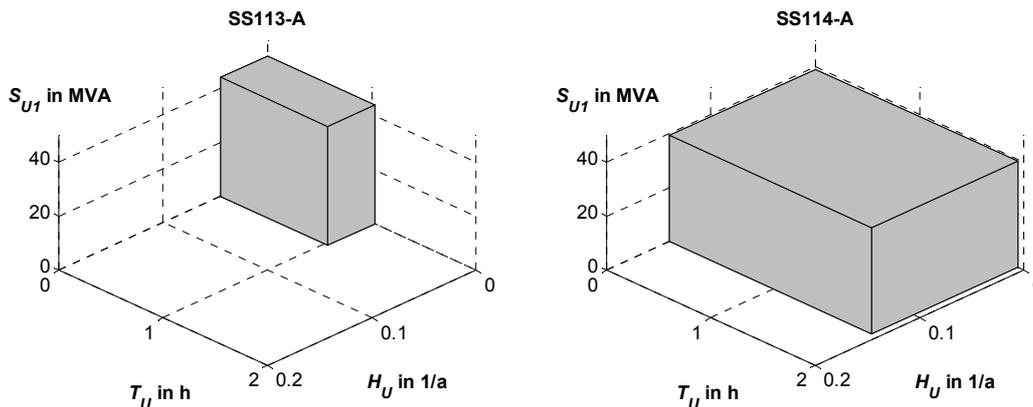


Abbildung 6.18: Dreidimensionale Visualisierung der Zuverlässigkeitskenngrößen von Station SS113-A und SS114-A bei Modellierung mit Dauerlinien / festem Arbeitspunkt

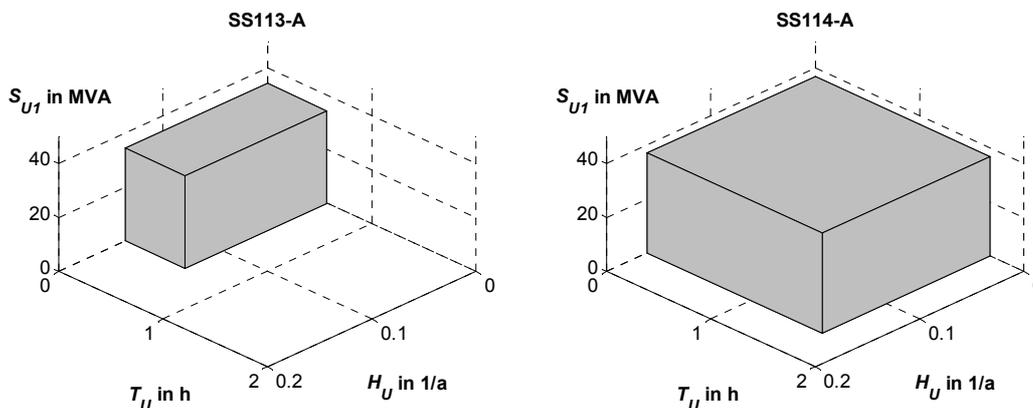


Abbildung 6.19: Dreidimensionale Visualisierung der Zuverlässigkeitskenngrößen von Station SS113-A und SS114-A bei Modellierung mit Tagesganglinien / Fahrplänen

6.3.4 Kenngrößen für Einspeisungen

Wie bereits beim Höchstspannungs-Beispielnetz, so können auch im 110-kV-Beispielnetz Kenngrößen für störungsbedingte Abweichungen von den vorgegebenen Fahrplänen für Einspeisungen ermittelt werden.

Für die störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen sind die Ergebnisse in Abbildung 6.20 dargestellt. Auch hier ist zunächst zu erkennen, dass die Werte für die Netzeinspeisung ESPZ Null sind, da sie als im Normalbetrieb ausgeschaltete Einspeisung natürlich nicht von einer Minderlieferung betroffen sein kann. Prinzipiell ergeben sich für den Grundlastblock KWG, den Mittellastblock KWM und die permanent eingeschaltete Netzeinspeisung ESPP ebenfalls zum Verbundnetz analoge Verhältnisse. Ein signifikanter Unterschied besteht lediglich für den Mittel-

lastblock KWM, der hier eine im Vergleich höhere *Häufigkeit der störungsbedingten Minderlieferung* aufweist, die sogar fast das Niveau der ständig am Netz befindlichen Netzeinspeisung ESPP aufweist. Ursache hierfür ist die Netzanbindung von KWM über lange Doppel-Freileitungen, die vergleichsweise häufig von Common-Mode-Fehlern betroffen sind. Durch diese Common-Mode-Fehler wird dann das Kraftwerk KWM komplett vom Netz getrennt, womit sich auch die hohen Werte der *störungsbedingten Leistungs- und Energieminderlieferung* von KWM erklären.

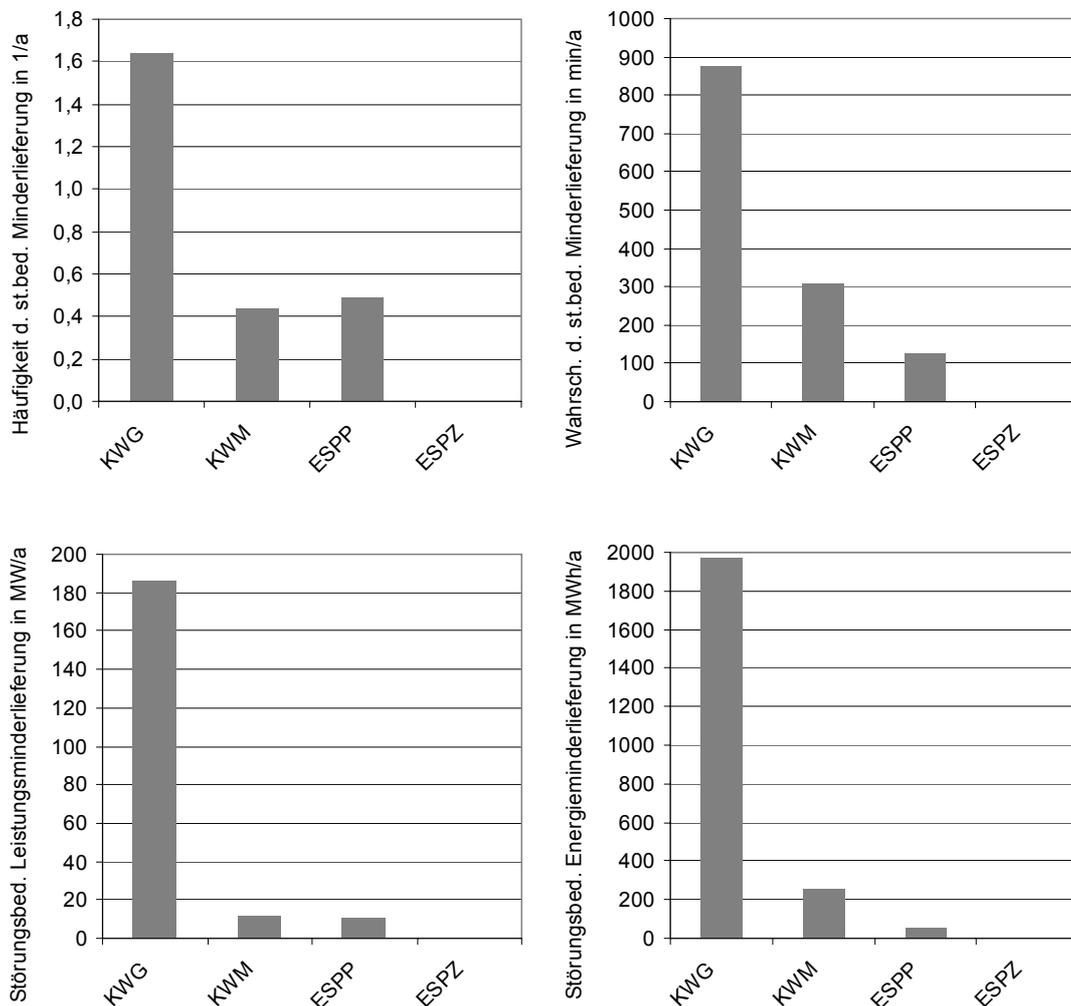


Abbildung 6.20: Kenngrößen für störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen

Abbildung 6.21 zeigt die Kenngrößen der störungsbedingten Mehrlieferung von Einspeisungen im Hochspannungs-Beispielnetz. Auch hier lassen sich die gleichen Effekte wie im Beispiel-Verbundnetz erkennen. Auffallend ist noch der hohe Wert der *störungsbedingten Leistungsmehrlieferung* der einschaltbaren Netzeinspeisung ESPZ. Diese Netzeinspeisung wird überwiegend dann eingeschaltet, wenn durch Common-Mode-Ausfälle der langen Freileitungen LT09 und LT03 der Netzteil um

die Stationen SS117-A, SS118-A und SS119-A vom restlichen Netz getrennt wird. Hier kann dann nach kurzer Zeit durch Einschalten von ESPZ die Wiederversorgung der unterbrochenen Stationen erfolgen – wobei ESPZ alleine die volle Leistung aufbringen muss. Da allerdings die *Wahrscheinlichkeit für die störungsbedingte Mehrlieferung* von ESPZ vergleichsweise gering ist, ergeben sich trotz des hohen Leistungswertes geringe Werte für die *störungsbedingte Energiemehrlieferung*.

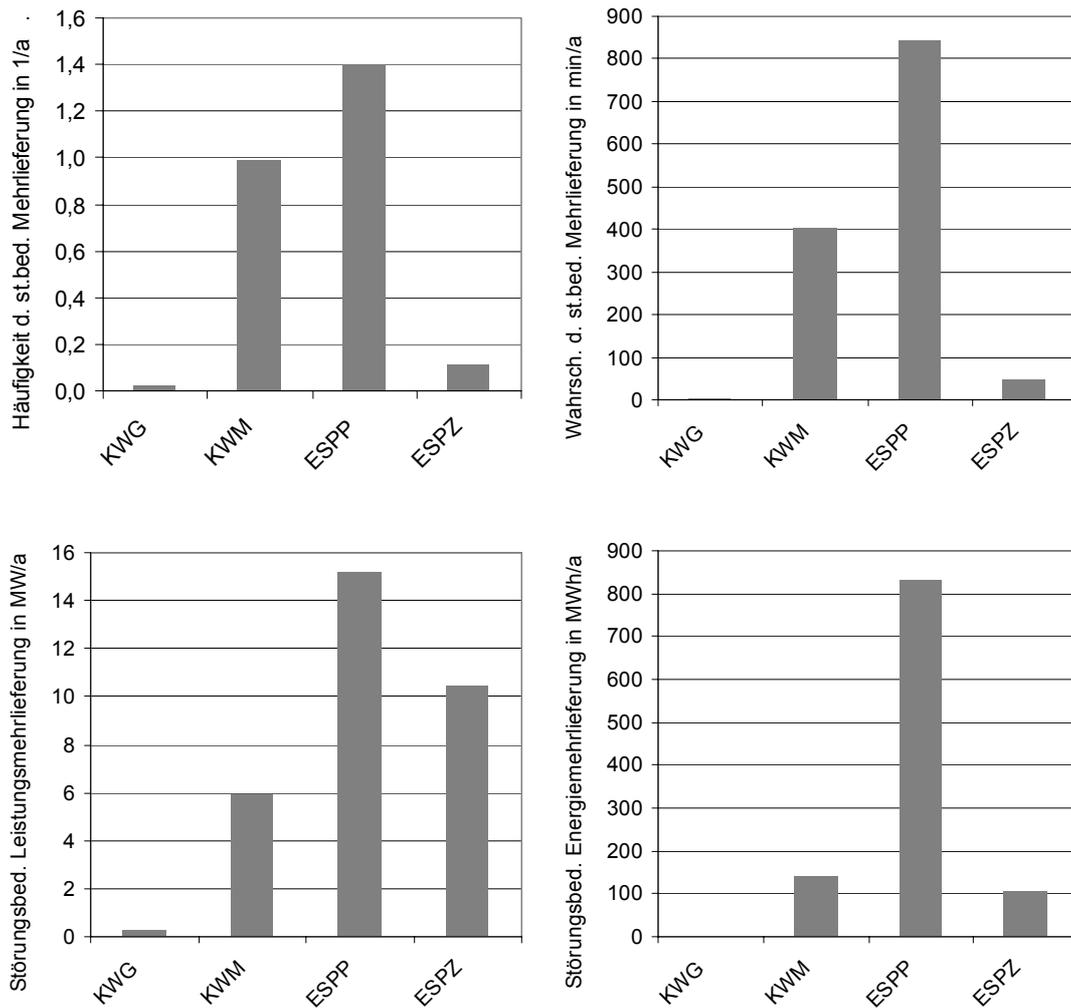


Abbildung 6.21: Kenngrößen für störungsbedingte Mehrlieferung von Einspeisungen

6.4 Mittelspannungsnetz

6.4.1 Beispielnetz

Das Mittelspannungs-Beispielnetz ist ein geringfügig verändertes reales städtisches 10-kV-Kabelnetz. Das Netz ist vorwiegend in Ringstruktur aufgebaut; Abbildung 6.22 zeigt den schematischen Netzplan. Die Stromkreislänge beträgt 28 km, die Spitzenlast der insgesamt 71 Ortsnetzstationen beträgt 45 MW und wird von einem Umspannwerk eingespeist.

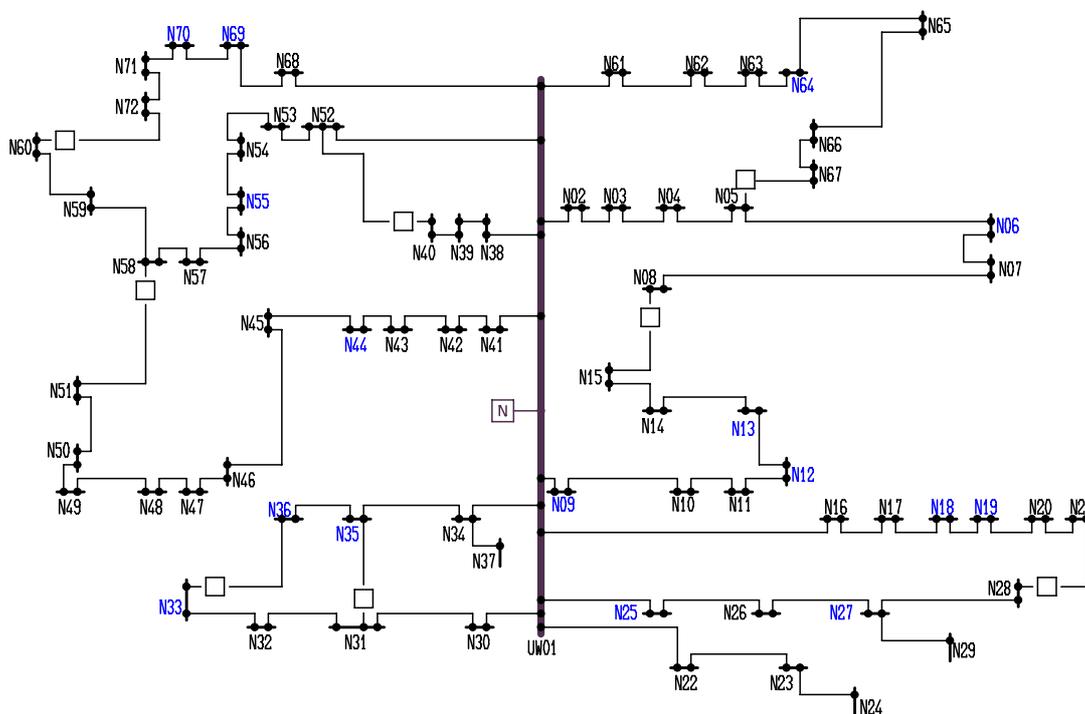


Abbildung 6.22: Netzplan des Mittelspannungs-Beispielnetzes

In diesem Beispielnetz wird auch ein Versicherungsmodell mit zwei Tarifklassen modelliert. Die meisten Kunden wählen einen Basistarif – die Erstattungen betragen hier 8 €/kW für die unterbrochene Leistung und 4 €/kWh für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie. Einige Stationen stellen jedoch Kunden mit einer erhöhten Sensibilität auf Versorgungsunterbrechungen dar, die folglich einen höheren Tarif mit entsprechend höheren Erstattungen (24 €/kW und 14 €/kWh) wählen. Die Höhe der Erstattungen liegt in einem vergleichbaren Rahmen wie in Kundenbefragungen ermittelte Unterbrechungskosten (z.B. [Gates et al.]). Die Netzdaten und die verwendeten Zuverlässigkeitskenndaten des Beispielnetzes sind in Anhang B dargestellt.

Für das Mittelspannungs-Beispielnetz werden Zuverlässigkeitsberechnungen einmal mit dem analytischen Verfahren bei einer Mindestwahrscheinlichkeit von 10^{-9} – hier werden 10192 Fehlerkombinationen berechnet – und ebenfalls mit der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Dauerlinien und einer Simulationsdauer von

50000 Jahren – mit 57121 betrachteten Fehlerkombinationen – durchgeführt. Die kürzere Simulationsdauer ist hier ausreichend, da das Ausfallgeschehen im Vergleich zu Hoch- und Höchstspannungsnetzen wesentlich ausgeprägter ist. In Mittelspannungsnetzen kommt es darüber hinaus aufgrund der Netztopologie seltener zu Fehlerkombinationen mit Teilversorgungen, so dass hier auch die Ergebnisunterschiede bei Modellierung der Lasten mit Dauer- bzw. Tagesganglinien deutlich geringer sind. Für die Betrachtungen in diesem Beispiel ist eine Nachbildung mit Dauerlinien ausreichend. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Anhang C dargestellt.

Zunächst geben die in Abbildung 6.23 dargestellte *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* und die *Nichtverfügbarkeit* der einzelnen Stationen in Abbildung 6.24 einen Überblick über das Zuverlässigkeitsniveau im Mittelspannungs-Beispielnetz.

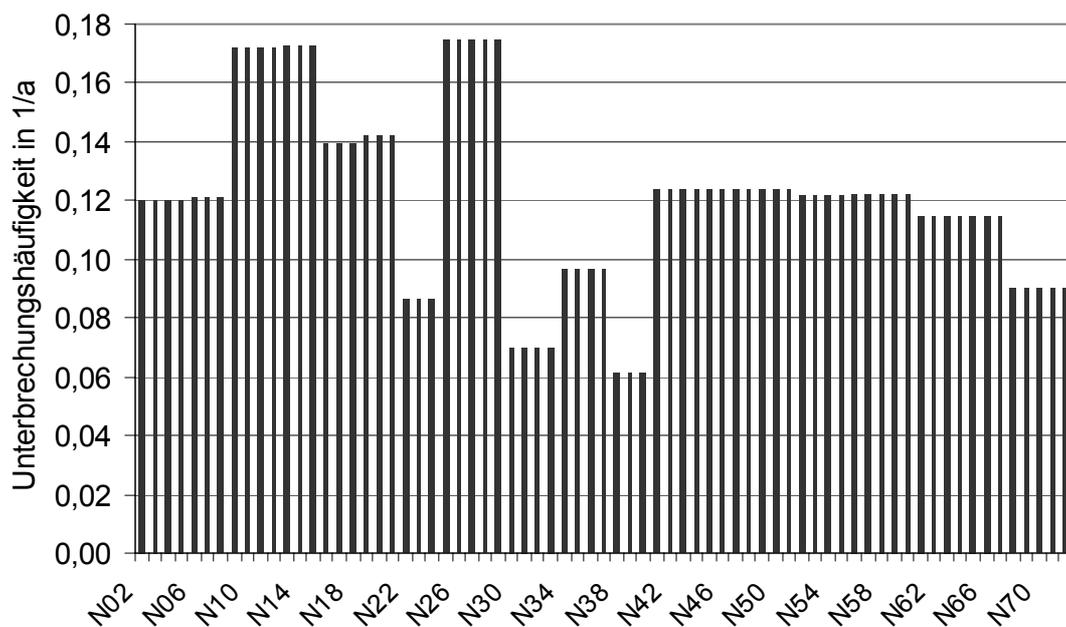


Abbildung 6.23: Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen der Stationen (analytische Berechnung)

Bei der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* ist der für Mittelspannungs-Ringnetze typische Effekt zu erkennen, dass für alle Stationen in einem Halbring aufgrund der Tatsache, dass Fehler auf diesem Halbring nur durch den Leistungsschalter im entsprechenden Abgang des Umspannwerkes ausgeschaltet werden können, gleiche Werte auftreten. Die Höhe der *Unterbrechungshäufigkeit* variiert dabei um den Faktor drei zwischen den niedrigsten und den höchsten Werten, was annähernd linear auf die unterschiedliche Stromkreislänge der einzelnen Stränge zurückzuführen ist.

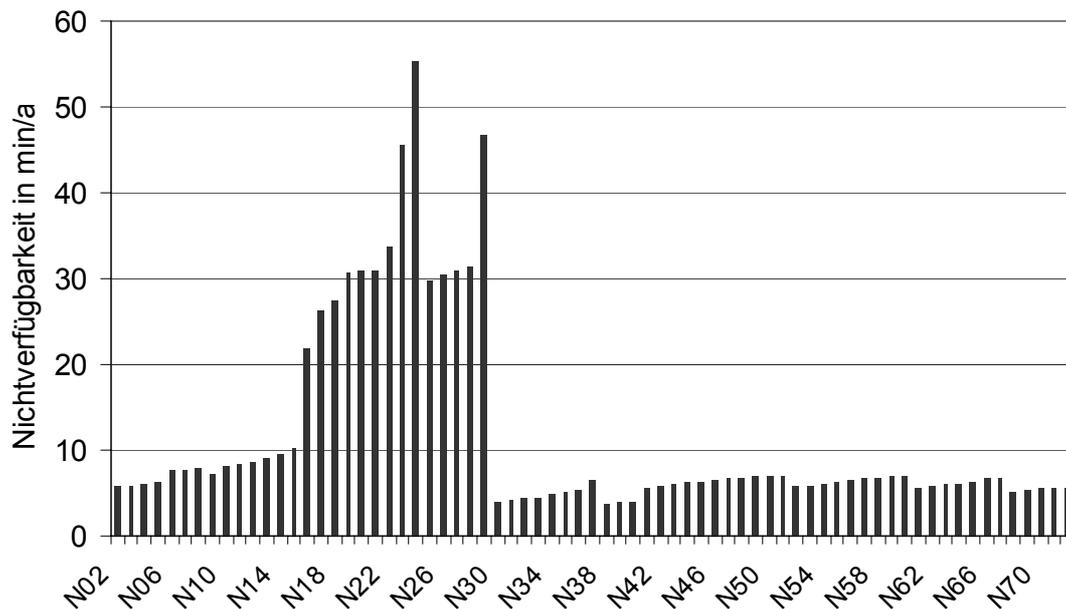


Abbildung 6.24: Nichtverfügbarkeit der Stationen (analytische Berechnung)

Bei Betrachtung der *Nichtverfügbarkeit* nach Abbildung 6.24 fällt vor Allem auf, dass die Werte für alle Stationen, die in Halbringen eingebunden sind, sehr ähnlich sind. Die Unterschiede in der *Unterbrechungshäufigkeit* zwischen Stationen verschiedener Halbringe werden durch die annähernd gleiche *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen*, die in überwiegendem Maße durch die Dauer für das Einschalten der im Normalbetrieb ausgeschalteten Trennstelle bestimmt wird, in der *Nichtverfügbarkeit* nahezu ausgeglichen. Das leichte Ansteigen der Werte bei zunehmender Entfernung der Stationen des jeweiligen Halbrings vom Umspannwerk wird durch Überlastungen von Leitungen beim Betrieb mit eingeschalteter Trennstelle nach Ausfällen verursacht. Der Einfluss ist jedoch in den meisten Fällen sehr gering.

Lediglich für den Ring mit den Stationen N16 bis N21 und N25 bis N29 ergeben sich signifikant höhere Werte. Ursache hierfür kann, da die *Unterbrechungshäufigkeit* sich nicht wesentlich von den Werten in anderen Ringen unterscheidet, nur ein höheres Niveau der *mittleren Unterbrechungsdauern* sein. Verursacht wird dies dadurch, dass die erwähnten Überlastungen in Fehlersituationen durch vergleichsweise leistungsschwache Leitungen in diesem Ring eine deutlich höhere Rolle spielen und die *mittlere Unterbrechungsdauer* entsprechend steigern.

Schließlich ist noch zu erkennen, dass die mit Abstand höchsten Werte der *Nichtverfügbarkeit* an den Stationen auftreten, die im Stich eingebunden sind. Auch dies wird natürlich durch entsprechend hohe Werte der *mittleren Unterbrechungsdauer* verursacht, da im Falle einer Sticheinbindung keine Schaltmöglichkeiten bestehen und eine Wiederversorgung erst nach Ablauf der Aus-Dauer der fehlerbetroffenen Komponente möglich ist.

In Abbildung 6.25 sind für einige Stationen aus verschiedenen Strängen des Mittelspannungs-Beispielnetzes die Zuverlässigkeitskenngrößen in der dreidimensionalen Visualisierung dargestellt. Die signifikanten Unterschiede der jeweiligen Einbindung lassen sich daran sehr gut erkennen.

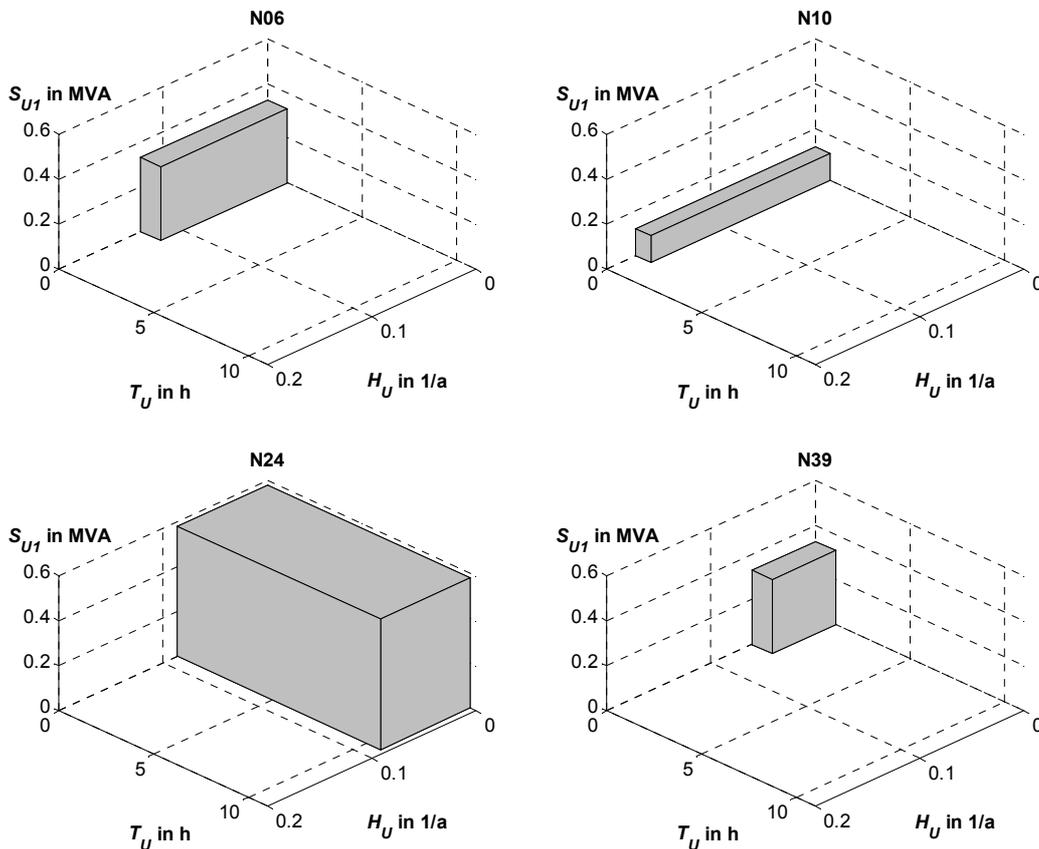


Abbildung 6.25: Dreidimensionale Visualisierung der Zuverlässigkeitskenngrößen einzelner Stationen

Für die Stationen, die in Halbringen eingebunden sind (N06, N10 und N39), ergeben sich quasi identische Werte für die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen*. Wesentliche Unterschiede bestehen natürlich in den jeweiligen Leistungswerten der Stationen, und auch in der *Unterbrechungshäufigkeit*, die annähernd linear von der Stromkreislänge der einzelnen Halbringe abhängt. Bei Station N24, die die letzte Station der im Stich angebotenen Stationen N22 bis N24 darstellt, bestimmt dagegen deutlich die hohe *mittlere Unterbrechungsdauer* die Versorgungsqualität des Kunden.

6.4.2 Verteilungsfunktionen für Verbraucherkenngrößen

Auch für die Verbraucher des Mittelspannungs-Beispielnetzes werden die Verteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen aus der Monte-Carlo-Simulation ermittelt und mit den aus den Ergebnissen des analytischen Berechnungsverfahrens genäherten Verteilungsfunktionen (siehe Kapitel 4) verglichen (vgl. auch [Schwan et al. 2001b, Schwan et al. 2002]). Auch hier wird, wie im Hochspannungs-Beispielnetz, jeweils ein Bezugszeitraum von 10 Jahren verwendet.

Abbildung 6.26 zeigt die Verteilung der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* der Station N06. Zunächst ist hier die gute Übereinstimmung zwischen der aus der Monte-Carlo-Simulation ermittelten Verteilung und der genäherten Poisson-Verteilung auffallend. Darüber hinaus zeigt der Vergleich mit den Ergebnissen im Hochspannungs-Beispielnetz, dass hier im Mittelspannungsnetz auch bei Verwendung der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Dauerlinien die Verteilungsfunktion der *Unterbrechungshäufigkeit* im Wesentlichen einer reinen Poisson-Verteilung entspricht. Die Ursache ist wie bereits dargelegt die Tatsache, dass Überlastungen mit entsprechenden Teilversorgungen nach Ausfällen im Mittelspannungsnetz quasi keine Rolle spielen.

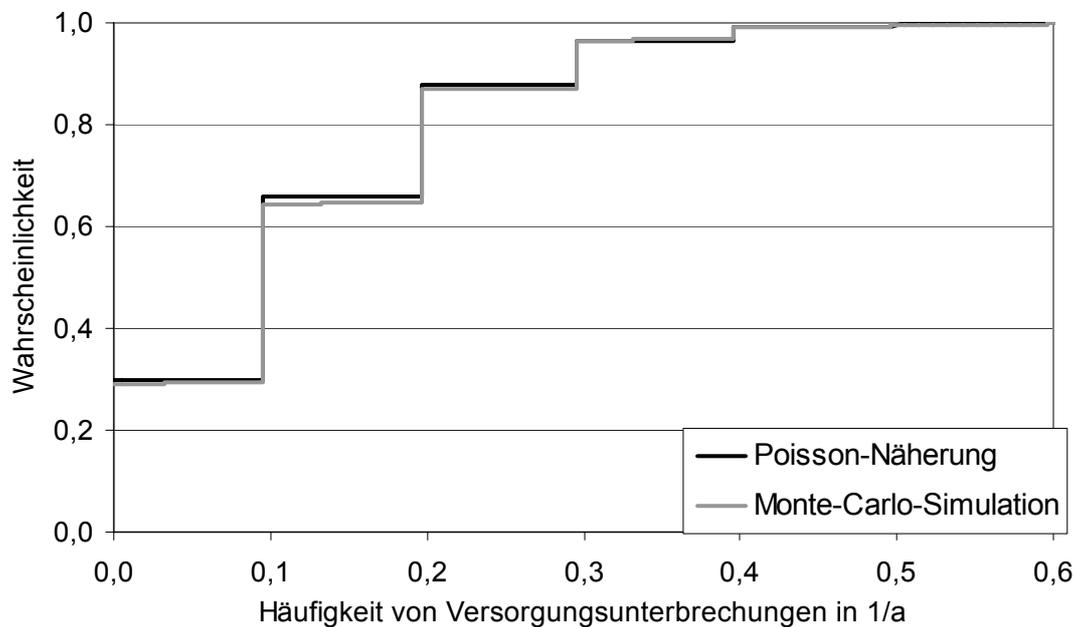


Abbildung 6.26: Verteilungsfunktion der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* der Station N06

Die folgenden Abbildungen zeigen die Verteilungsfunktionen der *Nichtverfügbarkeit* (Abbildung 6.27) und der *nicht zeitgerecht gelieferten Energie* (Abbildung 6.29) im gesamten Beispielnetz, sowie der *unterbrochenen Leistung* an Station N06 (Abbildung 6.28).

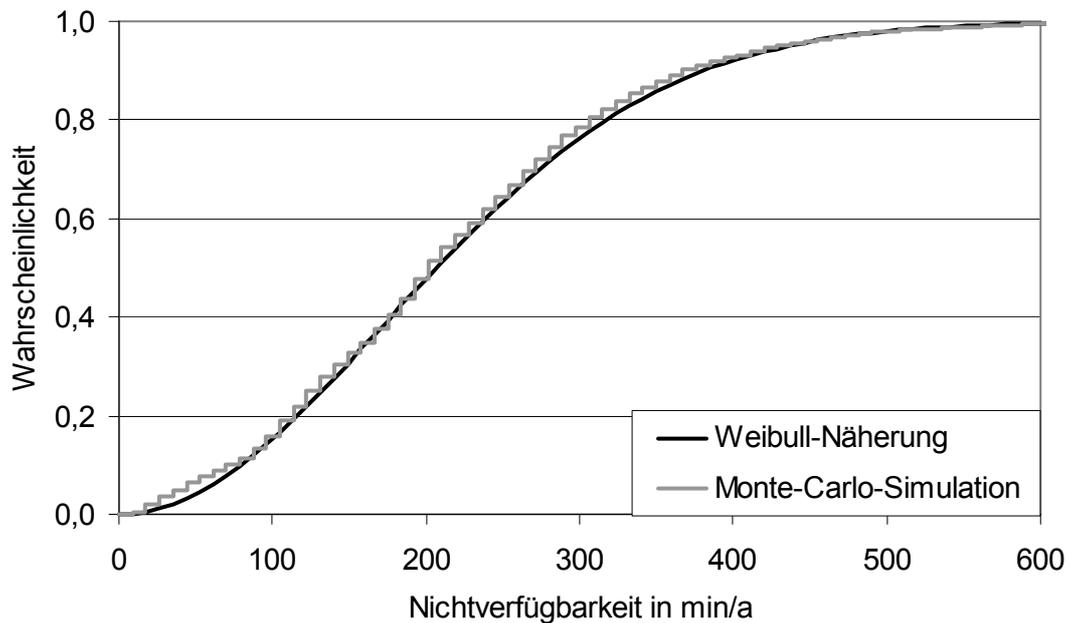


Abbildung 6.27: Verteilungsfunktion der *Nichtverfügbarkeit* im gesamten Netz

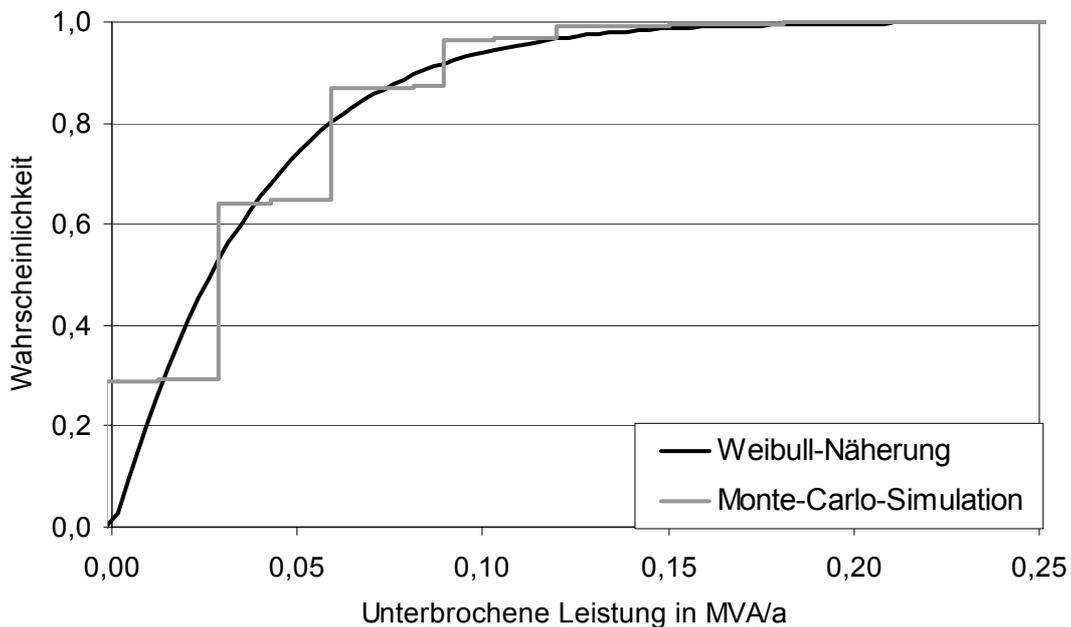


Abbildung 6.28: Verteilungsfunktion der *unterbrochenen Leistung* an Station N06

Auch diese Beispiele belegen die hohe Güte der genäherten Verteilungen im Vergleich zu den Ergebnissen aus der Monte-Carlo-Simulation. Insbesondere wird damit auch die Annahme, diese Verteilungen mit Weibull-Verteilungen darstellen zu können, bestätigt.

Ein Unterschied im Vergleich zu den Verhältnissen im Hochspannungs-Beispielnetz zeigt sich noch in den Ergebnissen für die einzelne Station N06. Während im

Hochspannungs-Beispielnetz kein prinzipieller Unterschied zwischen dem Verlauf der Verteilungsfunktionen für die Ergebniskenngrößen des gesamten Netzes und denen für einzelne Stationen zu erkennen war, so ist hier eine deutlich diskretere Stufung der aus der Monte-Carlo-Simulation bestimmten Verteilungen für die Ergebniskenngrößen einzelner Stationen erkennbar. Ursache ist die Tatsache, dass im Mittelspannungs-Beispielnetz bedingt durch die unvermaschte Netztopologie nur eine geringe Zahl der insgesamt auftretenden Fehlerkombinationen jeweils Auswirkungen auf eine einzelne Station hat. Folglich sind die Zuverlässigkeitskenngrößen für einzelne Stationen durch eine vergleichsweise geringe Zahl an Ereignissen bestimmt, was sich in der diskreten Stufung der Verteilungen äußert. Im Hochspannungsnetz ist dieser Effekt durch den vermaschten Netzaufbau und die entsprechend der gewählten Modellierung auftretenden Teilversorgungen deutlich geringer ausgeprägt.

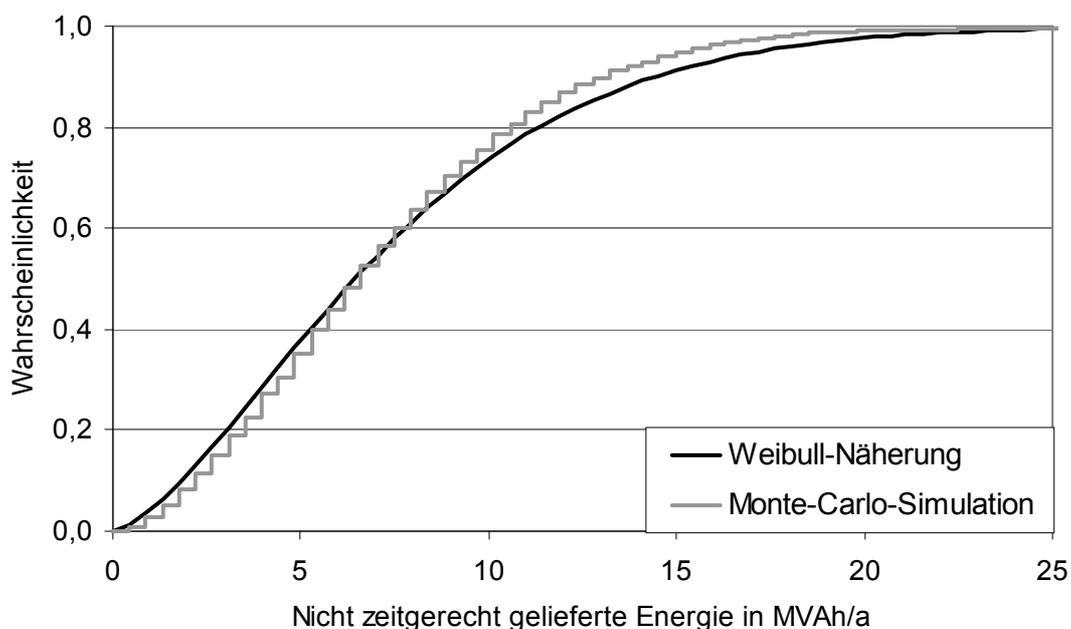


Abbildung 6.29: Verteilungsfunktion der *nicht zeitgerecht gelieferten Energie* im gesamten Netz

Da im Mittelspannungs-Beispielnetz auch eine monetäre Bewertung der Zuverlässigkeitskenngrößen durchgeführt wurde, können auch die entsprechenden Verteilungen der *Unterbrechungskosten* und der *Erstattungen* ermittelt werden. Abbildung 6.30 zeigt die Ergebnisse für die *Unterbrechungskosten* an Station N06 und Abbildung 6.31 für die *Erstattungen* im gesamten Netz.

Auch für diese monetären Kenngrößen, die die am höchsten aggregierten Zuverlässigkeitskenngrößen darstellen, zeigen die Ergebnisse eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den Verteilungsfunktionen aus der Monte-Carlo-Simulation und dem analytischen Verfahren.

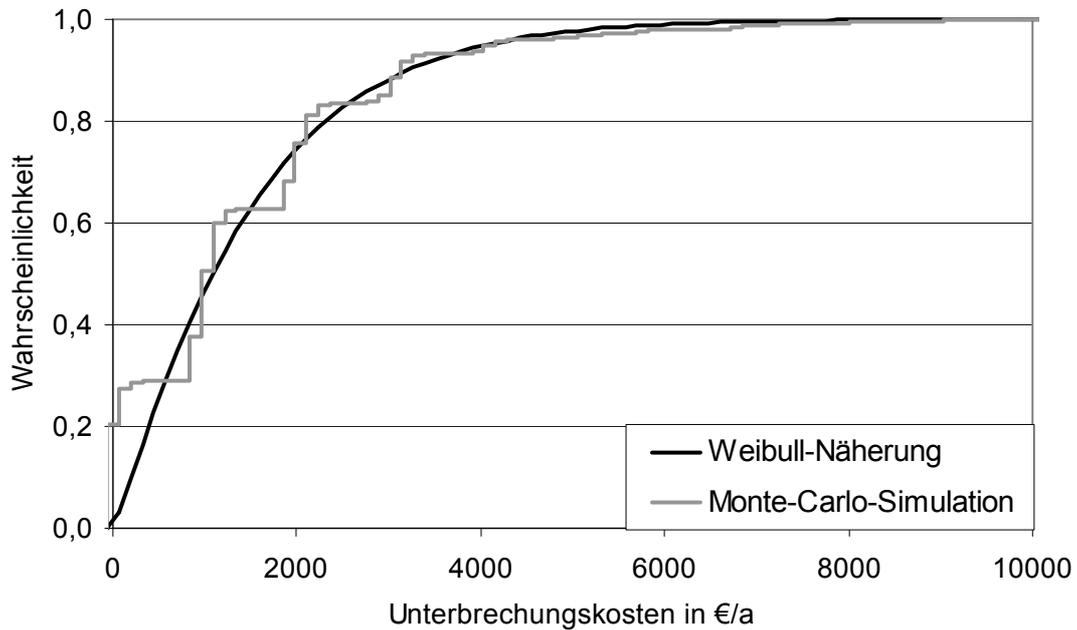


Abbildung 6.30: Verteilungsfunktion der *Unterbrechungskosten* an Station N06

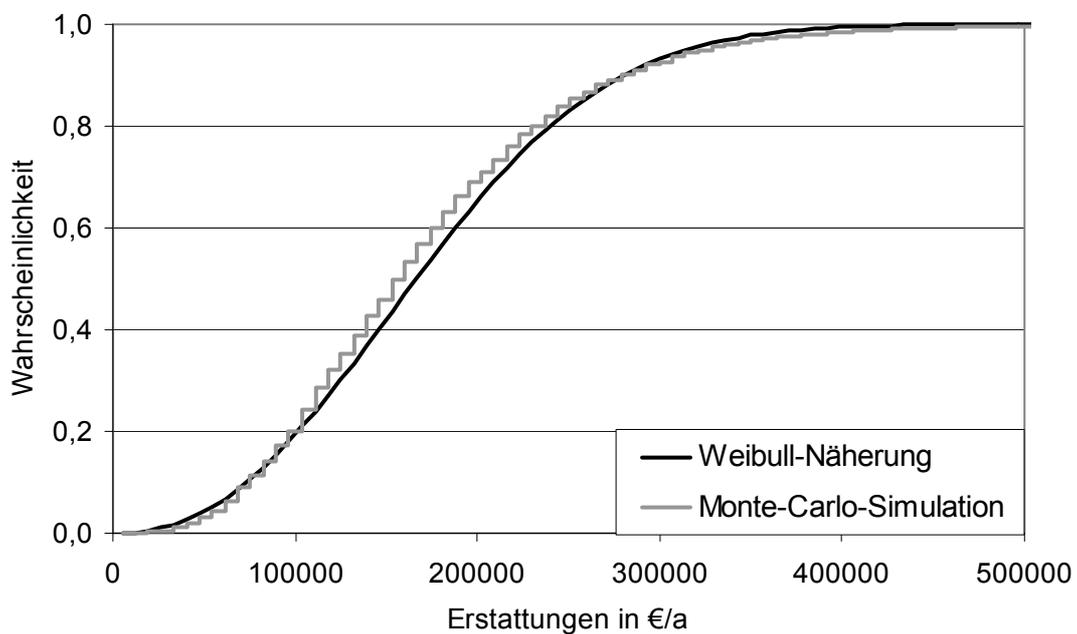


Abbildung 6.31: Verteilungsfunktion der *Erstattungen* im gesamten Netz

Die Dauer des Betrachtungszeitraumes, über dem jeweils die Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt werden (in den bisherigen Beispielen 10 Jahre), hat natürlich einen starken Einfluss auf die Verteilungen. Es ist naheliegend, dass die Wahl eines kürzeren Betrachtungszeitraumes die Streuung der Ergebnisse vergrößert, da im Vergleich von kürzeren Zeiträumen zufallsbedingt größere Abweichungen auftreten werden. Längere Betrachtungszeiträume senken die statistischen Abweichungen.

Abbildung 6.32 zeigt die Verteilungsfunktion für die *unterbrochene Leistung* an Station N06 bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr (vgl. Ergebnisse für einen Betrachtungszeitraum von zehn Jahren in Abbildung 6.28). Es wird deutlich, dass die aus der Monte-Carlo-Simulation bestimmte Verteilungsfunktion im Wesentlichen nur noch aus zwei Stufen besteht – was bedeutet, dass mit etwa 90 % Wahrscheinlichkeit die *unterbrochene Leistung* an Station N06 in einem Jahr 0 beträgt, und mit ungefähr 10 % Wahrscheinlichkeit 0,3 MVA/a. Dies entspricht genau der *unterbrochenen Leistung für einen Ausfall*; die Wahrscheinlichkeit für mehr als eine Versorgungsunterbrechung pro Jahr ist also nahezu Null.

In diesem extremen Beispiel wird deutlich, dass die Nachbildung durch Weibull-Funktionen an Grenzen stößt. Hier wäre mindestens eine Verschiebung (Offset) erforderlich, die allerdings die Identifikation eines zusätzlichen Parameters erfordern würde. Dies ist, da als Ergebnis der analytischen Berechnung nur der Erwartungswert und die Varianz zur Verfügung stehen, die bereits zur Identifikation der Weibull-Parameter verwendet werden, nicht möglich.

Für den praktischen Einsatz sind die Verteilungsfunktionen über einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr allerdings schon aufgrund ihrer Unschärfe wenig geeignet.

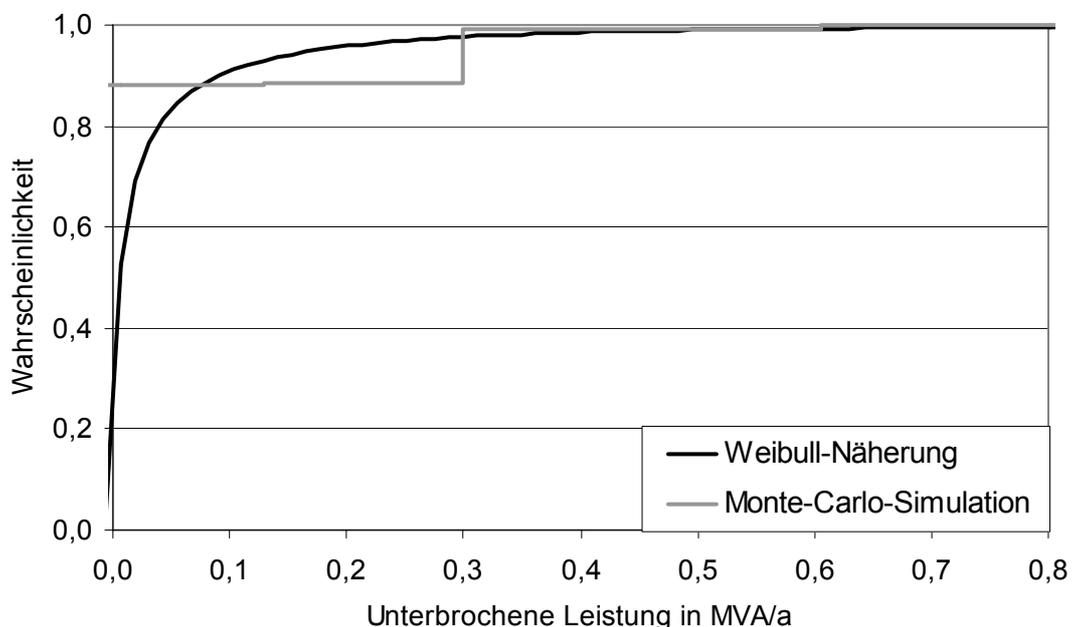


Abbildung 6.32: Verteilungsfunktion der *unterbrochenen Leistung* an Station N06 bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr

Abbildung 6.33 zeigt die Verteilungsfunktion für die *Erstattungen* im gesamten Netz bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr. Der Vergleich mit Abbildung 6.31, wo die Ergebnisse für einen Betrachtungszeitraum von zehn Jahren dargestellt sind, ergibt auch hier eine diskretere Stufung der Verteilung über den kürzeren Betrachtungs-

tungszeitraum. Durch die Berücksichtigung aller Fehlerkombinationen für die Ergebnisse des gesamten Netzes ist dieser Effekt allerdings nicht so ausgeprägt wie bei der eben betrachteten *unterbrochenen Leistung* an Station N06. Allerdings wird hier ein anderer Effekt erkennbar – wie schon dargelegt wurde, führt ein kürzerer Betrachtungszeitraum zu höheren Streuungen. Für eine vergleichbare Darstellung der Verteilungsfunktion muss hier auf der Abszisse ein etwa dreimal größerer Wertebereich aufgetragen werden; das Auftreten von höheren Werten hat also eine entsprechend höhere Wahrscheinlichkeit.

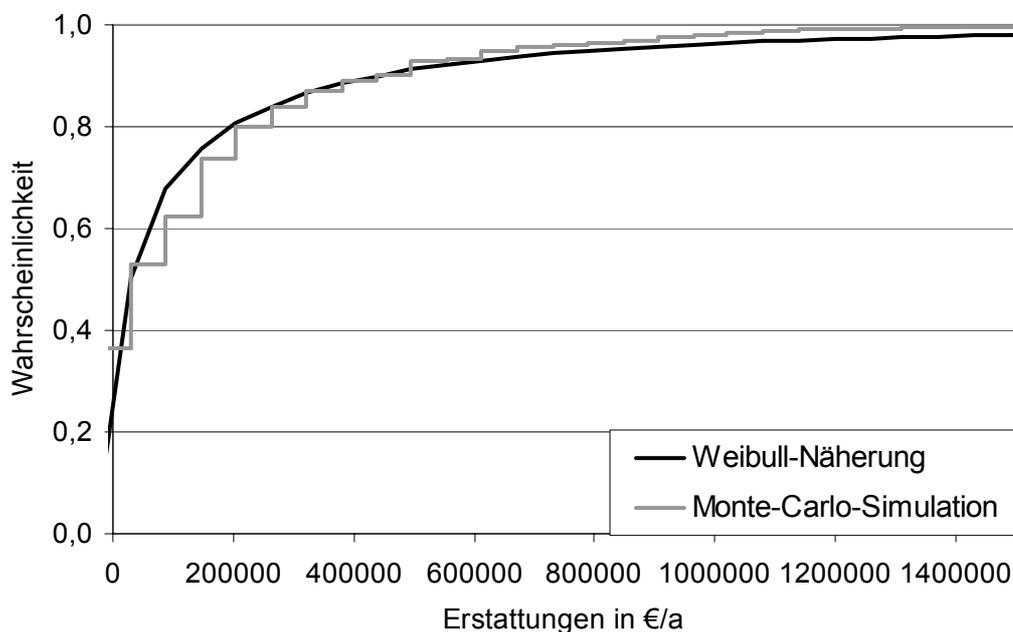


Abbildung 6.33: Verteilungsfunktion der *Erstattungen* im gesamten Netz bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr

Je nach Anwendungsfall und untersuchter Problemstellung ist ein anderer Betrachtungszeitraum vorgegeben bzw. sinnvoll zu wählen. Für die Untersuchung der maximal auftretenden Kennwerte eignen sich kurze Betrachtungszeiträume, während z.B. für Risikoabschätzungen Verteilungsfunktionen über längere Betrachtungszeiträume mit entsprechend geringerer Unschärfe benötigt werden, um zu aussagekräftigen Ergebnissen zu gelangen.

Diese Beispieldarstellungen legitimieren das vorgestellte Verfahren, aus den Ergebnissen des analytischen Verfahrens durch eine entsprechende Umrechnung der Varianzen die Verteilungsfunktionen unter Annahme beliebiger Betrachtungszeiträume zu ermitteln. Bei kleinen Betrachtungszeiträumen bzw. bei einer sehr kleinen Zahl an für die Untersuchung relevanten Ereignissen stößt das Verfahren allerdings an seine charakteristischen Grenzen.

6.4.3 Variantenvergleich und Risikoabschätzungen

6.4.3.1 Erhöhung der Zuverlässigkeit durch Trennstellenverlagerung

In diesem Abschnitt wird die Anwendung der Verteilungsfunktionen von Zuverlässigkeitskenngrößen in Verfahren der Risikoabschätzung demonstriert (vgl. auch [Schwan et al. 2001a, Schwan et al. 2001b, Schwan et al. 2002]).

Die Auftrennung eines Ringes in Mittelspannungsnetzen in zwei Halbringe, was den üblichen unvermaschten Betriebszustand darstellt, erfolgt in der Regel durch das einseitige Ausschalten einer Leitung. Dadurch, dass die Leitung nicht an beiden Endpunkten ausgeschaltet ist, führen Fehler auf dieser Leitung zur Ausschaltung des entsprechenden Leistungsschalters im Umspannwerk und somit zu einer Versorgungsunterbrechung an allen Stationen im betroffenen Halbring. Dieses Verhalten wird auch in der Zuverlässigkeitsberechnung nachgebildet.

In diesem Beispiel wird nun die Auswirkung der Verlagerung und der beidseitigen Ausschaltung einer Trennstelle im Ring bestehend aus den Stationen N02 bis N15 des Mittelspannungs-Beispielnetzes untersucht. Im Ausgangszustand befindet sich die Trennstelle auf der Leitung von Station N08 zur Station N15 und ist in N08 ausgeschaltet, in N15 allerdings eingeschaltet. In einer neuen Variante wird das Netz nach Verlegung der Trennstelle auf die Leitung von Station N07 nach N08 und der beidseitigen Ausschaltung dieser Leitung untersucht.

Aus den Ergebnissen der analytischen Zuverlässigkeitsberechnung ergibt sich, dass die *Erstattungen* in der neuen Variante mit knapp 33000 €/a 20 % unter dem Wert der Ausgangsvariante liegen. Die Ursache für diesen Rückgang liegt in der beidseitigen Ausschaltung der Leitung, die die Trennstelle darstellt. Im Falle der beidseitigen Ausschaltung können Fehler auf dieser Leitung nun nicht mehr zu Versorgungsunterbrechungen führen. Die Auswirkung auf die Zuverlässigkeit wird in diesem Beispiel dadurch verstärkt, dass mit der Verlagerung der Trennstelle auf die Leitung zwischen Station N07 und N08 eine deutlich längere Leitung als Trennstelle ausgewählt wird. Somit wird die Stromkreislänge in diesem Ring quasi reduziert, was einer direkten Reduktion der *Unterbrechungshäufigkeit* entspricht. In der Praxis sind für die Wahl der Trennstelle natürlich auch weitere Aspekte, wie z.B. die Erreichbarkeit der Stationen, zu berücksichtigen.

Allerdings müssen nun im Falle eines Fehlers, der die Einschaltung der Trennstelle erfordert, zwei Schalthandlungen in verschiedenen Stationen durchgeführt werden. Da in Mittelspannungsnetzen derartige Schalthandlungen in der Regel manuell vor Ort ausgeführt werden müssen, erhöht sich im Falle der beidseitigen Ausschaltung natürlich die Schaltdauer zum Einschalten der Trennstelle. Dies wird im Beispiel mit einer Verlängerung von 0,75 h auf 1 h berücksichtigt. Diese höhere Schaltdauer bewirkt auch eine Verlängerung der *mittleren Dauer von Versorgungsunter-*

brechungen, so dass ein Teil des Zuverlässigkeitsgewinns aus der reduzierten *Unterbrechungshäufigkeit* wieder aufgebraucht wird.

Die Differenz in den *Erstattungen* von 20 % erscheint auf den ersten Blick als offensichtliche Ersparnis – allerdings handelt es sich hier um eine Betrachtung der Erwartungswerte. Wie bereits dargestellt wurde, besitzen diese Kenngrößen hohe Streuungen bzw. breite Verteilungsfunktionen. Entsprechend sind weitergehende Betrachtungen mit Verfahren des Risikomanagements erforderlich.

So kann basierend auf den Verteilungen z.B. berechnet werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit der Wert einer Zuverlässigkeitskenngröße in einer Variante um einen gewissen Differenzbetrag über dem Wert in einer anderen Variante liegt (vgl. Gleichung 2.7). Diese Betrachtungen werden sowohl mit den aus Monte-Carlo-Simulationen bestimmten Verteilungen, wie auch mit den aus den analytischen Berechnungsergebnissen genäherten Verteilungen durchgeführt. In Abbildung 6.34 sind die Ergebnisse dargestellt. Die Kurven geben die Wahrscheinlichkeit dafür an, dass die *Erstattungen* in der Ausgangsvariante um mindestens die auf der Abszisse aufgetragene Differenz über dem Wert in der Variante mit verlagerter und beidseitig ausgeschalteter Trennstelle liegen. Wie aus dem Diagramm zu erkennen ist, liegt die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die neue Variante überhaupt zu niedrigeren *Erstattungen* führt (Differenz Null), trotz des hohen Unterschiedes in den Erwartungswerten bei nur ca. 60 %. Die Ergebnisse basierend auf den Verteilungsfunktionen nach der Monte-Carlo-Simulation und nach der Weibull-Näherung aus dem analytischen Verfahren zeigen auch hier eine gute Übereinstimmung.

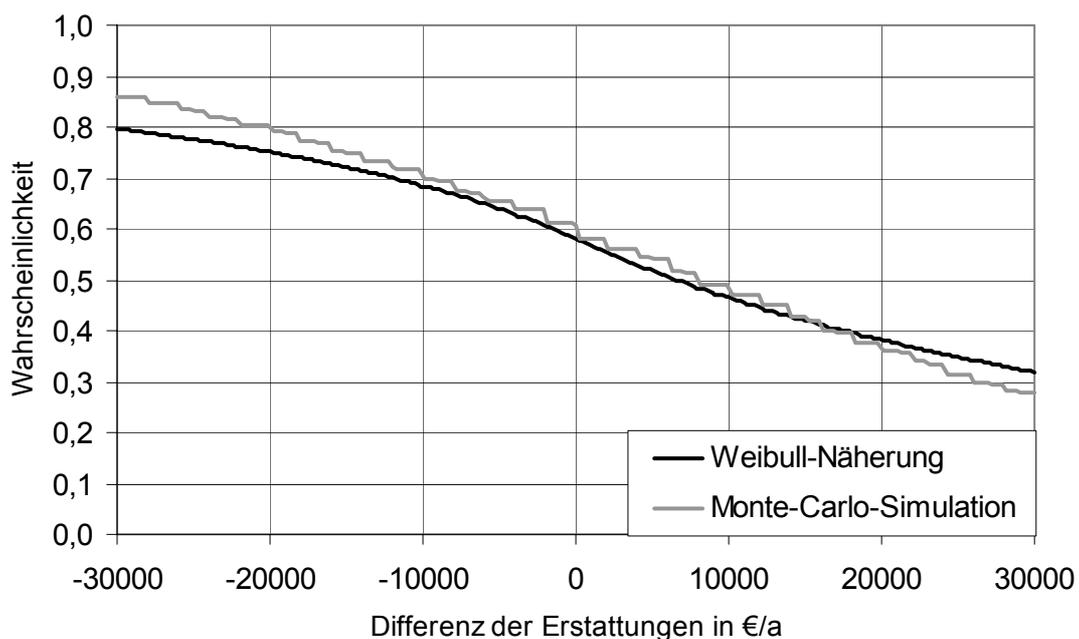


Abbildung 6.34: Wahrscheinlichkeit der Differenz der *Erstattungen* bei Verlagerung der Trennstelle im Ring mit den Stationen N02 bis N15

Hierbei muss zusätzlich noch berücksichtigt werden, dass die Realisierung der neuen Netzvariante gewisse Investitionen erfordern kann, und dass sich z.B. die Verlust- und sonstigen Betriebskosten ändern können. Diese Aspekte können ebenfalls in jährlichen Kosten ausgedrückt werden; insgesamt ist die untersuchte Maßnahme natürlich erst dann kosteneffektiv, wenn die hier eventuell anfallenden Mehrkosten durch die Ersparnis in den *Erstattungen* kompensiert bzw. überkompensiert werden.

In diesem Beispiel ergeben sich allerdings durch eine Verlagerung der Trennstelle keine Investitionskosten, und eine Bestimmung der Verlustkosten nach [VDEW 1978] auf Basis der Lastflussergebnisse ergibt, dass die Verlustkosten hier in der neuen Variante sogar etwas geringer sind.

In einem zweiten Beispiel wird der Ring mit den Stationen N30 bis N37 betrachtet. Durch die historisch gewachsene Netztopologie sind hier zwei Trennstellen vorhanden. In der betrieblichen Praxis ist – wie die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung zeigen – jedoch die Trennstelle auf der Leitung von Station N33 zu Station N36 ausreichend. Es wird daher untersucht, welche Auswirkung das Stillegen der nicht benötigten Leitung LT31 von Station N31 nach N35 auf die Zuverlässigkeit dieses Rings hat. Auch hier ist der maßgebliche Effekt die Reduktion der Stromkreislänge, da die nur einseitig ausgeschalteten Trennstellen ebenfalls Versorgungsunterbrechungen verursachen können.

In den Erwartungswerten für die *Erstattungen* ergibt sich hier ein Unterschied von etwa 1300 €/a bzw. 10 %. Dies ist zwar sicherlich kein überaus signifikanter Unterschied, der aber ohne Kosten und ohne betriebliche Einschränkungen realisiert werden kann.

Auch für dieses Beispiel werden wieder basierend auf den Verteilungen die Wahrscheinlichkeiten für die Differenz der *Erstattungen* zwischen dem Ausgangszustand und der Variante mit stillgelegter Leitung LT31 berechnet; das Ergebnis ist in Abbildung 6.35 dargestellt.

Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die neue Variante mit stillgelegter Leitung LT31 überhaupt günstiger in Bezug auf die *Erstattungen* ist, beträgt hier sogar nur ca. 55 %. Der Verlauf der auf den genäherten Weibull-Verteilungen beruhenden Kurve zeigt hier in den Bereichen hoher Differenzen der *Erstattungen* merkliche Abweichungen von dem Ergebnis auf Basis der Monte-Carlo-Simulation. Außerdem ist in diesem Beispiel eine diskretere Stufung der Kurve auf Basis der Monte-Carlo-Simulation zu erkennen. Ursache ist wieder die Zahl an Fehlerkombinationen, die in diesem Beispiel die Zuverlässigkeit im betrachteten Ring beeinflussen. Da der Ring insgesamt vergleichsweise kurz ist und aus wenigen Stationen besteht, ergibt sich auch nur eine geringere Zahl an maßgeblichen Fehlerkombinationen. Im Ergebnis äußert sich dies mit der diskreteren Stufung, und die Genauigkeit der Näherung nimmt entsprechend ab.

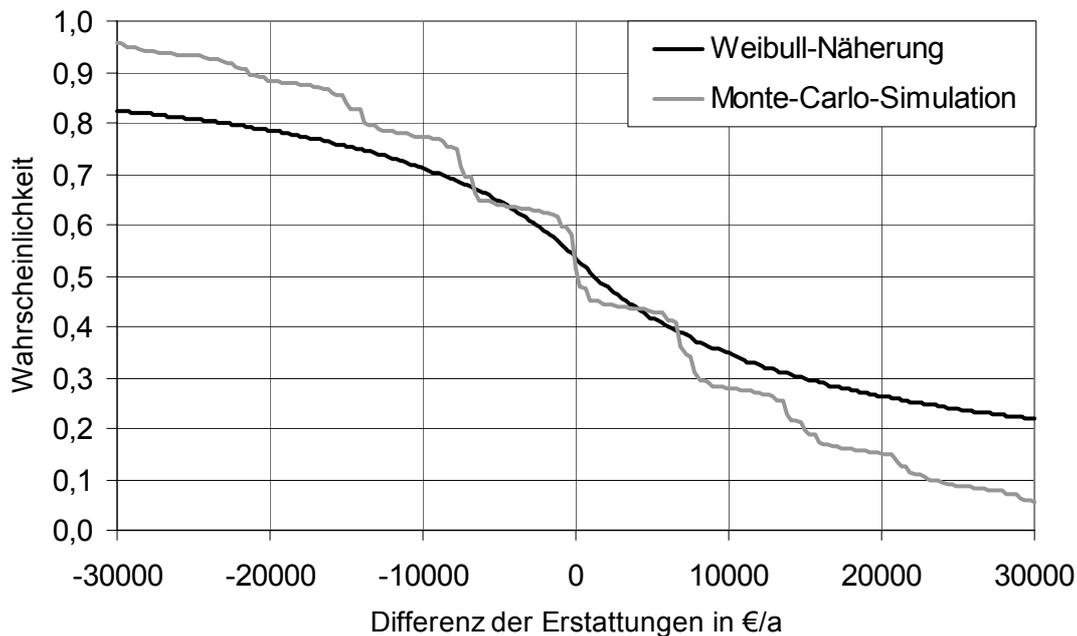


Abbildung 6.35: Wahrscheinlichkeit der Differenz der *Erstattungen* bei Stilllegung der Leitung LT31 im Ring mit den Stationen N30 bis N37

Diese Beispiele zeigen, dass aufgrund der hohen Streuungen der Zuverlässigkeitskenngrößen – die allerdings im Wesentlichen durch die glücklicherweise niedrigen Ausfallraten systembedingt sind, und nicht auf die Modelle, Verfahren oder Eingangsdaten zurückzuführen sind – die Ergebnisse von Risikoabschätzungen Wahrscheinlichkeiten für die Effektivität der untersuchten Maßnahmen liefern, die trotz anscheinend ausreichend sicherer Ergebnisse in der Betrachtung der Erwartungswerte sicherlich nicht in den Bereichen liegen, die in anderen Anwendungen für Prozesse, die mit einer geringer ausgeprägten Stochastik beaufschlagt sind, üblich sind.

6.4.3.2 Einfluss der Ringauslastung

Als letzter Aspekt wird der Einfluss der Ringauslastung auf die Zuverlässigkeit untersucht (vgl. auch [Roos 1989a, Roos 1989b, Schwan et al. 2001a]). Da im ungünstigsten Fehlerfall in einem Ring – also dem Ausfall einer der beiden vom Umspannwerk abgehenden Leitungen – alle Stationen im Ring nach dem Einschalten der Trennstelle über den verbleibenden Abgang versorgt werden müssen, ergibt sich nach dem $(n-1)$ -Kriterium unter der Annahme einer symmetrischen Lastaufteilung zwischen den beiden Halbringen zunächst eine zulässige Auslastung auf den Abgängen im Normalbetrieb von 50 %. In der Praxis werden im Betrieb während einer Ausfallsituation aber begrenzte Überlastungen von Betriebsmitteln zugelassen, so dass die Auslastung gesteigert werden kann. Übliche Werte für zulässige Überlastfaktoren liegen bei 130 % oder 140 %, entsprechend einer zulässigen maximalen Auslastung im Normalbetrieb von 65 % bzw. 70 %.

In diesem Beispiel wird untersucht, wie sich die Erhöhung dieser maximalen Auslastung im Normalbetrieb auf die Versorgungszuverlässigkeit der Verbraucher auswirkt. Hierzu wird das bisher betrachtete Mittelspannungs-Beispielnetz leicht modifiziert, um eine systematische Untersuchung zu ermöglichen. In den jeweiligen Ringen werden jetzt für alle Leitungen jeweils gleiche Kabeltypen angenommen. Darüber hinaus werden in jedem Ring für jede Untersuchung die thermischen Grenzströme der Kabeltypen so modifiziert, dass die maximale Auslastung, die jeweils auf einem der beiden Abgänge vom Umspannwerk auftritt, einem in jeder Berechnung vorgegebenen Prozentwert entspricht. Es werden Zuverlässigkeitsberechnungen für maximale Auslastungen im Normalbetrieb von 50 %, 70 %, 90 % und 100 % durchgeführt. Der zulässige Überlastfaktor wird mit 1,3 angenommen.

In Abbildung 6.36 sind zunächst die Ergebnisse für die Erwartungswerte der Zuverlässigkeitskenngrößen *Nichtverfügbarkeit*, *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* und *Erstattungen* dargestellt. Die Werte sind dabei jeweils auf den Wert bezogen, der sich bei der Berechnung des redundanten Falls – also mit 50 % maximaler Leitungsauslastung im Normalbetrieb – ergeben. Natürlich ergeben sich für noch geringere Auslastungen im Normalbetrieb die gleichen Werte für die Zuverlässigkeitskenngrößen.

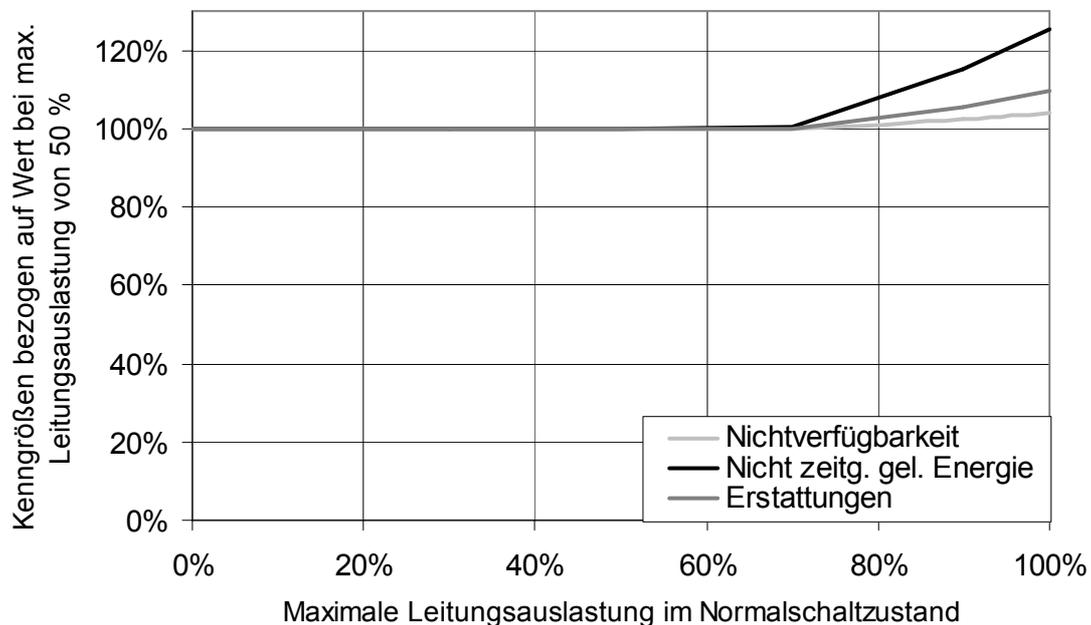


Abbildung 6.36: Erwartungswerte der Zuverlässigkeitskenngrößen in Abhängigkeit von der maximalen Leitungsauslastung im Normalschaltzustand

Erwartungsgemäß kommt es ab ca. 70 % maximaler Leitungsauslastung zu einem Anstieg der Kenngrößen. Der Anstieg verläuft allerdings durchaus moderat – selbst bei der *nicht zeitgerecht gelieferten Energie*, die natürlich am stärksten ansteigt, beträgt der Wert bei einer maximalen Leitungsauslastung von 100 % bereits im

Normalschaltzustand nur ein Viertel mehr als im Falle der redundanten Auslastung. Für die *Erstattungen*, die ja auch von der *nicht zeitgerecht gelieferten Energie* abhängen, ist der Anstieg bereits deutlich geringer. Die *Nichtverfügbarkeit* bleibt sogar nahezu konstant – durch die gesteigerte Leitungsauslastung kommt es also kaum zu zusätzlichen Versorgungsunterbrechungen, da in Mittelspannungs-Ringnetzen mögliche Teilversorgungen nach Fehlerkombinationen – die durch eine gesteigerte Leitungsauslastung im Grundfall verschärft werden – eine untergeordnete Rolle spielen.

Für die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* als der am stärksten beeinflussten Kenngröße wird nun wie in den vorangegangenen Beispielen die Wahrscheinlichkeit dafür berechnet, dass die Werte in den Varianten mit gesteigerter Leitungsauslastung im Normalbetrieb über denen des Grundfalls mit redundanter Auslastung liegen; siehe Abbildung 6.37.

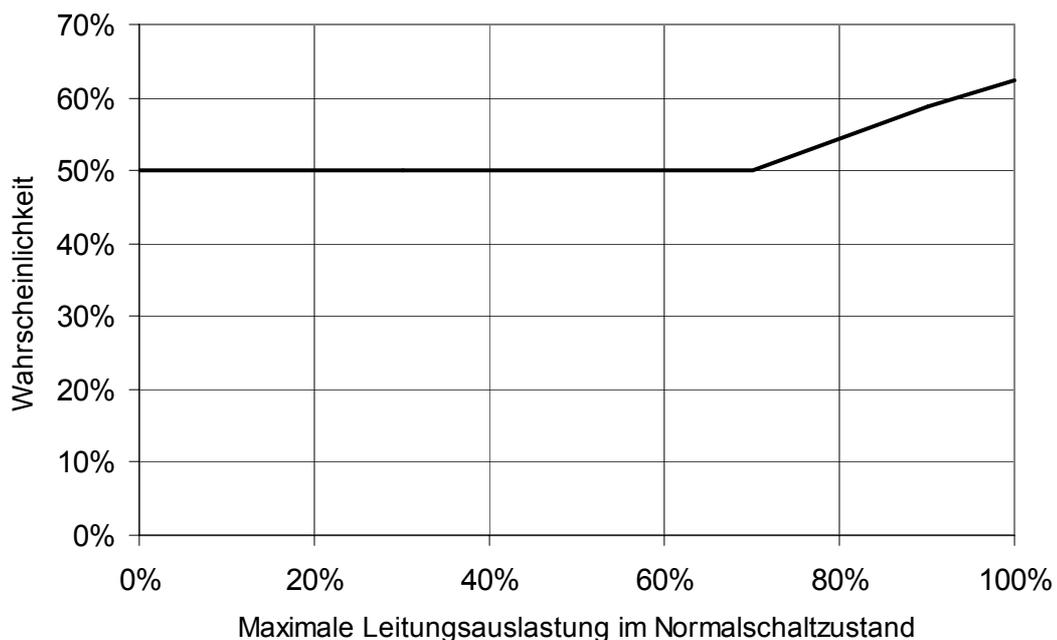


Abbildung 6.37: Wahrscheinlichkeit für im Vergleich zum Grundfall (50 % maximale Leitungsauslastung) höhere Werte der *nicht zeitgerecht gelieferten Energie* bei gesteigerter Leitungsauslastung

Auch hier offenbart sich ein im Vergleich zu den Erwartungswerten schwächerer Anstieg. Die Wahrscheinlichkeit, im Falle von Leitungsauslastungen von 100 % im Normalschaltzustand tatsächlich höhere Werte der *nicht zeitgerecht gelieferten Energie* in einem Jahr zu erhalten, steigt von 50 % auf ca. 65 %.

Die dargestellten Verhältnisse sind quantitativ natürlich stark vom Aufbau des Netzes, den Lasten und insbesondere auch der Dauerlinie abhängig. Für typische mitteleuropäische Netze, die nur zu vergleichsweise kurzen Zeiten im Jahr sehr hohe

Leistungswerte aufzeigen, werden die Verhältnisse qualitativ aber dem hier dargestellten Beispiel gleichen.

Dies liegt darin begründet, dass für das tatsächliche Auftreten von Überlastungen drei Ereignisse mit jeweils geringer Eintrittswahrscheinlichkeit gleichzeitig auftreten müssen:

- Das Netz muss sich in einem Starklast-Zustand befinden,
- es muss ein Fehler, der zum Ausfall eines Betriebsmittels führt, auftreten,
- und der Fehler muss an einer ungünstigen Stelle im Ring auftreten.

Die hier gewonnenen Ergebnisse decken sich mit früheren Ergebnissen, die bei der Untersuchung synthetischer Netzstrukturen gewonnen wurden (vgl. [Roos 1989a, Roos 1989b]).

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Liberalisierungsbestrebungen in den Energiemärkten werden weltweit anhalten bzw. sogar zunehmen. Damit wird eines der wesentlichen Spannungsfelder in den deregulierten bzw. – treffender formuliert – re-regulierten Energiemärkten, nämlich das Spannungsfeld zwischen ständig zunehmendem Kostendruck auf der einen und ebenfalls steigenden, wenigstens aber konstanten Qualitätsanforderungen auf der anderen Seite, immer stärker an Bedeutung gewinnen. Die Fähigkeit der Versorgungsunternehmen, in diesem Spannungsfeld die optimale Balance zu finden, wird sich als entscheidender Vorteil im Wettbewerb herausstellen. Auch von Seiten der Politik und der Kunden wird dieses Spannungsfeld intensiv beobachtet, insbesondere, da sich bei den in vielen Märkten geltenden Erlösmodellen, die nur auf der transportierten Energiemenge basieren und Qualitätsaspekte in der Regel nicht betrachten, die Frage nach der langfristigen Entwicklung der Versorgungsqualität stellt.

Da es sich bei der Versorgungsqualität – anders als bei den weitgehend deterministisch charakterisierten Kosten – um einen Aspekt handelt, der von vielfältigen stochastischen Prozessen beeinflusst wird, ist der Einsatz probabilistischer Methoden eine Grundvoraussetzung für eine umfassende Analyse und Bewertung dieser Fragestellungen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass das Ausfallgeschehen im Netz, das einen wesentlichen Einfluss auf die technischen Aspekte der Versorgungsqualität hat, extrem große Streuungen aufweist und Prognosen über das erwartete Verhalten des bestehenden Netzes oder von Planungsvarianten in Bezug auf Qualitätsanforderungen mit entsprechend großen Unschärfen behaftet sind. Es sei abschließend noch einmal betont, dass dies eine systemimmanente Eigenschaft der betrachteten Prozesse ist, die aus den – glücklicherweise – niedrigen Ausfallraten der Betriebsmittel herrührt und nicht auf den Eingangsdaten, Modellierungen oder Verfahren der Untersuchungen beruht.

Neben den technischen Aspekten der Versorgungsqualität werden in wettbewerbsorientierten Energiemärkten natürlich auch traditionell deterministische Aspekte, z.B. insbesondere die aus der Netznutzung erzielten Erlöse, durch stochastische Prozesse wie die Preisentwicklung beeinflusst. Üblicherweise können diese Prozesse jedoch deutlich genauer erfasst und prognostiziert werden. Eine zusätzliche, direkt mit den technischen Aspekten der Versorgungsqualität verknüpfte Stochastik auf der betriebswirtschaftlichen Seite wird durch Regulierungsmodelle hergestellt, die die

Netznutzungsentgelte und damit die Erlöse oder den erlaubten Gewinn der Unternehmen direkt an das Erreichen gewisser Qualitätsstandards binden. Im internationalen Überblick zeigt sich, dass derartige Regulierungsmodelle vor Allem in Märkten, die bereits seit längerer Zeit liberalisiert sind, aufgegriffen werden, um eine langfristige Sicherstellung eines angemessenen Qualitätsniveaus zu gewährleisten.

Insgesamt bleibt festzustellen, dass sich probabilistische Zuverlässigkeitsanalysen und daran angelehnte Verfahren zur Risikoabschätzung zu einem grundlegenden Werkzeug in der Planung und Untersuchung elektrischer Energieübertragungsnetze in liberalisierten Märkten entwickeln werden.

Verfahren zur Risikoabschätzung basieren in der Regel auf den Verteilungen der betrachteten Kenngrößen. Auch in der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung können die Verteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt werden – bisher jedoch nur unter Anwendung von Monte-Carlo-Simulationsverfahren. Das in der Praxis häufig eingesetzte analytische Berechnungsverfahren liefert üblicherweise nur die Erwartungswerte und teilweise auch die Varianzen der Kenngrößen.

In dieser Arbeit wurde daher ein einfaches und robustes Verfahren vorgestellt, dass es gestattet, ausgehend von dem Erwartungswert und der Varianz einer Kenngröße aus dem analytischen Berechnungsverfahren eine Verteilungsfunktion anzunähern. Dazu wurde zunächst die Berechnung der Varianz für einige Kenngrößen ergänzt. Das Verfahren beruht zusätzlich auf der Annahme, dass für alle Zuverlässigkeitskenngrößen mit Ausnahme der *Unterbrechungshäufigkeit*, die eine Poisson-Verteilung darstellt, und der *Unterbrechungsdauer*, der Verlauf der Verteilungsfunktion durch eine Weibull-Verteilung beschrieben werden kann.

Die Ergebnisse an unterschiedlichen Beispielnetzen zeigen, dass die nach dem analytischen Verfahren angenäherten Verteilungsfunktionen überwiegend sehr gut mit den aus der Monte-Carlo-Simulation bestimmten Verteilungen übereinstimmen. Insbesondere wird damit auch die Annahme von Poisson- bzw. Weibull-Verteilungen bestätigt. Auch bei Anwendung der Verteilungsfunktionen in Risikoabschätzungen zeigen die verschiedenen Beispiele eine gute Übereinstimmung zwischen den Ergebnissen aus dem analytischen Verfahren und aus der Monte-Carlo-Simulation.

Das beschriebene Verfahren zur Bestimmung der Verteilungsfunktionen aus den Ergebnissen der analytischen Berechnung eignet sich somit hervorragend für den praktischen Einsatz in Werkzeugen des Risikomanagements, da analytische Zuverlässigkeitsanalysen wesentlich schneller und vergleichsweise einfacher durchzuführen sind als Simulationen. Es ist zu erwarten, dass hiermit der bereits zu beobachtende Trend, verstärkt Zuverlässigkeitsanalysen in praktischen Fragestellungen zur Unterstützung der Entscheidungsfindung einzusetzen, verstärkt werden kann. Insbesondere werden natürlich die risikoorientierten Ansätze gefördert.

Doch auch die Monte-Carlo-Simulation hat neben dem Nachteil des komplexeren und langwierigeren Ablaufs charakteristische Vorteile, die ihren Einsatz für zahlreiche Aufgabenstellungen rechtfertigen oder sogar unabdingbar machen. Der wesentliche Vorteil ist die Möglichkeit, zeitabhängige Effekte – wie z.B. eine Lastmodellierung mit Tagesganglinien – nachzubilden zu können. Analytische Verfahren können sich in der Nachbildung zeitabhängiger Effekte nur durch weitreichende Näherungen – im Falle der Lastmodellierung z.B. die Verwendung von Dauerlinien – oder durch spezielle Ansätze, die in der Regel unmittelbar einen starken Anstieg der Rechenzeit bedingen und damit einen wesentlichen Vorteil der analytischen Verfahren aufgeben, behelfen. Es ist offensichtlich, dass bei entsprechenden Verhältnissen im Netz derartige zeitabhängige Effekte einen deutlichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit haben können.

Die Lastmodellierung unter Verwendung von Tagesganglinien war auch bisher schon im Programm ZUBER möglich – allerdings wurden die Einspeisungen, wie im analytischen Verfahren auch, ausgehend von einem vorgegebenen Arbeitspunkt und entsprechend ihrer Regelungscharakteristik an die jeweils aktuelle Lastsituation angepasst. Diese oft unzureichende Näherung wurde durch eine entsprechende Erweiterung der Modellierung von Einspeisungen behoben, so dass nun auch für Einspeisungen explizite Fahrpläne vorgegeben werden können.

Eine beispielhafte Untersuchung zeigt, dass sich durch die neue Modellierung in Abhängigkeit der Netztopologie für einzelne Verbraucher deutliche Unterschiede in den Zuverlässigkeitskenngrößen ergeben können. Dabei liegen die nach der bisherigen Modellierung ermittelten Kenngrößen in der Regel auf der unsicheren Seite.

Die Nachbildung von Einspeisungen mit Fahrplänen eröffnet insbesondere auch die Möglichkeit, Kenngrößen für die störungsbedingte Abweichung einzelner Einspeisungen von diesen Fahrplänen zu ermitteln. Vor dem Hintergrund der expliziten Abrechnung von Systemdienstleistungen, wie z.B. dem Einsatz von Regelenergie, oder den Forderungen nach entgangenen Erlösen bei Trennung von Erzeugungseinheiten, z.B. großen Windparks, vom Netz, haben derartige Kenngrößen eine unmittelbare wirtschaftliche Bedeutung für den Netzbetreiber.

Dabei ist es sinnvoll, nach Kenngrößen für störungsbedingte Minder- und Mehrlieferung zu unterscheiden, da hier in der Regel unterschiedliche Bewertungskriterien zum Tragen kommen. Die Kenngrößen werden jeweils analog zu den Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen definiert.

Die Untersuchungen an Beispielnetzen demonstrieren die Bestimmung der neuen Kenngrößen. Dabei fällt insbesondere auf, dass die Kenngrößen für störungsbedingte Fahrplanabweichungen um Größenordnungen über den üblichen Werten für Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen liegen. Dies resultiert aus der Tatsache, dass auch Einfachausfälle in der Regel zu Änderungen im Lastfluss und damit auch

zu Änderungen der aktuellen Leistungswerte von Generatoren und Netzeinspeisungen führen, während durch Einfachausfälle üblicherweise keine Versorgungsunterbrechungen verursacht werden.

Auch zur Charakterisierung der Zuverlässigkeit in Verbundnetzen werden neue Kenngrößen definiert. Die Lieferunterbrechung von einzelnen im Verbundnetz angeschlossenen Verbrauchern, die in der Regel eine Einspeisung in ein unterlagertes Netz darstellen, kann durch die eventuell mögliche Reservestellung im unterlagerten Netz selbst keinen direkten Hinweis auf tatsächliche Versorgungsunterbrechungen von Endverbrauchern geben. Eine primäre Aufgabe der Höchstspannungsnetze ist es dagegen, den Netzverbund zur Bereitstellung von System- und Reservedienstleistungen zu gewährleisten. Entsprechend werden Kenngrößen zur Unterbrechung von Netzkupplungen sowie zur Netzisolation definiert und in den untersuchten Beispielen ausgewertet.

Letztlich wird in den Beispieluntersuchungen noch eine neue, dreidimensionale Visualisierung von Zuverlässigkeitskenngrößen vorgestellt. Diese Darstellung nutzt die grundlegenden mathematischen Zusammenhänge zwischen den einzelnen Kenngrößen aus, so dass insgesamt in einer einzigen Darstellung sieben verschiedene Kenngrößen visualisiert werden können. In den praktischen Beispielen erweist sich die dreidimensionale Darstellung als sehr anschaulich und hilfreich in der Interpretation der Ergebnisse.

Die in dieser Arbeit dargestellten Aspekte unterstützen somit einen weitergehenden Einsatz der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse in liberalisierten Energiemärkten. Die entwickelten Verfahren und Kenngrößen können dabei in ihrem jeweiligen Anwendungsbereich unmittelbar in der Praxis eingesetzt werden und liefern Ergebnisse, die für die umfassende Beurteilung von hoher Relevanz sein können.

Insbesondere stellen sie jedoch auch eine Grundlage für weitergehende Entwicklungen dar. Gerade die Modellierung von Einspeisungen mit Fahrplänen und die daraus abgeleitete Bestimmung von Kenngrößen für störungsbedingte Fahrplanabweichungen ist ein wesentlicher Baustein in einer zu entwickelnden technisch-wirtschaftlichen Netzsimulation [FGH], die sowohl die technischen Auswirkungen von Störungen wie auch den Normalbetrieb in ihren finanziellen Auswirkungen gemäß den aktuellen Regelungen, wie z.B. der Verbändevereinbarung [VV II plus], berücksichtigt.

8 English Summary

8.1 Introduction

The current liberalization efforts in electricity markets throughout the world are exposing utility companies to ever growing cost pressure in the newly competitive environment. The significant decrease of electricity prices observed in most of the liberalized markets is a direct loss of income for the utility companies and has to be met by corresponding reductions in investment cost as well as operating cost in generation, transmission and distribution. Some of the typically resulting measures include operation of the networks at higher loads, shortened or even cancelled investments or reduced maintenance activities. As these measures in general will have a negative effect on the reliability of network equipment, the supply reliability experienced by customers is expected to decrease [CIGRÉ WG 37.28, van Geert, Märstel et al., Windmüller].

At the same time, supply reliability is also evolving into a key factor in the competition within the new electricity market. For customers, quality of supply is, apart from the price, the most interesting characteristic of electrical energy – especially as the public attention is drawn to events like the widespread and long lasting supply interruptions in Auckland [Rennie et al.], the tremendous storms in Europe in 1999/2000 [Merlin] or the energy crisis in California [Lee]. Also for the utility companies, quality of supply will be a key characteristic. The interest of customers in power quality aspects will lead to supply contracts explicitly including power quality targets ("premium power") [Blechsmidt, Bochanky 1999, Reichertz]. Moreover, as it is already implemented in many liberalized markets, the power quality performance might have direct economic consequences on the company's revenues according to the rules set by regulating authorities or by the companies themselves (e.g. [EdF, Langset et al., OFGEM]).

Of course, these two important aspects are in contrast to each other in most cases – reducing costs will have a negative effect on the quality of supply. As the network operator is responsible for the supply quality of customers (compare Table 8.1), it is his task to find the acceptable balance between cost effectiveness and adequate supply quality, which is a very delicate question.

Table 8.1: Estimate of the system levels where power quality problems originate [Weck et al., Wellßow 2002] (German part of the UCTE network, low voltage excluded)

System level	Supply interruptions	Voltage quality	
		Voltage dips > 30 %	Harmonics
Generation	0 %	0 %	0 %
Transmission (EHV)	0,1 %	74 %	≈ 0 %
Subtransmission (HV)	2 %	13 %	25 %
Distribution (MV)	98 %	13 %	75 %

In order to support decision processes, information as detailed as possible is required. Whereas this is no general problem for the financial aspects, the assessment of supply quality is by far more difficult. Power quality is usually defined consisting of commercial quality, voltage quality and supply reliability (see Figure 8.1), which will be in the focus further on.

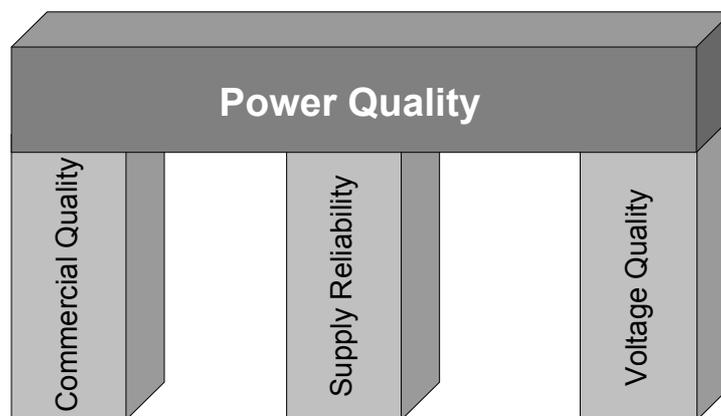


Figure 8.1: Aspects of Power Quality

An appropriate tool to meet these new requirements for quantified information on supply reliability is the probabilistic reliability analysis. Probabilistic reliability analysis is developed since the 70ies (e.g. [Billinton et al. 1968, Billinton et al. 1973, Edwin et al., Frey et al., Kaufmann 1974, Koglin 1975, Niehage 1987]). Today, the development in all basic aspects of power system reliability analysis, see Figure 8.2, has reached a sophisticated state that allows the unrestricted usage in practical network planning tasks (e.g. [Backes et al. 1998, Backes et al. 2001, Carpaneto et al., Laußegger et al., Osterholt et al., Reichel et al., Sermanson et al.]).

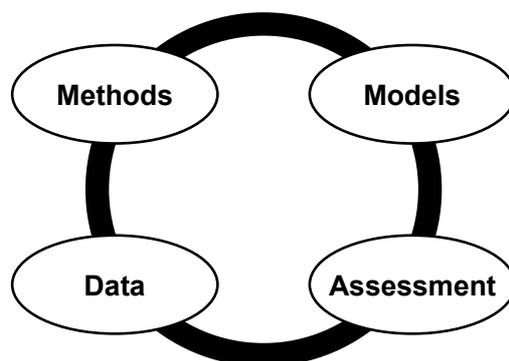


Figure 8.2: Aspects of power system reliability analysis [Koglin et al. 1983]

Probabilistic reliability calculation allows the determination of quantitative reliability indices for individual customers and for the complete system. But the mere knowledge of reliability indices is not sufficient. In a liberalized market, it is especially important to be able to quantify the financial risks involved in planning decisions [Bloemhof et al.]. With regard to reliability aspects, the risk derives mainly from the stochastic nature of the considered failure events. Because of the rareness of the calculated contingencies, the probabilistic reliability indices normally possess a very wide-spread distribution. These probability distributions are the prerequisite for any risk assessment. Up to now, the probability distributions of reliability indices can only be determined using Monte Carlo simulation methods for the reliability calculation. Featuring some advantages in modelling capabilities, one disadvantage of Monte Carlo simulations is the computation time because a high number of simulated events is required to achieve trustworthy results. Here, a new method is presented to identify the probability distributions of reliability indices using the results of the faster analytical method.

Also, the so-called ancillary services – consisting of load-frequency-control, voltage control, supply restoration and network operation according to [GridCode] – gain ever more attention in liberalized markets. For network operators, these ancillary services make up a significant share of the total operating costs. Ancillary services are traded separately, wherever possible, in most markets. And as the example of the balancing markets [Albers] shows, ancillary services can be a good opportunity for generators to place new products. The actual usage of ancillary services, like e.g. the use of balancing power in the load-frequency-control, of course depends on short-term changes in the demand and on failures in the load prognosis. But it is also influenced strongly by outages in the system. So, probabilistic indices describing the stochastic use of ancillary services are of interest in liberalized markets [Bertoldi, Doll et al.]. In this context, new indices considering deviations of generation units from their schedules due to outages, and indices considering network interconnection are defined. As a prerequisite, the modelling of generation units is extended to consider actual generation schedules.

After a short description of probabilistic reliability calculation, the new methods and indices are presented in detail. The new methods and indices are implemented in the probabilistic reliability calculation tool ZUBER [Schwan et al. 2000]. Finally, using different example networks derived from real German systems, their application is demonstrated.

8.2 Probabilistic Reliability Analysis

8.2.1 General

The schematic sequence of a probabilistic reliability analysis is shown in Figure 8.3.

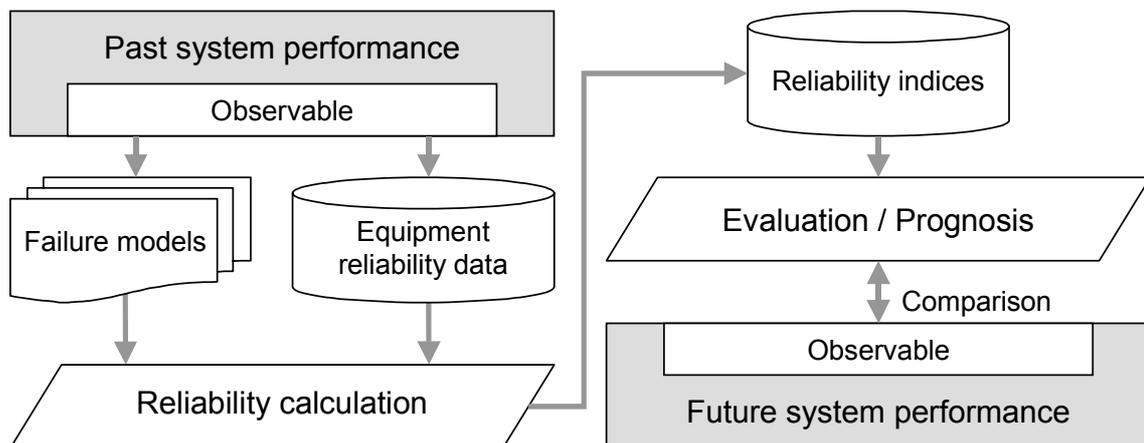


Figure 8.3: Schematic sequence of a probabilistic reliability analysis

Observations of the past system performance provide several typical failure models, which allow a classification of the manifold fault occurrences and thus enable a mathematical description. Failure models include e.g. independent single failures, common mode failures or expansion of the failure by malfunction of a protection device. The appropriate equipment reliability data can also be derived from the past system performance. Together with standard topological and electrical data of the system, these reliability data make up the input data for the calculation module.

The actual reliability calculation uses either an analytical approach or a Monte Carlo simulation to create the failure events. Some aspects of these methods are presented in the following section.

With both approaches, the generated contingencies are analysed for their effect on the network, basically using load flow algorithms. In case of a supply interruption for any customer, also the complete restoration process is modelled, taking into consideration e.g. possible switching operations or load relocations with the

respective durations, until complete re-supply of all loads is achieved. Relevant indices for each contingency state are stored in a database.

Using this database, several different evaluations can be performed, e.g. the calculation of the probabilistic reliability indices for each load node and the complete system, or a detailed list on the sequence of an individual contingency situation. Table 8.2 gives an overview of the basic reliability indices.

Table 8.2: Basic reliability indices

Symbol	Name	Unit
H_U	Frequency of supply interruptions	1/a
T_U	Average duration of supply interruptions	h oder min
Q_U	Non-availability	1 (üblich: min/a)
S_U	(Cumulative) Interrupted power	MVA/a
E_U	(Cumulative) Energy not delivered in time	MVAh/a
K_U	(Cumulative) Interruption cost	€/a
A_U	(Cumulative) Reimbursements	€/a

It has to be noticed that the calculated probabilistic indices represent the expected values, which are calculated for an infinite time period. So, even observations lasting for several years cannot serve to determine the quality of a reliability calculation. This prognosis uncertainty usually represents – as long as suitable and secure input data are provided – the biggest part of the uncertainty of the results. The prognosis uncertainty is an intrinsic characteristic of the system, and not related to any approximations or errors in the calculation or in the input data.

Using either the analytical calculation method or the Monte Carlo simulation, also the variance for each reliability index can be determined; whereas the probability distribution, giving the full stochastic information, requires the usage of the Monte Carlo simulation up to now.

8.2.2 Calculation Methods

In the analytical approach, the contingency states are combinationally generated and the frequency of occurrence is calculated for each contingency state from the input reliability data of the individual components. Further investigations are performed only for those contingency states with a probability of occurrence above a given limit. After all relevant contingency states are modelled and the state indices are

determined, the resulting reliability indices are calculated. Both the expected value and the variance of each index can be given.

With the Monte Carlo simulation, the occurrences of failure events are determined at random and the course of events is time-sequentially simulated. As in this approach each event is separately calculated, events occurring comparably often, e.g. single failures of long lines, are calculated many times. This results in the computation time being much higher using the Monte Carlo simulation than using the analytical approach, where each contingency state is calculated only once. However, the modelling of time-sequential events, like e.g. usage of actual maintenance schedules, can be considered only using the Monte Carlo simulation. Also the usage of daily load curves is possible with ZUBER only in the simulation approach. After the simulation has ended, the reliability indices are determined out of the statistic of the indices of the individual contingency states modelled during the simulation duration. Also here, both expected values and variances for the reliability indices can be given. Moreover, also the probability distribution can be determined.

8.2.3 Monetary Evaluation and Risk Assessment

Because it is becoming ever more important to be able to assess the economic aspects of power quality, it is required to assess the relevant indices monetarily. And as stochastic characteristics are implied in power quality indices, an appropriate risk assessment method is also required.

There exist several models for monetary evaluation of indices describing supply reliability. The classic approach is to determine *interruption cost* for several groups of customers. Also, several variants of insurance models were developed where the network operator pays reimbursements to the customers affected by supply interruptions. Today, several regulation authorities have already introduced different kinds of penalty models, which impose financial penalties on the utility companies in case that predetermined power quality performance thresholds are exceeded.

It is common to all these models, that the interruption cost / reimbursements / penalties may consist of a part depending on the interrupted power and of another part depending on the energy not supplied in time, see (8.1). The impact of each respective part is given by the specific cost factors b_S and b_E , which may also vary according to the duration of an interruption.

$$K_U = (b_S + b_E T_U) S_U \quad (8.1)$$

One difference is the question how the interrupted power S_U is defined. While it is typical for the consideration of interruption cost that the actual power demand at the time of the supply interruption is the basis, reimbursements and also penalties are

more likely calculated using the contracted peak demand for the customer's connection. Both alternatives are determined by the software and designated as either *interruption cost* or *reimbursements* in the following.

From the perspective of the network operator, the risk assessment process related to the insurance model [Backes] is the most general approach. Here, the network operator also has to define appropriate tariff classes and to consider the customer decisions on whether to participate in the insurance and which tariff to choose. In the case of interruption cost assessment, these aspects are not considered explicitly, or do not imply economic consequences for the utility company, and in the case of penalty models they are set by the regulating authority.

Independent from the actual model, the system operator can quantitatively estimate the economic risk of network investments. Such investments are justified if the probability is high enough, that the expected savings in reimbursements or penalties exceed the investments for a given observation period. This evaluation is based on the calculated reliability indices and the given framework for the monetary assessment of these indices.

For the comparison of reliability indices between two power system variants 1 and 2, a stochastic significance test based on the probability distributions of the reliability indices can be used. Due to the widespread distributions of the reliability indices, even significant differences in the expected values may have only a low probability of occurrence. The probability of occurrence for a difference between two variants of at least Δx in the expected value of a reliability index X is calculated using equation (8.2) [Wellßow 1986]:

$$p(x_2 \geq x_1 + \Delta x) = 1 - \int_0^{\infty} f_1(x) \cdot F_2(x + \Delta x) dx \quad (8.2)$$

8.3 Calculation of Probability Distribution Functions Using the Analytical Approach

8.3.1 General

The new method to identify the probability distribution functions of probabilistic reliability indices by using the results of the analytical approach is based on the fact that certain characteristics of the resulting probability distribution functions of the reliability indices are known, as they are the consequence of intrinsic properties of the system under consideration and its mathematical description.

However, one special aspect applies to the *average duration of supply interruptions*: In fact, this duration is in most cases not determined by the outage duration of the failure affected component, which is known from the statistics, but most likely depends on the duration of other restoration measures like e.g. switching actions or provisional repairs. As a result, the probability distribution of the average duration of supply interruptions is significantly influenced by the duration of such measures, and an identification according to the following method is not easily possible. As an example, Figure 8.4 shows the probability distribution of the *average duration of supply interruptions* for a MV distribution network. The peaks at 0.5 h, 12 h and 15 h are clearly visible and represent the durations for the isolation of the fault affected component and the reconnection of unharmed equipment, and the outage duration for stations and for cables.

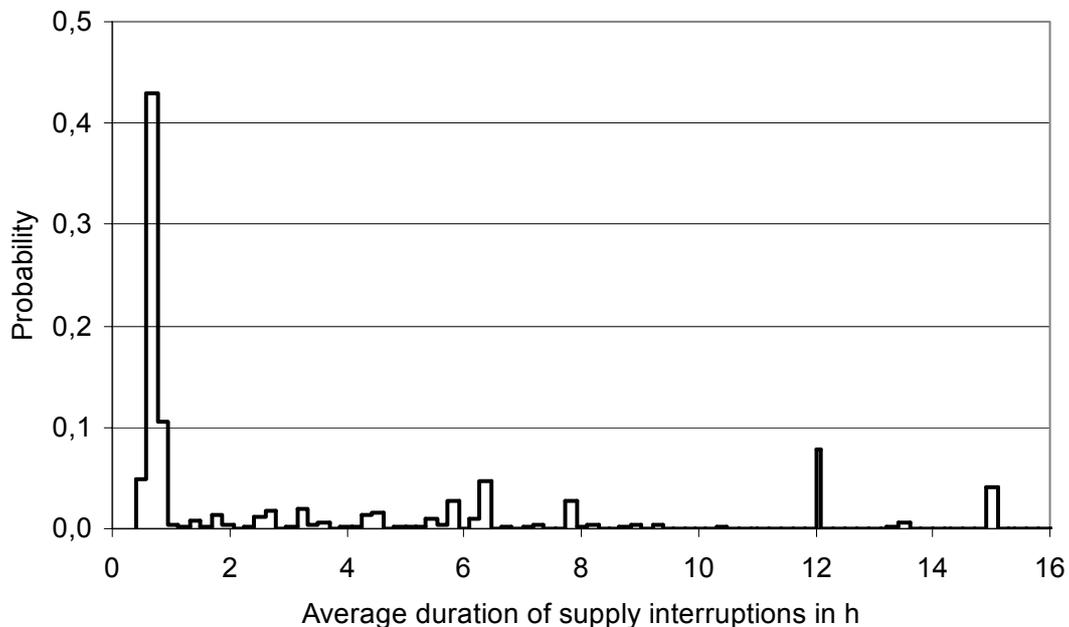


Figure 8.4: Probability distribution of the *average duration of supply interruptions* for a typical MV-network

However, risk assessment within reliability analyses mainly concentrates on indices also taking into account the magnitude of supply interruptions, e.g. *energy not supplied in time*, or monetary indices.

8.3.2 Frequency of Supply Interruptions

In probabilistic reliability calculation, it is usually assumed that the failure rate λ ($= 1/\text{MTTF}$, mean time to failure) and the repair rate μ ($= 1/\text{MTTR}$, mean time to repair) of the network components – which are modelled with an up-state and a down-state – are constant in time. Using this modelling, the probability of the failure frequency of a system component is described by a Poisson distribution [Billinton et al. 1983]. The discrete Poisson distribution gives the probability for the occurrence of x events in the time interval $(0, t)$:

$$f(x) = \frac{(E(X))^x e^{-E(X)}}{x!} \quad (8.3)$$

It can be seen from equation (8.3) that the Poisson distribution is characterized by only one parameter, which is the expected value $E(X) = \lambda t$. As the reliability index *frequency of supply interruptions* is the summarized value of the relevant component failures leading to supply interruptions, the appropriate probability distribution also is a Poisson distribution, which can be easily identified [Wellßow 1986] using the calculated expected value.

8.3.3 Remaining Reliability Indices

For the remaining reliability indices specified in Table 8.2 – *non-availability, interrupted power, energy not supplied in time, interruption cost* and *reimbursements* – it is assumed that the respective probability distributions can be approximated using Weibull distributions. The probability density function $f(x)$ and the probability distribution function $F(x)$ of the Weibull distribution are given in equations (8.4) and (8.5):

$$f(x) = \frac{b}{a} \left(\frac{x}{a}\right)^{b-1} e^{-\left(\frac{x}{a}\right)^b} \quad (8.4)$$

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{a}\right)^b} \quad (8.5)$$

The Weibull distribution is a continuous distribution characterized by two parameters a and b . One main advantage of the Weibull distribution is that it has no specific characteristic shape [Billinton et al. 1983]. Therefore, it can be used to represent many different distributions depending on the choice of the Weibull parameters.

As the Weibull distribution is characterized by two parameters, two result parameters for each reliability index – expected value and variance – are sufficient in order to be able to identify the Weibull parameters.

The correlation between the Weibull parameters a , b and the expected value $E(X)$ and variance $\sigma^2(X)$ of the distribution is given in equations (8.6) and (9.7), using the Gamma function $\Gamma(x)$:

$$E(X) = a \Gamma\left(1 + \frac{1}{b}\right) \quad (8.6)$$

$$\sigma^2(X) = a^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{b}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{b}\right) \right] \quad (8.7)$$

The ZUBER tool is able to determine both expected value and variance for each index also using the analytical approach, see appendix A. So, the corresponding Weibull parameters for each reliability index can be determined. As a direct calculation of the values of the Gamma function is not easily possible, an estimation method is used to specify the Weibull parameters. Thus, the approximated probability distribution of the reliability index can be identified.

8.4 Indices for Injection Units and Network Interconnection

8.4.1 Indices for Deviations from the Generation Schedule Due to Outages

The load flow situation in the network can have significant influence on the occurrence and the duration of supply interruptions after outages, e.g. by causing overload tripping of components. So, modelling of loads and generating units is an important aspect. ZUBER basically offers two different modelling approaches: either loads are modelled using yearly load duration curves, or using daily load curves (which is only available in the Monte Carlo simulation). Injection units are always modelled with a fixed operating point and a given characteristic of the balancing performance of each unit. Of course, using explicit generation schedules for injection units is a prerequisite for calculating indices describing deviations from such schedules.

So, first the models of injection units have to be extended to comprise daily generation schedules. This extension is implemented in the complex AC load flow [Heckmann et al., Sorg], as only this method considers the active and reactive power flows explicitly. Special attention has to be paid to the fact that injection units can be shut down temporarily in times where there is no demand. These states have to be distinguished clearly from units that are always disconnected in normal operating states and serve as reserve injections. Also, in case that e.g. after outages there might

be demand for such temporarily shut down units, it has to be considered that each unit requires a start time before it is able to deliver energy. This duration can be set individually for each unit. Finally, also the initial test of the load flow situation has to be extended. Whereas it used to be sufficient to calculate one load flow situation with the loads set to their maximum values in the old modelling, using daily load curves requires each state of the load curve to be checked for its ability to supply all loads in normal operation, as each load flow state might provide significant differences.

Using the new modelling of injection units with explicit generation schedules, indices for deviations from these schedules due to outages can be calculated easily. These indices are defined similarly to the customer reliability indices. For both deviations above or below the defined generation schedules due to outages, the *frequency, probability, average duration* and *costs of operation with deviations from the schedules*, as well as the *power* and the *energy delivery differing from the schedule*, are considered. It has to be noted that the *average duration of operation with deviation from the generation schedule* does not consider that generation schedules might be changed after outages, as such measures depend strongly on the operating philosophy of the utility and on the given regulations, which prevent an effective implementation. So, these values represent a worst-case scenario.

8.4.2 Indices for Network Interconnection

In EHV transmission networks, outages rarely cause supply interruptions for end customers, compare Table 8.1. In most cases, connections to neighbouring networks, redundant injections and network structures in the distribution systems and changes in the generation schedules are able to ensure energy delivery to the customers. So, the typical reliability indices describing the state of supply interruption at individual nodes can only give an overview of the reliability level in transmission networks.

One important function of transmission networks is to realize the interconnection with neighbouring systems, and so indices describing the states of these interconnections are also of interest. Two different aspects have to be distinguished: On the one hand, the interruption of the interconnection between two individual networks is considered, and on the other hand the complete isolation of a single network, caused by the concurrent interruption of all its interconnections. In this case, the complete isolated network will break down, as long as it is not able to operate as an island system.

For these two different aspects, *frequency, probability* and *average duration* of occurrence are calculated. Again, the newly defined indices are similar to the ones defined describing customer supply reliability.

8.5 Application Examples

8.5.1 Probability Distribution Functions of Reliability Indices

The determination of the probability distribution functions of reliability indices using the results obtained in the analytical calculation method is demonstrated in the analysis of a MV distribution network. The network under consideration is a slightly modified real urban 10 kV cable system, built mainly in open-loop structure. Total circuit length is 28 km, and the peak load of the 71 stations summarizes to 45 MW and is fed by one HV/MV transformer station.

In the following figures, the results of the approximations using either the Poisson or the Weibull distributions in comparison to the actual probability distributions of the reliability indices determined using the Monte Carlo simulation are presented.

First the results for the *frequency of supply interruptions* of the individual station N06 of the MV example network are shown in Figure 8.5.

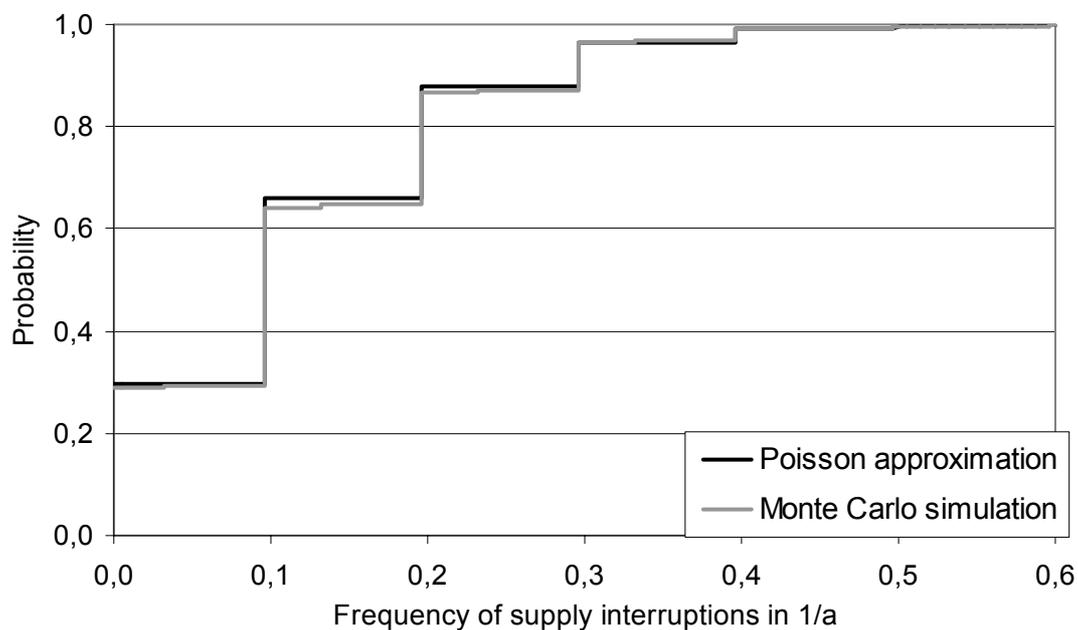


Figure 8.5: Probability distribution of the *frequency of supply interruptions* of station N06 of the MV example network

Of course, the actual results provided by the Monte Carlo simulation for the probability distribution of the *frequency of supply interruptions* is a discrete distribution, as well is the Poisson approximation. It is obvious that the Poisson approximation based on the results of the analytical method provides a very good accuracy.

Next, the *non-availability* and the *interruption cost* for the complete MV example network are presented in Figure 8.6 and Figure 8.7.

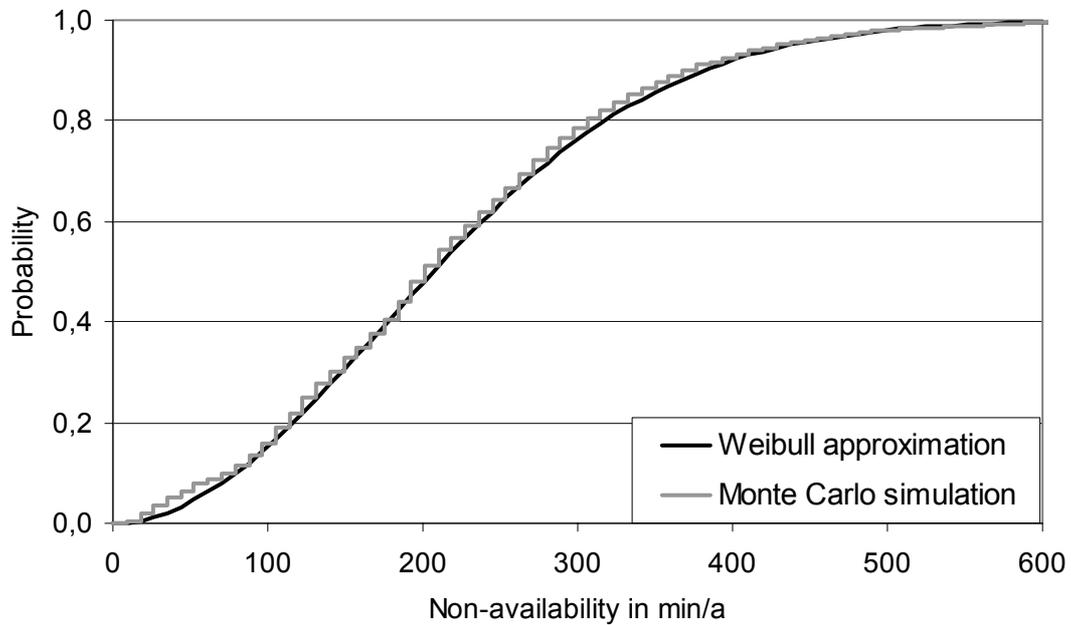


Figure 8.6: Probability distribution of the *non-availability* of the MV example network

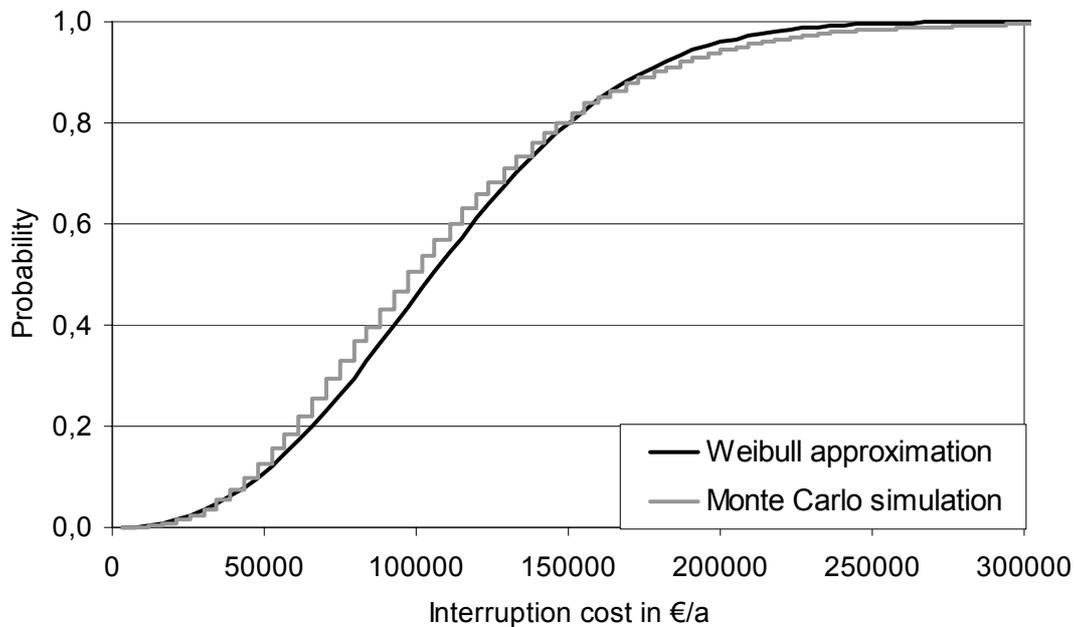


Figure 8.7: Probability distribution of the *interruption cost* of the MV example network

Also in these examples, the accuracy of the Weibull approximations provided by the new method is very high. However, it can be seen that the Weibull approximation of

course is a continuous function, whereas the probability distribution functions determined using the Monte Carlo simulation are discrete functions – which is also true for the *interrupted power* presented in the following figure. The real probability distribution actually is a discrete distribution, as there exist naturally only discrete events contributing to the indices. But in large networks, the discrete steps of the distribution become ever smaller due to the large number of relevant events, so that the distribution becomes quasi-continuous. In any case, the application of the approximated continuous distributions in risk assessment methods will provide similar results.

Finally, the results for the *interrupted power* of station N06 are shown in Figure 8.8.

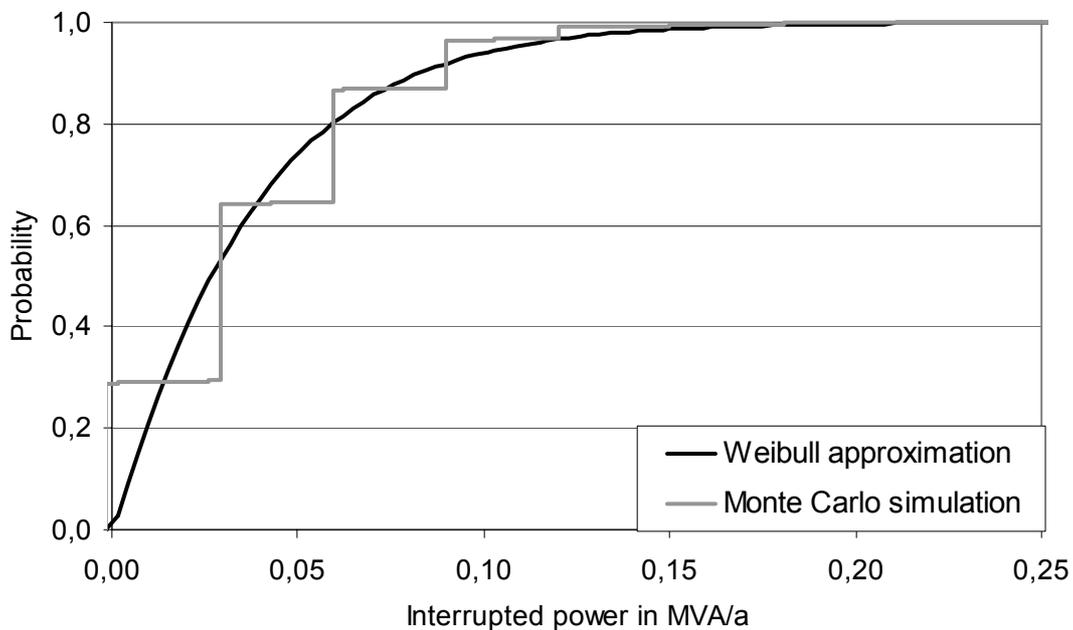


Figure 8.8: Probability distribution of the *interrupted power* of station N06 of the MV example network

Here, the discreteness of the actual probability distribution becomes even more obvious, as there is a significantly lower number of events influencing the reliability of this individual station. Nevertheless, the approximated continuous Weibull distribution gives a very good representation of the actual probability distribution function.

Of course, besides the probability distributions themselves, also their application in risk management methods is of practical interest. So, the application of equation (8.2) for the comparison of different network variants is presented in the final example in this section. For one loop of the MV example network, the basic variant is compared with a variant with relocated disconnect. In this variant, the disconnect is placed on a significantly longer line than in the basic variant, and this line is disconnected in both ends. This improves the reliability situation, as the total active

circuit length is reduced. However, the duration for the connection of this line in case of demand, e.g. after outages, increases, because both ends have to be switched on. In this example, the expected value of the *reimbursements* in the new variant is 20 % below the value of the basic variant. Whereas this seems to be a very significant difference at first glance, Figure 8.9 shows the corresponding probability for the actual occurrence of a given difference in *reimbursements* between these two variants:

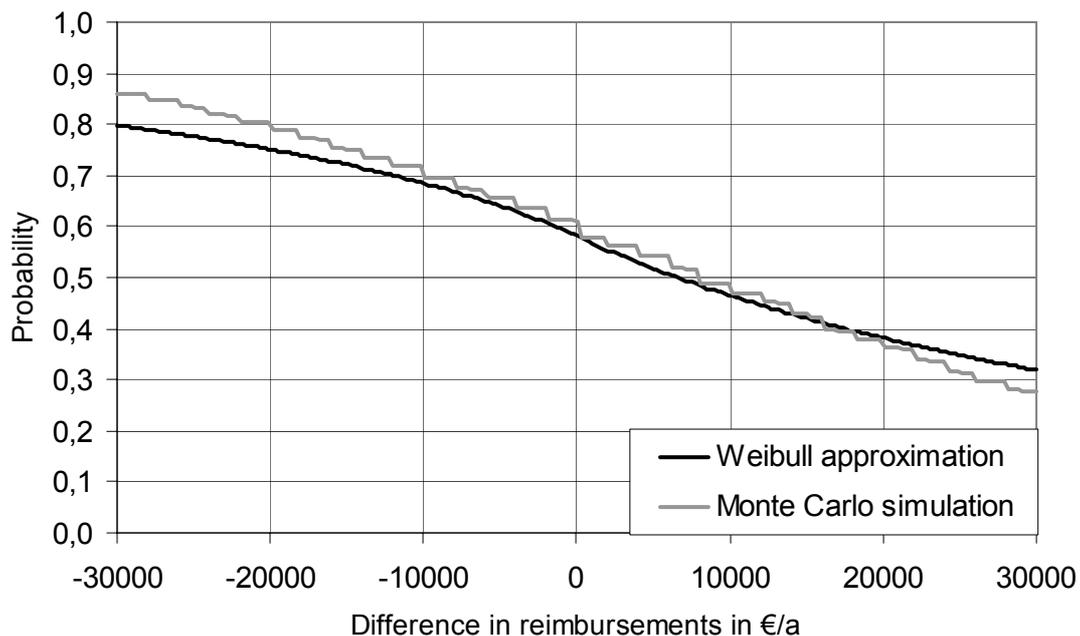


Figure 8.9: Probability for a difference in *reimbursements* between basic variant and variant with relocated disconnect

This figure shows that the probability for the new variant causing lower *reimbursements* than the basic variant is only 60 %, despite the high difference in the expected values. Also in this example, the accuracy of the results obtained from the analytical method compared to the Monte Carlo simulation is very good.

8.5.2 Indices for Deviations from the Generation Schedule Due to Outages

The application of the new indices for deviations of injection units from their generation schedules due to outages in the system is presented using a HV example network. The example network is a part of a real German 110 kV system, consisting of 263 km of overhead lines, with the lines mostly being part of multiple line sections, 10 stations feeding 8 MV networks, which are modelled as loads with a

total peak demand of 327 MW. The loads are modelled using daily load curves, and for the two power plants and two network feeders (one is a reserve feeder), explicit generation schedules are defined.

First, a comparison of the modelling using load duration curves for loads and fixed operating points for injection units on the one hand, and using daily load curves and generation schedules on the other hand is presented. Figure 8.10 shows the *frequency of supply interruptions* for the individual stations in these two variants.

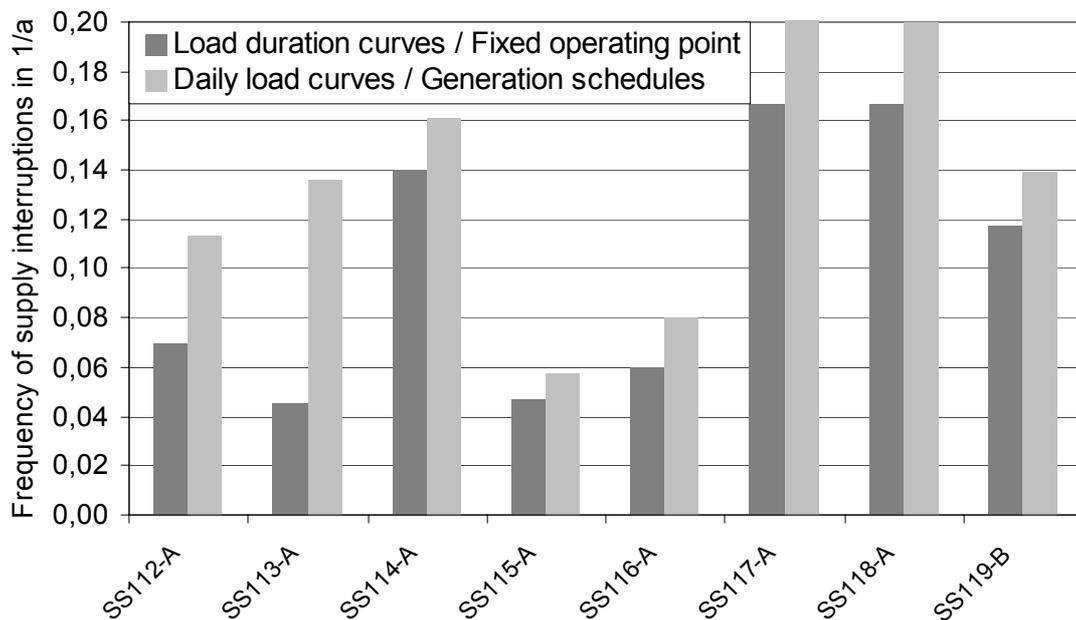


Figure 8.10: *Frequency of supply interruptions* for the stations in the HV example network

Apparently, there are significant differences between these two variants, especially for stations SS112-A and SS113-A. The reason is, that using fixed operating points for the modelling of injection units, it is assumed that all units (except reserve units, of course) are connected to the network and in operation at all times. So, stations close to power plants which are separated from the remaining network comparably often, mainly due to common mode failures of lines, can be supplied by the power plants, assuming that these are capable of operating in island state. This is the case for stations SS112-A and SS113-A. Using the more exact modelling with explicit generation schedules, power plants might be turned off for certain periods when their operation would be uneconomical. So, if failures separating stations from the remaining network occur in these periods, there will be supply interruptions for the affected customers.

This aspect is highlighted again in Figure 8.11 and in Figure 8.12 for station SS113-A, which is strongly influenced by the new modelling, and for station

SS114-A, which is influenced less significantly. These figures present a new three-dimensional visualisation of in total seven reliability indices:

- *Frequency of supply interruptions* (value on the H -axis),
- *Average duration of supply interruptions* (value on the T -axis),
- *Average interrupted power for a **single** supply interruption* (approximated, value on the S -axis),
- *Non-availability* (area in the H - T -plane),
- *Average energy not supplied for a **single** supply interruption* (approximated, area in the S - T -plane),
- *Interrupted power* (approximated, area in the H - S -plane), and
- *Energy not supplied in time* (approximated, volume).

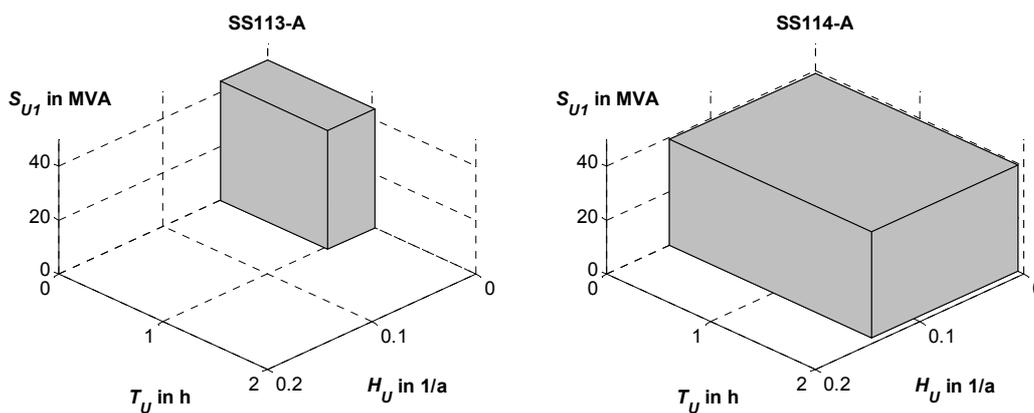


Figure 8.11: Three-dimensional visualisation of reliability indices for stations SS113-A and SS114-A of the HV example network using load duration curves and fixed operating points

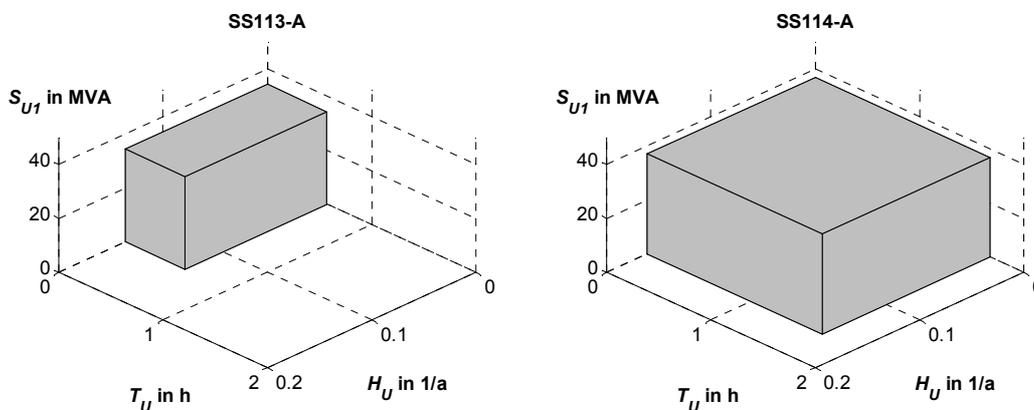


Figure 8.12: Three-dimensional visualisation of reliability indices for stations SS113-A and SS114-A of the HV example network using daily load curves and generation schedules

It can be seen clearly that the *frequency of supply interruptions* increases strongly for station SS113-A, while the *average duration of supply interruptions* decreases. The reason is that the additional supply interruptions compared to the pre-existing modelling can be eliminated comparably fast by starting and reconnecting the power plant. The duration for this reconnection is lower than the average duration of other outages that affect station SS113-A. For station SS114-A, there is a slight increase in the *frequency of supply interruptions*, and also a slight decrease in the *average duration of supply interruptions* for the same reasons. This results in the *non-availability* remaining almost constant for SS114-A, while there is an increase with SS113-A.

Using the new modelling with explicit generation schedules for injection units, the presented indices for operation with deviations from these schedules can be calculated. In Figure 8.13 and Figure 8.14, these indices are presented for operation below and for operation above the generation schedules.

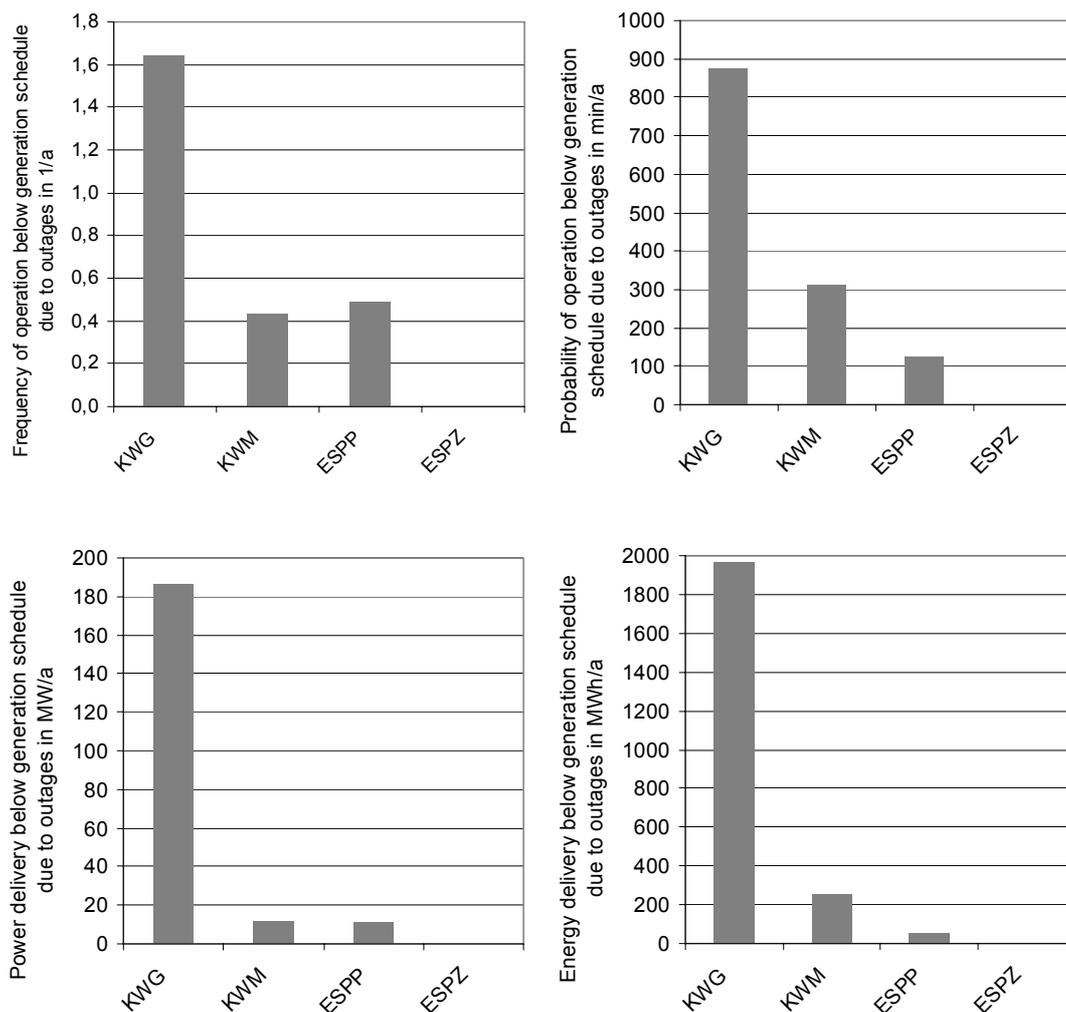


Figure 8.13: Indices for operation below generation schedule due to outages in the HV example network

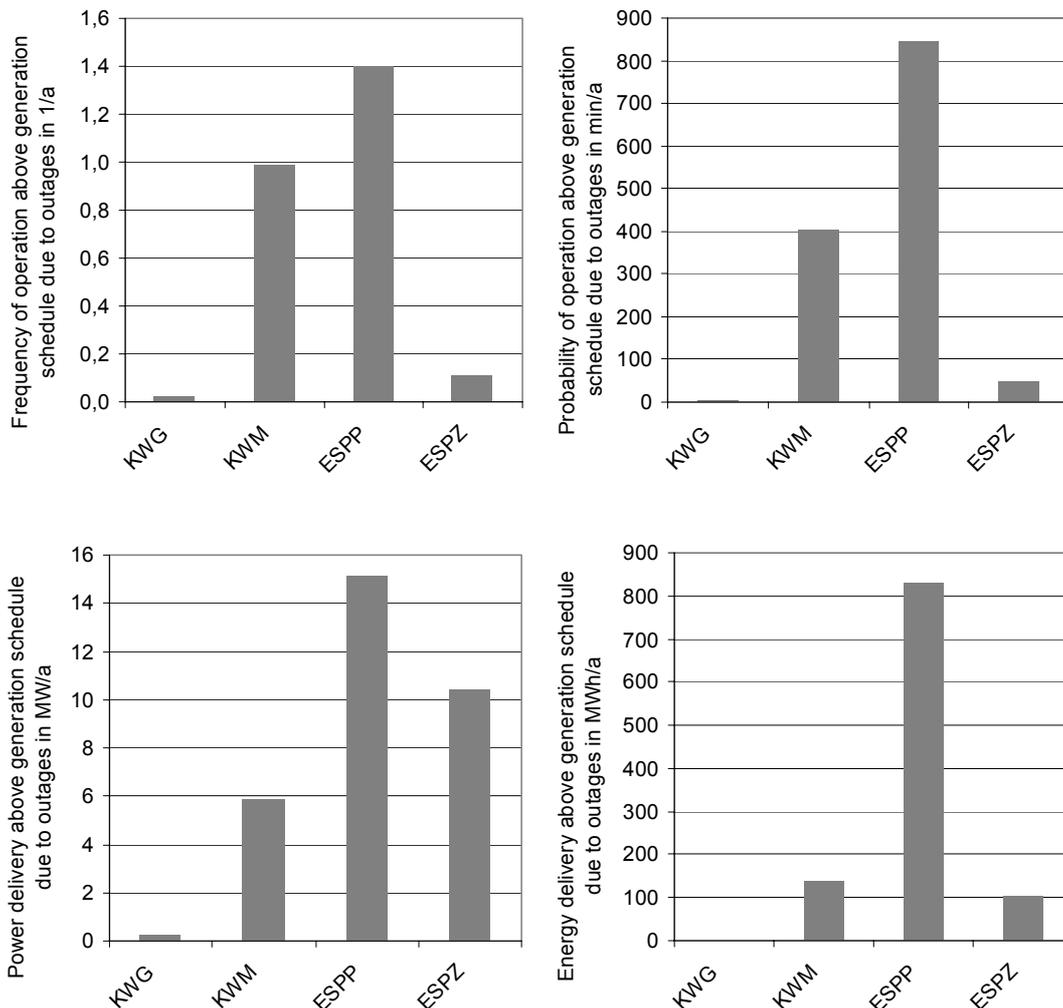


Figure 8.14: Indices for operation above generation schedule due to outages in the HV example network

In general, these indices for injection units show much higher values than the customer supply reliability indices. The reason is that the load flow situation, affecting also the injection units, is influenced already by single failures, whereas single failures normally do not lead to supply interruptions.

The indices for the individual injection units are influenced mainly by the operating conditions of the units. KWG is a base load power plant. Therefore, it is easily forced by outages to operate below its schedule – the frequency is especially high because it is separated from the network comparably often due to common mode failures. On the other hand, as it is typically operating close to its peak generation at all times, it has barely the opportunity to provide power above the schedule, which can be seen clearly. KWM is a medium load power plant, which is also connected to the network via long double circuits. Therefore, it is also affected by many common mode failures, so that the operation below schedule occurs almost as often as for the

network feeder ESPP, which is always connected to the system. ESPZ is a reserve network feeder, and thus of course cannot operate below its generation schedule.

8.5.3 Indices for Network Interconnection

In this section, the indices for network interconnection are demonstrated in the analysis of an EHV example network. The 380 kV / 220 kV transmission system is structured similarly to real German transmission networks. Total circuit length is 795 km, and the peak load demand of the loads – representing 110 kV subtransmission systems – is 1324 MW. There are 4 generators and 2 network feeders in the system, of which 2 generators are reserve units.

The system is structured into four different network groups: one 380 kV group, one 220 kV group, and two 110 kV groups – 110 kV (BG) and 110 kV (DI) – representing simple models of two of the subordinated subtransmission systems, each connected both to the 380 kV and the 220 kV level.

Figure 8.15 shows the indices for the interruption of network interconnections between two different network groups at each case. Two network groups are separated if all coupling components are unavailable.

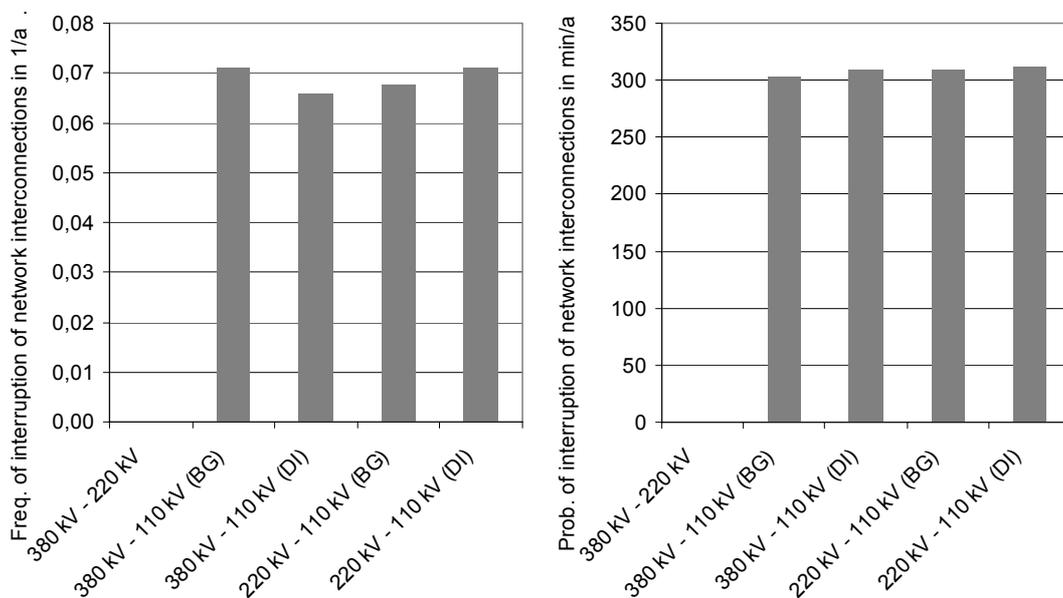


Figure 8.15: Indices for the interruption of network interconnections in the EHV example network

The graphs indicate that there is no interruption of the 380 kV – 220 kV interconnection. These networks are coupled via three transformers in different stations, and this results corresponds with the practical experience that there are no

overlapping independent triple outages. For the respective couplings of the 110 kV networks with the transmission level, the results are very similar. The reason is that these connections indeed are structured very similarly.

Finally, Figure 8.16 displays the indices for the isolation of individual network groups.

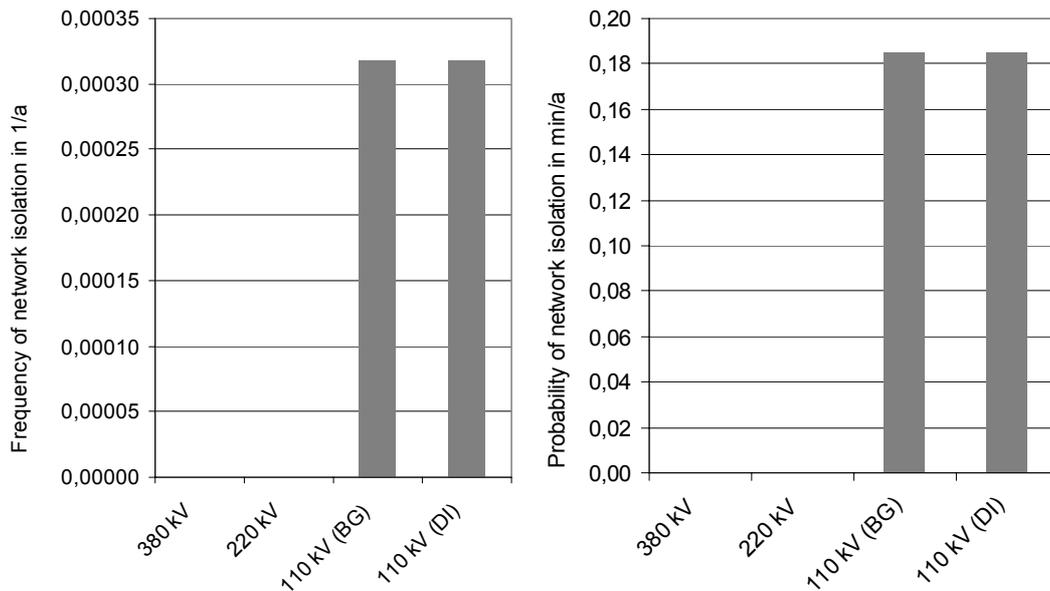


Figure 8.16: Indices for the isolation of networks in the EHV example network

Of course, the values for the 380 kV and the 220 kV network group are zero – as the indices for the interruption of network interconnections have already shown that these interconnections are not interrupted in this example. Due to the fact that the connection of the two 110 kV network groups to the transmission level is structured very similarly, also the indices for network isolation of these groups are almost identical. The scale of the diagrams tells that these indices are far lower than the actual customer supply reliability indices – indicating that the reliability in these 110 kV systems is dominated by the 110 kV networks themselves, and not by the power infeed.

8.6 Conclusion

Liberalization efforts in energy markets throughout the world are expected to continue or even gain more momentum. Thus, finding the optimal solution to the fundamental and delicate question of cost effectiveness versus quality of supply will become ever more important for the utility companies. Because of the stochastic

nature of the relevant failure processes, appropriate risk management methods evolve into crucial tools.

The ability to calculate the probability distribution functions of the reliability indices is a prerequisite for the usage of risk management methods. Up to now, only Monte Carlo simulation methods are able to provide the probability distributions. The new method presented here allows the identification of the probability distributions of probabilistic reliability indices using the results provided by the analytical calculation approach. The method is based on the fact that the probability distribution of the *frequency of supply interruptions* can be described with a Poisson distribution, while the probability distributions for the *non-availability*, *interrupted power*, *energy not supplied in time*, *interruption cost* and *reimbursements* can be matched with good accuracy with Weibull distributions. These distributions are characterized by only one (Poisson distribution), respective two parameters (Weibull distribution). Thus, using the expected value and the variance for each reliability index – these are also calculated in the analytical method – an identification of the probability distribution function is possible. Extensive investigations show that the approximated distribution functions match the actual results of the Monte Carlo simulation very well. Finally, the usage of risk assessment methods based on the probability distributions of the reliability indices is possible with very good accuracy as well.

Further, new indices for operation of injection units above or below their given generation schedules, for the interruption of network interconnections and for network isolation are presented. These indices relate to the respective aspects of the so-called ancillary services. In many liberalized markets, these ancillary services are traded separately, and constitute a significant part of the operation cost of the utility companies.

As a prerequisite for the calculation of indices for injection units, the modelling of generators and network feeders is extended to consider explicit generation schedules. The analysis of an example network shows that the new modelling causes significant differences in the reliability indices for certain customers.

The aspects covered in this thesis will support an extended use of probabilistic reliability analysis in liberalized energy markets. The developed methods and indices are ready to be used in practice and deliver results that are of high relevance for a comprehensive assessment. Also, they add to the basis for the future development of combined technical and economical network simulation tools (e.g. [FGH]).

Literaturverzeichnis

Albers, K.:

Aspekte der mittelfristigen sowie der täglichen Ausschreibung und Vergabe von Regelenergie.

DVG/VDN-Fachtagung "Regelenergiemarkt in Deutschland", Berlin, 2001

Allan, R.N.; Billinton, R.:

Probabilistic assessment of power systems.

Proceedings of the IEEE 88, Heft 2, S. 140-162, 2000

Anders, G.J.; Endrenyi, J.; Yung, C.:

Risk-based planner for asset management.

IEEE Computer Applications in Power 14, October 2001, S. 20-26, 2001

Angenend, M.; Roth, M.; Sorg, A.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.:

Risikomanagement – Einsatz eines Versicherungsmodells in einem städtischen Verteilungsnetz.

ETG Fachbericht 82: Verteilungsnetze im liberalisierten Markt, S. 31-40, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 2000

Backes, J.:

Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit.

Dissertation, Universität des Saarlandes, Saarbrücken, 1998

Backes, J.; Schmitt, O.; Snieders, A.; Zimmermann, W.:

Zuverlässigkeitsberechnung – Ein Verfahren wird praxistauglich.

Elektrizitätswirtschaft 97, Heft 19, S. 30-36, 1998

Backes, J.; Bertoldi, O.; Haubrich, H.-J.; Montebaur, A.; Koglin, H.-J.; Schwan, M.;

Sorg, A.; Tagliabue, C.; Wellßow, W.H.; Zdrallek, M.; Zimmermann, U.:

Service reliability in a competitive market. Tools, criteria and new approaches for risk management and monetary evaluation.

38th CIGRÉ Session, Paris, 2000

Backes, J.; Osterholt, A.; Prause, U.; Zimmermann, W.:

Reliability study for the refurbishment of a HV/MV transformer substation.

16th CIRED, Amsterdam, 2001

- Bertling, L.; Eriksson, R.; Allan, R.N.; Gustafsson, L.-Å.; Åhlén, M.:
Survey of causes of failures based on statistics and practice for improvements
of preventive maintenance plans.
14th PSCC, Sevilla, 2002
- Bertoldi, O. (CIGRÉ TF 38.03.11):
Methods and techniques for reliability assessment of interconnected systems.
Électra, No. 179, S. 129-133, 1998
- Billinton, R.; Sachdev, M.S.:
Direct current transmission system reliability evaluation.
CEA Trans., paper 68-SP-170, 1968
- Billinton, R.; Ringlee, R.J.; Wood, A.J.:
Power system reliability calculations.
MIT Press, Cambridge, 1973
- Billinton, R.; Allan, R.N.:
Reliability evaluation of engineering systems: Concepts and techniques.
Pitman Publishing, London, Marshfield, 1983
- Billinton, R.; Allan, R.N.:
Reliability evaluation of power systems.
Pitman Publishing, London, Marshfield, 1984
- Billinton, R.; Wang, P.:
Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and
sequential simulation techniques.
IEEE Transactions on Power Systems 13, Heft 4, S. 1245-1250, 1998
- Bitzer, B.:
Störungsanalyse und Modellbildung zur Berechnung der Versorgungszu-
verlässigkeit von 110-kV-Netzen.
Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1981
- Blechs Schmidt, H.H.:
Einsparpotentiale und Auswirkungen auf die Versorgungsqualität.
Elektrizitätswirtschaft 97, Heft 25, S. 38-39, 1998
- Bloemhof, G.A.; Knijp, J.:
Squeezing margins: Reducing costs while balancing risks.
16th CIRED, Amsterdam, 2001
- Bochanky, L.:
Gesamtheitliche Planung der Verteilungsnetze.
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 46, Heft 10, S. 624-629, 1996

- Bochanky, L.:
Versorgungsqualität im liberalisierten Strommarkt.
Elektrizitätswirtschaft 98, Heft 5, S. 10-14, 1999
- Böcker, H.; Kaufmann, W.:
Optimierung des Aufwandes für die Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in der Netzplanung zum Nutzen des Abnehmers.
Elektrizitätswirtschaft 74, Heft 8, S. 215-220, 1975
- Böse, C.; Hügel, R.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.:
Auswertungen der VDEW-Störungsstatistik für Zuverlässigkeitsanalysen.
ELEKTRIE 51, Heft 03/04, S. 130-139, 1997
- Boffo, W.; Koglin, H. J.; Wellßow, W.H.:
Zuverlässigkeitsberechnungen mit Daten aus der VDEW-Störungsstatistik.
Elektrizitätswirtschaft 93, Heft 6, S. 278-286, 1994
- Boll, G.:
Geschichte des Verbundbetriebes. Entstehung und Entwicklung des Verbundbetriebes in der deutschen Elektrizitätswirtschaft bis zum europäischen Verbund.
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW),
Frankfurt am Main, 1969
- Brethauer, G.; Handschin, E.; Neumann, U.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.:
New approaches for maintenance management for grid facilities.
37th CIGRÉ Session, Paris, 1998
- Bronstein, I.N.; Semendjajew, K.A.:
Taschenbuch der Mathematik.
25. Auflage, B.G. Teubner Verlagsgesellschaft, Stuttgart, Leipzig, 1991
- Brown, R.E.; Jones, P.R.; Trotter, S.:
Planning for reliability.
Trans-Power Europe 1, Heft 1, S. 10-12, 2001
- Buchholz, B.; Koglin, H.-J.; Nilges, J.; Schmitt, O.; Schneider, A.; Schwan, M.; Sorg, A.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.:
Insurance models as an appropriate measure for risk based asset management in the competitive European electricity market.
39th CIGRÉ Session, Paris, 2002
- Bürgel, K.; Bohge, M.; Tillwicks, Th.:
Netzzuverlässigkeitsberechnung bei der BEWAG.
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 37, Heft 11, S. 925-930, 1987

- Carpaneto, E.; Chicco, G.; Mosso, A.; Poggi, A.; Ribaldone, P.:
Tools for optimal operation and planning of urban distribution systems.
16th CIRED, Amsterdam, 2001
- Chao, H.-P.; Peck, S.C.:
Reliability management in competitive electricity markets.
Journal of Regulatory Economics 14, S. 189-200, 1998
- CIGRÉ TF 38.06.01:
Methods to consider customer interruption costs in power system analysis.
Électra, No. 197, S. 56-67, 2001
- CIGRÉ WG 37.28:
Quality of supply. Customer's requirements.
CIGRÉ Technical Brochure 188, CIGRÉ, Paris, 2001
- Clemens, G.; Hartmann, Th.; Haubrich, H.-J.; Koglin, H.-J.; Luther, M.;
Mondovic, A.; Neumann, H.; Nippert, Th.; Paechnatz, C.; Reinisch, R.;
Röstel, Th.; Schwan, M.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.; Zimmermann, U.;
Zdrallek, M.:
Zur Aussagekraft der Ergebnisse von Zuverlässigkeitsberechnungen.
Elektrizitätswirtschaft 98, Heft 16, S. 30-33, 1999
- Danda, R.:
Zuverlässigkeitsuntersuchungen für die Jahreskraftwerksbetriebsplanung.
Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 1982
- Demuth, S.; Neumann, H.; Nick, W.R.; Wellßow, W.H.:
Ergänzung der VDEW-Störungsstatistik zur Erfassung des Störungsverlaufs.
Elektrizitätswirtschaft 93, Heft 6, S. 248-255, 1994
- Detroz, T.:
Does Power Quality Monitoring provide financial return?
16th CIRED, Amsterdam, 2001
- Dietel, W.; Hartmann, Th.; Kunkel, J.; Landeck, E.; Luther, M.; Mondovic, A.;
Neumann, H.; Nippert, Th.; Reinisch, R.; Röstel, Th.; Schmitt, O.; Zimmer-
mann, U.:
Vergleich von Zuverlässigkeitsberechnungsprogrammen an einem realitäts-
nahen DVG-Testnetz.
Elektrizitätswirtschaft 97, Heft 11, S. 14-21, 1998a

Dietel, W.; Hartmann, Th.; Kunkel, J.; Landeck, E.; Luther, M.; Mondovic, A.; Neumann, H.; Nippert, Th.; Reinisch, R.; Röstel, Th.; Schmitt, O.; Zimmermann, U.:

Anforderungen an die Konzeption von Programmen zur Zuverlässigkeitsberechnung.

Elektrizitätswirtschaft 97, Heft 11, S. 22-28, 1998b

DIN 40041:

DIN 400041: Zuverlässigkeit, Begriffe.

Ausgabe 1990-12, Beuth Verlag, Berlin, Köln, 1990

DIN EN 50160:

DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Deutsche Fassung.

Ausgabe 1999-11, Beuth Verlag, Berlin, Köln, 1999

Doll, M.; Schäfer, K.F.; Verstege, J.:

Die Zukunft des Netzbetreibers. Durchleitungsknecht oder aktiver Marktteilnehmer?

Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49, Heft 1/2, S. 28-32, 1999

Doorman, G.L.; Grande, O.S.; Vognild, I.:

Market based solutions to maintain reliability in the Norwegian power system. 39th CIGRÉ Session, Paris, 2002

EdF:

Contrat Emeraude (Smaragd-Vertrag) der Electricité de France. Übersetzung aus dem Französischen.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), Frankfurt am Main, 1997

Edwin, K.W.; Traeder, G.:

Zuverlässigkeitskenngrößen der elektrischen Energietechnik.

ETZ-A 94, Heft 10, S. 569-573, 1973

EIWOG:

Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG).

Österreichisches Bundesgesetzblatt I, Nr. 143, 1998

EMG:

Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) vom 15. Dezember 2000.

Schweizer Bundesblatt 2000 6189, 2000

EnWG:

Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) vom 13.12.1935.

Reichsgesetzblatt I S. 1451, 1935

EnWG:

Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Vom 24. April 1998.
Bundesgesetzblatt Nr. 23 Teil I S. 730, 1998

Faß, R.; Koglin, H.-J.; Nick, W.R.:

Die VDEW-Störungsstatistik als Grundlage für Zuverlässigkeitskenngrößen.
Elektrizitätswirtschaft 93, Heft 6, S. 271-277, 1994

FGH:

Probabilistische Simulation von Kosten und Erlösen im liberalisierten Markt unter Einschluss des Störungsgeschehens. Ausführliche Beschreibung zum AiF-Forschungsantrag 13034.

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., Mannheim, 2000

Fickert, L.:

Technische Definitionen von Power Quality.
e&i 118, Heft 9, S. 428-431, 2001

Frey, H.; Reichert, K.:

Anwendung moderner Zuverlässigkeits-Analysemethoden in der elektrischen Energieversorgung.

ETZ-A 94, Heft 5, S. 249-255, 1973

Gates, J.; Billinton, R.; Wacker, G.:

Electric Service Reliability Worth Evaluation for Government, Institutions and Office Buildings.

IEEE Transactions on Power Systems 14, Heft 1, S. 43-48, 1999

Gebler, H.:

Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen für elektrische Energieversorgungsnetze.

Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1981

Geert, E. van (CIGRÉ WG 37.28):

Towards a customer oriented approach of quality of supply in an open market.
38th CIGRÉ Session, Paris, 2000

- Gerch, H.-P.; Glaunsinger, W.; Kunkel, J.; Sprenger, W.; Zimmermann, U.:
Zuverlässigkeit im Hoch- und Höchstspannungsnetz – Praktische Anwendung
des $(n-1)$ -Kriteriums bei den deutschen Verbundunternehmen und Über-
legungen zur Ergänzung durch probabilistische Verfahren.
ETG Fachbericht 66: ETG-Tage 1997, S. 303-312, VDE Verlag, Berlin, Offen-
bach, 1997
- GridCode:
GridCode 2000 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetz-
betreiber. Aktualisierte Ausgabe Mai 2000.
Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) e.V., Heidelberg, 2000
- Hartmann, Th.; Hügel, R.; Weber, Th.:
Einsatz von Zuverlässigkeitsanalysen für die Instandhaltung. Ergebnisse eines
AiF-Forschungsvorhabens.
Elektrizitätswirtschaft 99, Heft 13, S. 6-14, 2000
- Haß, D.; Pels Leusden, G.; Schwarz, J.; Zimmermann, H.:
Das $(n-1)$ -Kriterium in der Planung von Übertragungsnetzen.
Elektrizitätswirtschaft 80, Heft 25, S. 923-926, 1981
- Heckmann, W.; Sorg, A.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.:
Enhanced AC power-flow solutions for reliability analyses.
ETEP 11, Heft 2, S. 79-88, 2001
- Hosemann, G.; Peters, H.:
Probleme bei der Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit vermaschter
Netze.
etzArchiv 3, Heft 8, S. 249-254, 1981
- Hügel, R.; Motl, G.; Schweer, A.:
Standardauswertungen und Nutzen der VDEW-Störungsstatistik.
Elektrizitätswirtschaft 93, Heft 6, S. 256-265, 1994
- Hügel, R.; Brand, J.; Chabowski, H.; Erbacher, J.; Koglin, H.-J.; Thoma, M.:
Erweiterung des Schemas zur Erfassung von Versorgungsunterbrechungen.
Achter Entwurf vom 26.10.1999.
Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
(FGH) e.V., Mannheim, 1999
- IEC 60050-191:
IEC 60050-191: International Electrotechnical Vocabulary, Chapter 191:
Dependability and quality of service.
International Electrotechnical Commission (IEC), Genf, 1990

INTEGRAL:

Einsteigen in INTEGRAL Version 6.
Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
(FGH) e.V., Mannheim, 2000

Juseret, R. (CIGRÉ WG 37.01):

Reliability criteria used in various countries. Summary of the papers presented
to the Meeting of Study Committee 37 in Oslo (June 1983).
Électra, No. 110, S. 67-101, 1987

Kaufmann, W.:

Abnehmerorientierte Optimierung des Aufwandes für die Zuverlässigkeit der
Elektrizitätsversorgung, insbesondere im großstädtischen Netz.
Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 1974

Kaufmann, W.:

Berücksichtigung der Ausfallkosten der Abnehmer bei der Netzplanung.
etz 103, Heft 3, S. 117-120, 1982

Kochs, H.-D.:

Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen.
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 1984

Koglin, H.-J.:

Berechnungsmethoden der Versorgungszuverlässigkeit.
ETZ-A 96, Heft 10, S. 486-490, 1975

Koglin, H.-J.; Roos, E.; Wellßow, W.H.:

Application of reliability calculation methods to planning of high voltage
distribution networks.
IEE Conference Publication No. 225: Third International Conference on
Reliability of Power Supply Systems, S. 64-68, Institution of Electrical
Engineers (IEE), London, 1983

Koglin, H.-J.:

Versorgungszuverlässigkeit.
In: Hosemann, G. (Hrsg.): Hütte Taschenbücher der Technik. Elektrische
Energietechnik. Band 3 Netze.
29. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris,
Tokyo, 1988

Koglin, H.-J.:

Das Drehstromübertragungs- und -verteilungsnetz.
Kapitel 2 der Vorlesung "Elektrische Energietechnik" an der Universität des
Saarlandes, 2000

- Koglin, H.-J.; Schwan, M.:
Grundlagen der Berechnungsverfahren.
FGH-AKTR-Seminar Zuverlässigkeitsanalyse für elektrische Energieversorgungs-systeme, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., Deidesheim, 2002
- Kreyszig, E.:
Statistische Methoden und ihre Anwendungen.
7. Auflage, Vandenhoeck und Ruprecht, Göttingen, 1982
- Langset, T.; Trengereid, F.; Samdal, K.; Heggset, J.:
Quality dependant revenue caps – a model for quality of supply regulation.
16th CIRED, Amsterdam, 2001
- Laußegger, M.; Nenning, R.:
Zuverlässigkeitsanalysen – Praktische Anwendung.
VEÖ Journal, Heft 6-7, S. 33-38, 2000
- Lee, S.T.:
Analysis of the 2000-2001 California power crisis – Implications for grid operations and planning.
Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, 2001
- Märtel, P.; Siegmund, D.:
Kostenreduzierung bei Netzkomponenten in Verteilungsnetzen.
Elektrizitätswirtschaft 97, Heft 25, S. 23-26, 1998
- Merlin, A.:
The storms in France and the grid.
Électra, No. 188, S. 11-15, 2000
- Nick, W.R.:
Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsnetze im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit.
Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 1992
- Niehage, U.:
Zur Frage der zuverlässigen Auslegung von städtischen 110-kV-Kabelnetzen.
Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 1986
- Niehage, U.:
Netzzuverlässigkeitsberechnung – ein Methodenvergleich.
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 37, Heft 11, S. 898-903, 1987

Nippert, Th.:

Improvement of the $(n-1)$ -criterion introducing a probabilistic failure-related reliability criterion.

14th CIRED, Birmingham, 1997

OFGEM:

Guaranteed and overall standards of performance.

Office of Gas and Electricity Markets, London, 2000

Osterholt, A.; Schilling, K.; Schwan, M.:

Zuverlässigkeitsberechnung – Voraussetzung für kundenorientierte Netzplanung.

VDE Kongress 2002 NetWorlds – Leben und Arbeiten in vernetzten Welten, Band 1, S. 379-385, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 2002

Peters, H.:

Streuung der Zuverlässigkeit von elektrischen Energieversorgungsnetzen.

etzArchiv 1, Heft 11, S. 315-319, 1979

Pflüger, K.:

Entwicklungstendenzen im Übertragungsnetz.

FGH-Tagung "Versorgungsqualität – Wettbewerbsvorteil im Spannungsfeld von Kosten und Customer Value?", Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., Mannheim, 2000

Reichel, R.; Roth, M.; Weber, Th.; Zdrallek, M.:

Zuverlässigkeitsberechnung zur Unterstützung der Mittelspannungsnetzplanung im liberalisierten Markt.

Elektrizitätswirtschaft 99, Heft 9, S. 54-58, 2000

Reichertz, E.:

Versorgungssicherheit im Wettbewerb.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen 51, Heft 4, S. 168-173, 2001

Rennie, H.; Sollitt, D.; Turner, K.:

Auckland power supply failure 1998 – The report of the ministerial inquiry into the Auckland power supply failure.

New Zealand Ministry of Commerce, Wellington, 1998

Richter, H.-J.:

Ausfallgeschehen in deutschen Höchstspannungsnetzen. Analyse und Beitrag zur Modellbildung.

Dissertation, Universität des Saarlandes, Saarbrücken, 1990

- Rietdorf, H.-D.:
Neu bei der Allianz: Stromausfall- / Stromkaskoversicherung.
Allianz Report, Heft 3, S. 198-199, 1999
- Roos, E.:
Versorgungszuverlässigkeit elektrischer Hoch- und Mittelspannungsnetze bei
Nutzung von Kabeln.
Dissertation, Universität des Saarlandes, Saarbrücken, 1989a
- Roos, E.:
Versorgungszuverlässigkeit von Mittelspannungsnetzen in der öffentlichen
Energieversorgung.
Elektrizitätswirtschaft 88, Heft 6, S. 316-329, 1989b
- Sachs, L.:
Statistische Methoden. Planung und Auswertung.
7. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris,
Tokyo, Hong Kong, Barcelona, Budapest, 1993
- Schulte, G.:
Probleme der Bewertung störungsverursacht ausgefallener Energielieferungen.
Elektrizitätswirtschaft 70, Heft 23, S. 656-661, 1971
- Schwan, M.; Zdrallek, M.; Sorg, A.; Weber, Th.:
ZUBER. Programm zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit in Netzen
der Elektrischen Energieversorgung. Handbuch.
Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
(FGH) e.V., Mannheim, 2000
- Schwan, M.; Koglin, H.-J.:
Aspekte der Zuverlässigkeit in Mittelspannungsringnetzen.
2. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien (IEWT), Wien,
2001a
- Schwan, M.; Wellßow, W.H.; Koglin, H.-J.:
New approach for risk assessment in probabilistic reliability calculation.
Bulk Power System Dynamics and Control V (IREP), Onomichi, 2001b
- Schwan, M.; Wellßow, W.H.; Koglin, H.-J.:
Identification of probability distributions of probabilistic reliability indices for
monetary evaluation and risk assessment.
14th PSCC, Sevilla, 2002

- Sermanson, V.; Maruejouis, N.; Trotignon, M.; Bulot, M.; Lee, S.; Lordan, R.; Sobajic, D.; Stahlkopf, K.:
Probabilistic reliability assessment of the North American eastern inter-connection transmission grid.
39th CIGRÉ Session, Paris, 2002
- Siegmund, D.; Fipper, M.:
Wesentliche Kostensenkungspotentiale bei Planung, Bau und Betrieb von Verteilungsnetzen.
ETG Fachbericht 82: Verteilungsnetze im liberalisierten Markt, S. 51-57, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 2000
- Singh, C.; Schwan, M.; Wellßow, W.H.:
Reliability in liberalized electric power markets – from analysis to risk management. Survey Paper.
14th PSCC, Sevilla, 2002
- Sorg, A.; Wellßow, W.H.; Zdrallek, M.; Koglin, H.-J.; Schwan, M.:
Bewertung der Versorgungsqualität im Wettbewerb.
ETG Fachbericht 79: Internationale ETG-Tage 1999, S. 159-168, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 1999
- Sorg, A.; Stöver, I.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.; Zdrallek, M.:
Investigation of a supply interruption insurance system.
6th PMAPS, Funchal, 2000
- Sorg, A.; Weber, Th.; Kaltenborn, U.; Pitz, V.:
Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit – Regelungen und Standards in liberalisierten Elektrizitätsmärkten.
VDE Kongress 2002 NetWorlds – Leben und Arbeiten in vernetzten Welten, Band 1, S. 373-378, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 2002
- Sorg, A.:
Risikoorientierte Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit elektrischer Energieversorgungsnetze.
Dissertation, Universität Gesamthochschule Siegen, Siegen, 2002
- VDEW:
Netzverluste. Eine Richtlinie für ihre Berechnung und ihre Verminderung.
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW), Frankfurt am Main, 1978

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

VDEW:

VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1994.

Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW), Frankfurt am Main, 1997

VDEW:

VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1995.

Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW), Frankfurt am Main, 1998

VDEW:

VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1996.

Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW), Frankfurt am Main, 1999a

VDEW:

VDEW-Störungsstatistik 1997.

Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW), Frankfurt am Main, 1999b

VDEW:

VDEW-Störungsstatistik 1998.

VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, 2001

VDEW:

VDEW-Störungsstatistik 1999.

VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, 2002

Vossiek, P.:

Berücksichtigung von Wiederversorgungsstrategien bei der Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Verteilungsnetze.

Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 1998

VV II plus:

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI); VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.; Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e.V.; Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN) beim VDEW; Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e.V. (ARE); Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU):

Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungs-
entgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13.
Dezember 2001.

Berlin, Essen, Hannover, Köln, 2001

Warren, C.A.; Adams, M.J.:

Reliability on the regulatory horizon.

IEEE T&D conference & exposition, Atlanta, 2001

Weck, K.-H.:

Versorgungsqualität im Spiegel der Normen. Merkmale zur Versorgungs-
zuverlässigkeit und Spannungsqualität.

Elektrizitätswirtschaft 100, Heft 9, S. 34-38, 2001

Weck, K.-H.; Wellßow, W.H.:

Bedeutung der Spannungsqualität im Strommarkt.

ETG Fachbericht 79: Internationale ETG-Tage 1999, S. 179-188, VDE Verlag,
Berlin, Offenbach, 1999

Wellßow, W.H.:

Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung.

Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1986

Wellßow, W.H.:

Einführung.

FGH-AKTR-Seminar Zuverlässigkeitsanalyse für elektrische Energie-
versorgungssysteme, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und
Stromwirtschaft (FGH) e.V., Deidesheim, 2002

Windmüller, R.:

Auswirkungen der Liberalisierung des Strommarktes auf das Verteilungsnetz.

ETG Fachbericht 83: Schaltanlagen für Verteilungsnetze unter neuen Rahmen-
bedingungen, S. 7-17, VDE Verlag, Berlin, Offenbach, 2001

Zdrallek, M.:

Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme. Neue
Aspekte der Modellbildung und Anwendung.

Dissertation, Universität Gesamthochschule Siegen, Siegen, 2000

Zollenkopf, K.:

Diskussionsbeitrag zur CIGRÉ-Tagung 1968.

ETZ 89, S. 724, 1968

Formelzeichen und Indizes

Formelzeichen

a	Parameter der Weibullverteilung
A	Erstattungen
b	Spezifischer Bewertungsfaktor Parameter der Weibullverteilung in Kapitel 4
\bar{b}	Mittelwert eines spezifischen Bewertungsfaktors
c	Parameter der Normalverteilung
C	Kapazität
d	Stufe der geordneten Jahresdauerlinie
e	Eulersche Zahl
E	Energie
$E(X)$	Erwartungswert der Zufallsgröße X
f	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion Relativer Fehler in Gleichung (2.1)
F	Wahrscheinlichkeitsverteilung
Γ	Gammafunktion
h	Bezogene Häufigkeit
H	Häufigkeit
i	Zählvariable
I	Strom
j	Zählvariable
φ	Phasenwinkel
k	Anzahl der Systemzustände
K	Kosten Primärregelungs-Koeffizient in Anhang B
λ	Ausfallrate

m	Lastgrad
μ	Instandsetzungsrate
n	Anzahl der Netzkomponenten Anzahl der Beobachtungen in Gleichung (2.1)
N	Kundenanzahl
p	Wahrscheinlichkeit bzw. bedingte Wahrscheinlichkeit
P	Wirkleistung
π	Pi
Q	Wahrscheinlichkeit bzw. Nichtverfügbarkeit Blindleistung in Anhang B
R	Ohmscher Widerstand
S	Scheinleistung
σ	Standardabweichung
σ^2	Varianz
t	Zeit
T	Dauer
\bar{T}	Mittelwert einer Dauer
u	Bezogene Spannung
U	Spannung
x	Wert der Zufallsgröße X Bezogene Induktivität in Anhang B
X	Zufallsgröße Induktivität in Anhang B
y	Integrationsvariable
z	Parameter zur Kennzeichnung des Vertrauensintervalls

Indizes

hochgestellt

" Subtransienter Wert

tiefgestellt

- Kenngröße für störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen
- + Kenngröße für störungsbedingte Mehrlieferung von Einspeisungen
- 1 Variante 1
- I* Wert der Oberspannungsseite in Anhang B
- (*I*) Mitsystemwert
- IP* Ausfallmodell stehender Erdschluss
- 2 Variante 2
- 2 Wert der Unterspannungsseite in Anhang B
- 3 Wert des Anschlusses der Tertiärwicklung
- AIP* Ausfallmodell Stehender Erdschluss – Abschaltung des stehenden Erdschlusses
- CM* Ausfallmodell Common-Mode-Ausfall
- d* Stufe der geordneten Jahresdauerlinie
Längsrichtung in Anhang B
- E* Bezug zur nicht zeitgerecht gelieferten Energie
- i* Zählindex
- I* Kenngröße für Netzisolation
- j* Zählindex
- k* Zählindex für Verbraucherknotten
Bezug zu Kurzschluss in Anhang B
- K* Kenngröße für Unterbrechungen von Netzkupplungen
- max* Maximaler Wert
- min* Minimaler Wert
- ME* Ausfallmodell Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung
- n* Nennwert

<i>r</i>	Relativer Wert Stufe im Wiederversorgungsprozess in Anhang A Bemessungswert in Anhang B
<i>S</i>	Bezug zur unterbrochenen Leistung
<i>SUE</i>	Ausfallmodell Schutzüberfunktion
<i>SV</i>	Ausfallmodell Schutzversager
<i>U</i>	Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngröße
<i>UI</i>	Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngröße bei einmaligem Auftreten einer Versorgungsunterbrechung bzw. einer Fehlerkombination
<i>UN</i>	Ausfallmodell Unabhängiger Einfachausfall
<i>Z</i>	Zustandskenngröße einer Fehlerkombination

Anhang

A Formeln zur Berechnung der Ergebniskenngrößen

A.1 Übersicht

Die unterschiedlichen Ergebniskenngrößen der Zuverlässigkeitsberechnung – Zuverlässigkeitskenngrößen für Verbraucher, für störungsbedingte Minder- oder Mehrlieferung von Einspeisungen oder für Verbundtrennung – werden jeweils durch analoge Formeln berechnet. Der Unterschied besteht darin, welche Fehlerkombinationen durch entsprechende mathematische Formulierungen in der Berechnung der Kenngrößen berücksichtigt werden.

Nachfolgend werden die Formeln zur Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen für Verbraucher – jeweils Erwartungswert und Varianz – angegeben. Die Herleitungen sind in [Gebler, Wellßow 1986] enthalten bzw. können auf Basis der dortigen Angaben erschlossen werden.

Grundlage der Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen sind die Zustandskenngrößen der einzelnen Fehlerkombinationen. Zunächst werden die Ergebnisse für einen einzelnen Verbraucherknoten k in der Fehlerkombination i bestimmt und danach die Zuverlässigkeitskenngrößen des einzelnen Verbrauchers k und des gesamten Netzes über alle Fehlerkombinationen.

Aus der Analyse des nachgebildeten Ausfallgeschehens und der jeweiligen Modellierung der Wiederversorgung sind im Einzelnen die folgenden Größen bekannt:

- $E(H_{Z,i})$ Erwartungswert der Häufigkeit der Fehlerkombination i ,
- $E(T_{ikr})$ Erwartungswert der Dauer vom Ausfall bis zur Durchführung der r -ten Maßnahme im Prozess der Wiederversorgung am Verbraucher-knoten k ,
- $\sigma(T_{ikr})$ Streuung von T_{ikr} ,
- $S_{k \max}$ Jahreshöchstlast am Verbraucher-knoten k ,
- S_{ikr} Verfügbare Leistung am Verbraucher-knoten k zur Zeit $E(T_{ik(r-1)})$,
- $p_{Z,ik}$ Bedingte Unterbrechungswahrscheinlichkeit des Verbraucher-knotens k in der Fehlerkombination i . Sie berücksichtigt, dass es dann nicht zu einer Versorgungsunterbrechung kommt, wenn die verfügbare Leistung direkt nach Ausfalleintritt höher als der aktuelle Leistungsbedarf ist. Die bedingte Unterbrechungswahrscheinlichkeit berechnet sich aus der geordneten Jahresdauerlinie der Verbraucherleistung als Verhältnis der Zeit, an der die Last höher ist als der aktuelle Leistungsbedarf, zur gesamten Betrachtungszeit (1 Jahr).

Die Poisson-Verteilung, die auch für die Häufigkeit von Netzzuständen bzw. von Versorgungsunterbrechungen gilt, hat die besondere Eigenschaft, dass Erwartungswert und Varianz übereinstimmen [Kreyszig]:

$$E(X) = \sigma^2(X) \quad (\text{A.1})$$

Diese Gleichung gilt jedoch nur für die Zahlenwerte und nicht für die Einheiten. Im Folgenden werden jedoch aus Gründen der Übersichtlichkeit die eigentlich erforderlichen Multiplikationen mit Einheiten vernachlässigt und die betroffenen Formeln als Zahlenwertgleichungen (ZWG) gekennzeichnet. Die Einheiten der Zuverlässigkeitskenngrößen sind in Tabelle 2.3 angegeben.

A.2 Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen

Die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* für Verbraucher k in der Fehlerkombination i ergibt sich zu [Gebler, Wellßow 1986]:

$$E(H_{U,ik}) = p_{Z,ik} \cdot E(H_{Z,i}) \quad (\text{A.2})$$

$$\sigma^2(H_{U,ik}) = E(H_{U,ik}) \quad \text{ZWG (A.3)}$$

Für die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* von Verbraucher k gilt [Gebler, Wellßow 1986]:

$$E(H_{U,k}) = \sum_i E(H_{U,ik}) \quad (\text{A.4})$$

$$\sigma^2(H_{U,k}) = \sum_i \sigma^2(H_{U,ik}) \quad (\text{A.5})$$

Für die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* des gesamten Netzes gilt [Gebler, Wellßow 1986]:

$$E(H_U) = \sum_i E(H_{U,ij}) \quad (\text{A.6})$$

$$\text{mit: } E(H_{U,ij}) = \text{Max}_k (E(H_{U,ik})) \quad (\text{A.7})$$

$$\sigma^2(H_U) = \sum_i \sigma^2(H_{U,ij}) \quad (\text{A.8})$$

A.3 Nichtverfügbarkeit

Die *Nichtverfügbarkeit* für Verbraucher k in der Fehlerkombination i ergibt sich zu [Wellßow 1986]:

$$E(Q_{U,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{S,ikr} \cdot E(T_{ikr}) \quad (\text{A.9})$$

$p_{S,ikr}$ ist dabei die Wahrscheinlichkeit dafür, dass der Leistungsbedarf in der r -ten Stufe der Wiederversorgung zwischen S_{ikr} und $S_{ik(r+1)}$ liegt und kann aus der stufenförmigen geordneten Jahresdauerlinie der Verbraucherleistung bestimmt werden.

$$\sigma^2(Q_{U,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{S,ikr} \cdot \sigma^2(T_{ikr}) + \frac{(E(Q_{U,ik}))^2}{E(H_{U,ik})} \quad \text{ZWG (A.10)}$$

Für die *Nichtverfügbarkeit* von Verbraucher k gilt [Wellßow 1986]:

$$E(Q_{U,k}) = \sum_i E(Q_{U,ik}) \quad (\text{A.11})$$

$$\sigma^2(Q_{U,k}) = \sum_i \sigma^2(Q_{U,ik}) \quad (\text{A.12})$$

Für die *Nichtverfügbarkeit* des gesamten Netzes gilt [Wellßow 1986]:

$$E(Q_U) = \sum_i E(Q_{U,ij}) \quad (\text{A.13})$$

$$\text{mit: } E(Q_{U,ij}) = \text{Max}_k(E(Q_{U,ik})) \quad (\text{A.14})$$

$$\sigma^2(Q_U) = \sum_i \sigma^2(Q_{U,ij}) \quad (\text{A.15})$$

A.4 Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen

Die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* für Verbraucher k in der Fehlerkombination i ergibt sich zu [Gebler, Wellßow 1986]:

$$E(T_{U,ik}) = \frac{E(Q_{U,ik})}{E(H_{U,ik})} = \frac{1}{p_{Z,ik}} \cdot \sum_r p_{S,ikr} \cdot E(T_{ikr}) \quad (\text{A.16})$$

$$\sigma^2(T_{U,ik}) = \frac{1}{p_{Z,ik}} \cdot \sum_r p_{S,ikr} \cdot [\sigma^2(T_{ikr}) + (E(T_{ikr}))^2] - (E(T_{U,ik}))^2 \quad (\text{A.17})$$

Für die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* von Verbraucher k gilt [Gebler, Wellßow 1986]:

$$E(T_{U,k}) = \frac{E(Q_{U,k})}{E(H_{U,k})} \quad (\text{A.18})$$

$$\begin{aligned} \sigma^2(T_{U,k}) &= \frac{1}{E(H_{U,k})} \cdot \sum_i E(H_{U,ik}) \cdot [\sigma^2(T_{U,ik}) + (E(T_{U,ik}))^2] - (E(T_{U,k}))^2 \\ &= \frac{\sigma^2(Q_{U,k})}{E(H_{U,k})} - (E(T_{U,k}))^2 \end{aligned} \quad \text{ZWG (A.19)}$$

Für die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* des gesamten Netzes gilt [Gebler, Wellßow 1986]:

$$E(T_U) = \frac{E(Q_U)}{E(H_U)} \quad (\text{A.20})$$

$$\begin{aligned}\sigma^2(T_U) &= \frac{1}{E(H_U)} \cdot \sum_i E(H_{U,i}) \cdot [\sigma^2(T_{U,ij}) + (E(T_{U,ij}))^2] - (E(T_U))^2 \\ &= \frac{\sigma^2(Q_U)}{E(H_U)} - (E(T_U))^2\end{aligned}$$

ZWG (A.21)

$$\text{mit: } E(T_{U,ij}) = \text{Max}_k(E(T_{U,ik})) \quad (\text{A.22})$$

A.5 Unterbrochene Leistung

Die *unterbrochene Leistung* für Verbraucher k in der Fehlerkombination i ergibt sich zu (vgl. [Gebler, Wellßow 1986]):

$$E(S_{U,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot E(S_{Z,ik}) \quad (\text{A.23})$$

$$\text{mit: } E(S_{Z,ik}) = \sum_d p_d \cdot (S_{kd} - S_{ik1}) \quad (\text{A.24})$$

d : Stufe aus der geordneten Jahresdauerlinie der Verbraucherleistung mit $S_{kd} > S_{ik1}$

p_d : Wahrscheinlichkeit der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der Verbraucherleistung

S_{kd} : Verbraucherleistung am Knoten k in der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der Verbraucherleistung

$$\sigma^2(S_{U,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot [\sigma^2(S_{Z,ik}) + (E(S_{Z,ik}))^2] \quad \text{ZWG (A.25)}$$

Für die *unterbrochene Leistung* von Verbraucher k gilt [Gebler, Wellßow 1986]:

$$E(S_{U,k}) = \sum_i E(S_{U,ik}) \quad (\text{A.26})$$

$$\sigma^2(S_{U,k}) = \sum_i \sigma^2(S_{U,ik}) \quad (\text{A.27})$$

Für die *unterbrochene Leistung* des gesamten Netzes gilt (vgl. [Gebler, Wellßow 1986]):

$$E(S_U) = \sum_i E(S_{U,i}) \quad (\text{A.28})$$

$$\text{mit: } E(S_{U,i}) = \sum_k E(S_{U,ik}) \quad (\text{A.29})$$

$$\sigma^2(S_U) = \sum_i \sigma^2(S_{U,i}) \quad (\text{A.30})$$

$$\text{mit: } \sigma^2(S_{U,i}) = E(H_{Z,i}) \cdot [\sigma^2(S_{Z,i}) + (E(S_{Z,i}))^2] \quad \text{ZWG (A.31)}$$

$$\text{und: } E(S_{Z,i}) = \sum_d p_d \cdot (S_d - S_{i1}) \quad (\text{A.32})$$

$$\sigma^2(S_{Z,i}) = \sum_d p_d \cdot (S_d - S_{i1})^2 - (E(S_{Z,i}))^2 \quad \text{ZWG (A.33)}$$

$$S_d = \sum_k S_{kd} \quad (\text{A.34})$$

$$S_{i1} = \sum_k S_{ik1} \quad (\text{A.35})$$

A.6 Nicht zeitgerecht gelieferte Energie

Die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* für Verbraucher k in der Fehlerkombination i ergibt sich zu (vgl. [Gebler, Wellßow 1986]):

$$E(E_{U,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{S,ikr} \cdot E(S_{Z,ikr}) \cdot [E(T_{ikr}) - E(T_{ik(r-1)})] \quad (\text{A.36})$$

$$\text{mit: } E(S_{Z,ikr}) = \sum_d p_{d|r} \cdot (S_{kd} - S_{ikr}) \quad (\text{A.37})$$

d : Stufe aus der geordneten Jahresdauerlinie der Verbraucherleistung mit $S_{kd} > S_{ikr}$

$p_{d|r}$: bedingte Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der Verbraucherleistung, unter der Bedingung, dass gilt: $S_{ikr} < S_{kd} < S_{ik(r+1)}$

$$\begin{aligned} \sigma^2(E_{U,ik}) \approx & E(H_{U,ik}) \cdot [\sigma^2(S_{Z,ik}) + (E(S_{Z,ik}))^2] \cdot [\sigma^2(T_{U,ik}) + (E(T_{U,ik}))^2] \\ & + (E(E_{U,ik}))^2 \cdot (p_{z,ik}^2 - 1) \end{aligned} \quad \text{ZWG (A.38)}$$

Für die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* von Verbraucher k gilt [Gebler, Wellßow 1986]:

$$E(E_{U,k}) = \sum_i E(E_{U,ik}) \quad (\text{A.39})$$

$$\sigma^2(E_{U,k}) = \sum_i \sigma^2(E_{U,ik}) \quad (\text{A.40})$$

Für die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* des gesamten Netzes gilt (vgl. [Gebler, Wellßow 1986]):

$$E(E_U) = \sum_i E(E_{U,i}) \quad (\text{A.41})$$

$$\text{mit: } E(E_{U,i}) = \sum_k E(E_{U,ik}) \quad (\text{A.42})$$

$$\sigma^2(E_U) = \sum_i \sigma^2(E_{U,i}) \quad (\text{A.43})$$

$$\text{mit: } \sigma^2(E_{U,i}) = E(H_{U,i}) \cdot [\sigma^2(S_{Z,i}) + (E(S_{Z,i}))^2] \cdot [\sigma^2(\bar{T}_{U,i}) + (E(\bar{T}_{U,i}))^2] \\ + (E(E_{U,i}))^2 \cdot (p_{Z,i}^2 - 1) \quad \text{ZWG (A.44)}$$

$$\text{und: } E(\bar{T}_{U,i}) = \frac{\sum_k E(H_{U,ik}) \cdot E(T_{U,ik})}{\sum_k E(H_{U,ik})} \quad (\text{A.45})$$

$$\sigma^2(\bar{T}_{U,i}) = \frac{\sum_k E(H_{U,ik}) \cdot \sigma^2(T_{U,ik})}{\sum_k E(H_{U,ik})} \quad (\text{A.46})$$

A.7 Unterbrechungskosten

Die *Unterbrechungskosten* für Verbraucher k in der Fehlerkombination i ergeben sich zu (vgl. [Backes]):

$$E(K_{U,ik}) = b_S(T_{U,ik}) \cdot E(S_{U,ik}) + b_E(T_{U,ik}) \cdot E(E_{U,ik}) \quad (\text{A.47})$$

$$\sigma^2(K_{U,ik}) = b_S^2(T_{U,ik}) \cdot \sigma^2(S_{U,ik}) + b_E^2(T_{U,ik}) \cdot \sigma^2(E_{U,ik}) \quad (\text{A.48})$$

Für die *Unterbrechungskosten* von Verbraucher k gilt [Backes]:

$$E(K_{U,k}) = \sum_i E(K_{U,ik}) \quad (\text{A.49})$$

$$\sigma^2(K_{U,k}) = \sum_i \sigma^2(K_{U,ik}) \quad (\text{A.50})$$

Für die *Unterbrechungskosten* des gesamten Netzes gilt (vgl. [Backes]):

$$E(K_U) = \sum_i E(K_{U,i}) \quad (\text{A.51})$$

$$\text{mit: } E(K_{U,i}) = \sum_k E(K_{U,ik}) \quad (\text{A.52})$$

$$\sigma^2(K_U) = \sum_i \sigma^2(K_{U,i}) \quad (\text{A.53})$$

$$\text{mit: } \sigma^2(K_{U,i}) = \bar{b}_S^2 \cdot \sigma^2(S_{U,i}) + \bar{b}_E^2 \cdot \sigma^2(E_{U,i}) \quad (\text{A.54})$$

$$\text{und: } \bar{b}_S = \frac{\sum_k b_S(T_{U,ik}) \cdot E(S_{U,ik})}{\sum_k E(S_{U,ik})} \quad (\text{A.55})$$

$$\bar{b}_E = \frac{\sum_k b_E(T_{U,ik}) \cdot E(E_{U,ik})}{\sum_k E(E_{U,ik})} \quad (\text{A.56})$$

A.8 Erstattungen

Die *Erstattungen* für Verbraucher k in der Fehlerkombination i ergeben sich zu (vgl. [Backes]):

$$E(A_{U,ik}) = b_S(T_{U,ik}) \cdot S_k \cdot E(H_{U,ik}) + b_E(T_{U,ik}) \cdot S_k \cdot E(Q_{U,ik}) \quad (\text{A.57})$$

$$\sigma^2(A_{U,ik}) = b_S^2(T_{U,ik}) \cdot S_k^2 \cdot E(H_{U,ik}) + b_E^2(T_{U,ik}) \cdot S_k^2 \cdot \sigma^2(Q_{U,ik}) \quad \text{ZWG (A.58)}$$

mit: S_k : Anschlussleistung des Verbrauchers k

Für die *Erstattungen* von Verbraucher k gilt [Backes]:

$$E(A_{U,k}) = \sum_i E(A_{U,ik}) \quad (\text{A.59})$$

$$\sigma^2(A_{U,k}) = \sum_i \sigma^2(A_{U,ik}) \quad (\text{A.60})$$

Für die *Erstattungen* des gesamten Netzes gilt (vgl. [Backes]):

$$E(A_U) = \sum_i E(A_{U,i}) \quad (\text{A.61})$$

$$\text{mit: } E(A_{U,i}) = \sum_k E(A_{U,ik}) \quad (\text{A.62})$$

$$\sigma^2(A_U) = \sum_i \sigma^2(A_{U,i}) \quad (\text{A.63})$$

$$\text{mit: } \sigma^2(A_{U,i}) = \bar{b}_S^2 \cdot S_i^2 \cdot E(H_{U,i}) + \bar{b}_E^2 \cdot S_i^2 \cdot \sigma^2(Q_{U,i}) \quad \text{ZWG (A.64)}$$

$$\text{und: } \bar{b}_S = \frac{\sum_k b_S(T_{U,ik}) \cdot S_k \cdot E(H_{U,ik})}{\sum_k S_k \cdot E(H_{U,ik})} \quad (\text{A.65})$$

$$\bar{b}_E = \frac{\sum_k b_E(T_{U,ik}) \cdot S_k \cdot E(Q_{U,ik})}{\sum_k S_k \cdot E(Q_{U,ik})} \quad (\text{A.66})$$

$$S_i = \sum_k S_k \quad (\text{A.67})$$

A.9 Kenngrößen für störungsbedingte Minder- oder Mehrlieferung von Einspeisungen

Bei der Berechnung der Kenngrößen für störungsbedingte Minder- oder Mehrlieferung von Einspeisungen sind Fehlerkombinationen relevant, in denen mindestens eine Einspeisung (Kraftwerk oder Netzeinspeisung) im Verlauf einer Fehlerkombination nicht ihren fahrplanmäßigen Leistungswert in das Netz einspeisen kann, sondern diesen Leistungswert unter- oder überschreiten muss. Die Berechnung der Kenngrößen ist nur bei Verwendung der Monte-Carlo-Simulation möglich. Eine der bedingten Unterbrechungswahrscheinlichkeit des Verbraucher-knotens k in der Fehlerkombination i , $p_{Z,ik}$, entsprechende Größe ist nicht gegeben. Bei der Berechnung der mittleren Dauer wird angenommen, dass Fahrplanabweichungen – sofern sie nicht durch Schaltmaßnahmen wieder auf die ursprünglichen Werte zurückzuführen sind – bis zum Ende der Fehlerkombination andauern. Bei der Berechnung der Leistungsminder- oder Leistungsmehrlieferung ist die Differenz zwischen den aktuellen Leistungswerten und den Fahrplanwerten maßgebend. Die Berechnung der Kenngrößen (bis auf *Erstattungen*, die in diesem Zusammenhang nicht relevant sind) erfolgt analog. Die störungsbedingte Leistungsminder- bzw. Leistungsmehrlieferung wird gegebenenfalls über die einzelnen Wiederversorgungsstufen einer Fehlerkombination als mit der jeweiligen Dauer gewichteter Mittelwert berechnet.

A.10 Kenngrößen für die Unterbrechung des Netzverbunds

Bei der Berechnung der Kenngrößen für die Unterbrechung des Netzverbundes sind Fehlerkombinationen relevant, in denen alle Kupplungselemente zwischen zwei Netzen bzw. alle Kupplungselemente eines Netzes zu seinen benachbarten Netzen nicht verfügbar sind. Eine der bedingten Unterbrechungswahrscheinlichkeit des Verbraucherknottes k in der Fehlerkombination i , $p_{Z,ik}$, entsprechende Größe ist nicht gegeben. Die Berechnung der Kenngrößen (nur *Häufigkeit*, *Nichtverfügbarkeit* und *mittlere Dauer*) erfolgt analog.

B Netzdaten der Beispielnetze

B.1 Höchstspannungs-Beispielnetz

Der schematische Netzplan ist in Abbildung 6.2 dargestellt.

B.1.1 Stationen

Die Stationsdaten sind in Tabelle B.1 dargestellt:

Tabelle B.1: Stationsdaten des Höchstspannungs-Beispielnetzes

Name	Wirkleistung in MW	Ind. Blindleistung in MVA	Scheinleistung in MVA	Lastfaktor
B10	200	120	233,2	L001
B20A	175	40	179,5	L002
D10	224	64	233,0	L001
G10	190	45	195,3	L002
I10	160	50	167,6	L002
J20A	150	60	161,6	L002
J20B	150	60	161,6	L002
K20A	75	35	82,8	L002

Die geordneten und normierten Jahresdauerlinien sowie die normierten Tagesganglinien der Lastfaktoren L001 und L002 für Werktage, Samstage und Sonntage jeweils im Sommer und im Winter sind in Abbildung B.1 bis Abbildung B.5 dargestellt.

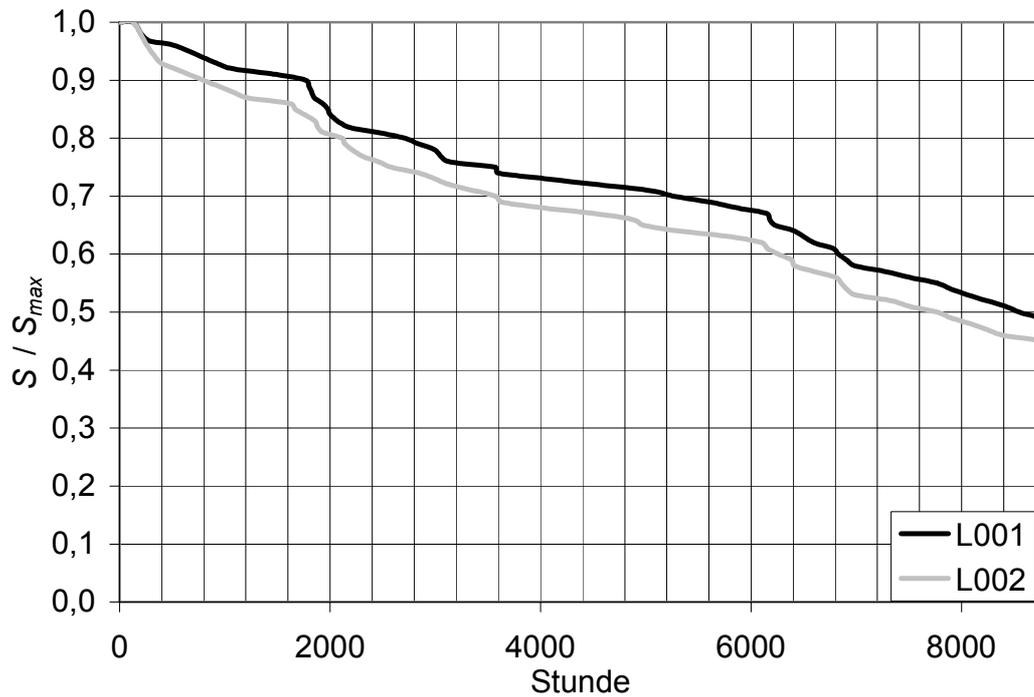


Abbildung B.1: Geordnete und normierte Jahresdauerlinien der Lastfaktoren

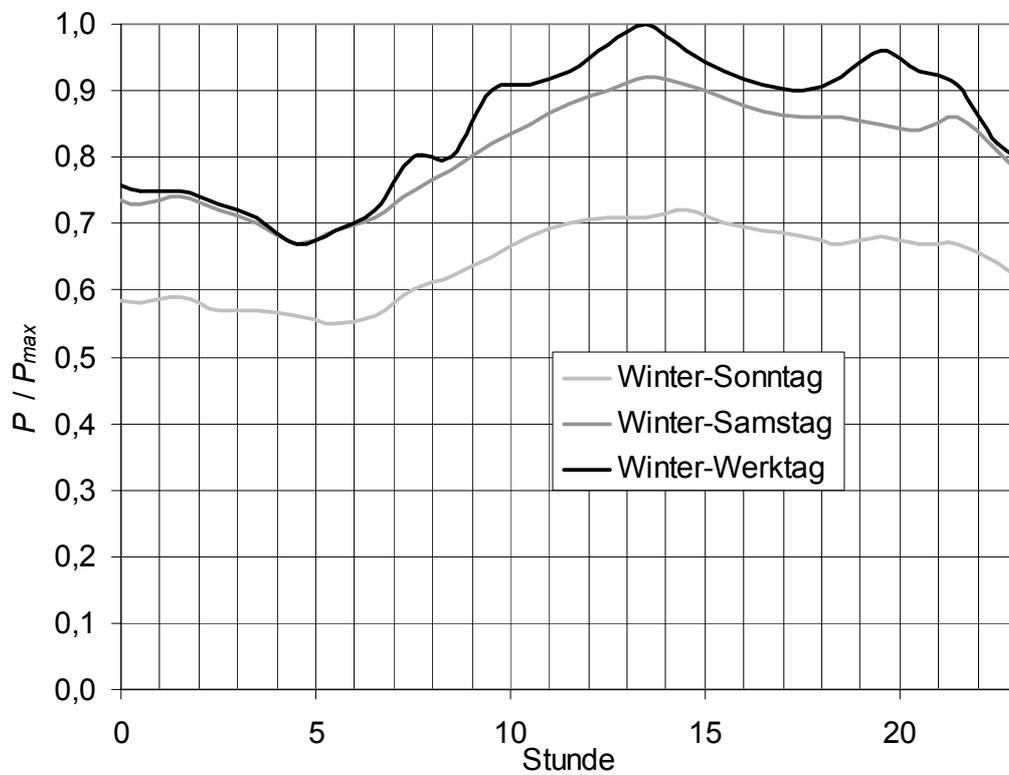


Abbildung B.2: Normierte Winter-Tagesganglinien für Lastfaktor L001

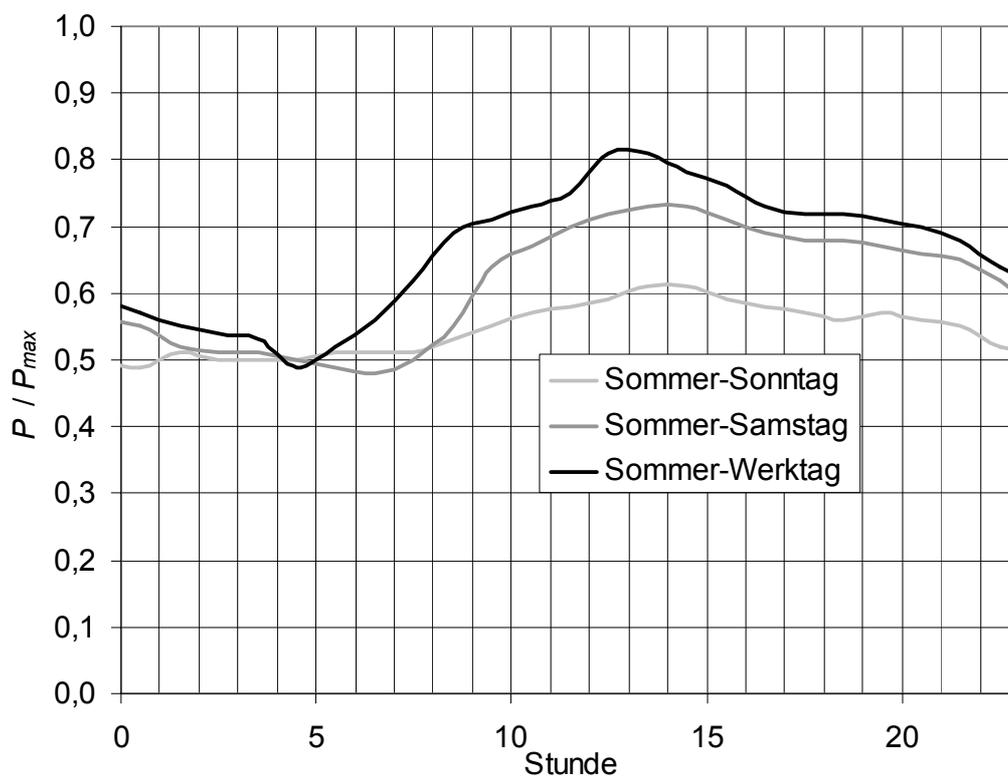


Abbildung B.3: Normierte Sommer-Tagesganglinien für Lastfaktor L001



Abbildung B.4: Normierte Winter-Tagesganglinien für Lastfaktor L002

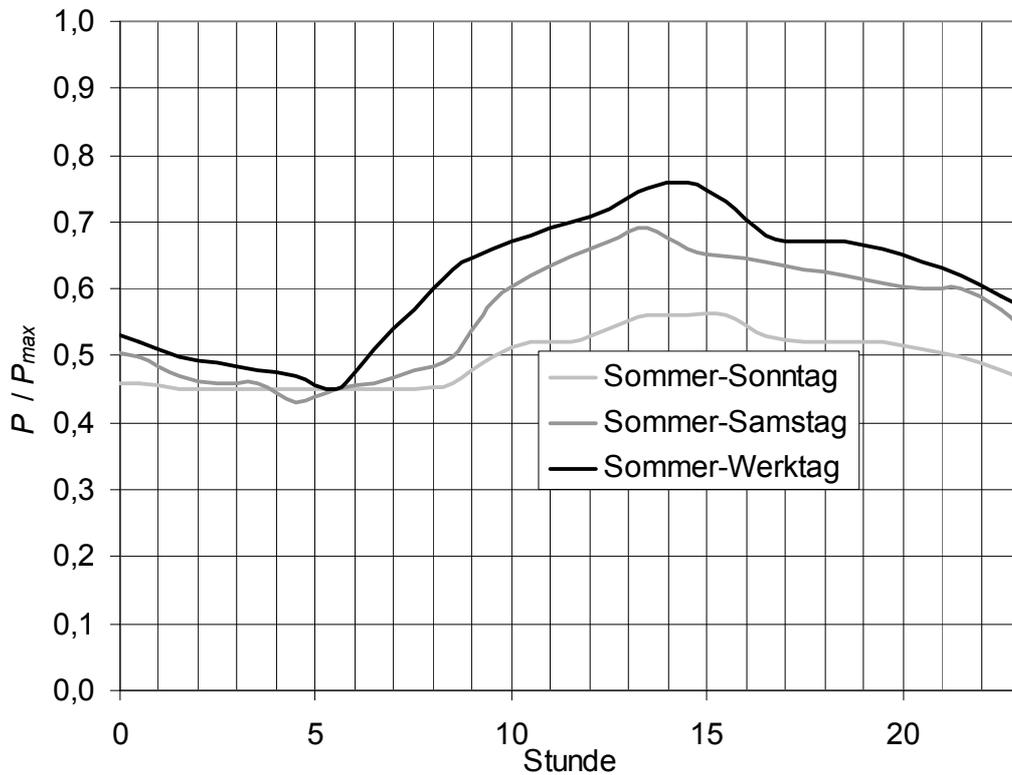


Abbildung B.5: Normierte Sommer-Tagesganglinien für Lastfaktor L002

B.1.2 Leitungen

Die Leitungsdaten sind in Tabelle B.2 dargestellt:

Tabelle B.2: Leitungsdaten des Höchstspannungs-Beispielnetzes

Name	Knoten 1	Knoten 2	$R_{(l)}$ in Ω	$X_{(l)}$ in Ω	$C_{(l)}$ in μF	Länge in km	I_r in A
L1	A40A	B40A	0,265	3,100	0,120	10,0	2000
L2	A40B	B40B	0,265	3,100	0,120	10,0	2000
L3	C40A	B40A	0,265	3,100	0,120	10,2	2100
L4	C40B	B40B	0,265	3,100	0,120	10,2	2100
L5	C40B	D40B	1,520	17,500	0,697	57,5	2100
L6	C40A	D40A	1,520	17,500	0,697	57,5	2100
L7	B20A	G20A	0,475	17,900	0,223	18,3	2100
L8	J20A	G20A	3,720	20,100	0,490	51,8	870
L9	K20B	G20B	1,510	8,450	0,206	22,8	870
L10	J20A	K20A	3,290	17,800	0,464	49,0	870

Name	Knoten 1	Knoten 2	$R_{(l)}$ in Ω	$X_{(l)}$ in Ω	$C_{(l)}$ in μF	Länge in km	I_r in A
L11	F40A	A40A	1,070	13,950	0,860	57,2	3600
L12	F40B	A40B	1,070	13,950	0,860	57,2	3600
L13	J20A	I20A	3,110	16,600	0,395	42,8	870
L14	J20B	I20B	3,110	16,600	0,395	42,8	870
L15	E40B	F40B	2,010	15,220	0,864	60,7	2560
L16	E40A	F40A	2,010	15,220	0,864	60,7	2560
L17	E40A	D40A	0,911	7,070	0,414	28,5	2000
L18	E40B	D40B	0,911	7,070	0,414	28,5	2000
L19	D20A	I20A	0,381	2,630	0,195	11,5	1740
L20	E40A	H40A	0,064	0,837	0,050	3,4	2000
L21	E40B	H40B	0,064	0,837	0,050	3,4	2000
L22	J20A	F20A	0,081	0,952	0,038	1,0	2100
LBG110	B10	G10	1,510	8,450	0,206	50,0	1300
LDI110	D10	I10	1,510	8,450	0,206	50,0	1300

B.1.3 Transformatoren

Die Daten von Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren sind in Tabelle B.3 dargestellt:

Tabelle B.3: Transformatoraten des Höchstspannungs-Beispielnetzes

N.	Kn. 1	Kn. 2	Kn. 3	U_{r1} in kV	U_{r2} in kV	U_{r3} in kV	S_{r1} MVA	S_{r2} MVA	S_{r3} MVA	u_{k12} in %	u_{k23} in %	u_{k31} in %
DA	A40B	A10A	A10B	420,0	10,5	10,5	420,0	210,0	210,0	15,6	29,4	15,7
DB	B40A	B20B	B03A	400,0	231,0	30,0	660,0	660,0	198,0	10,0	11,2	15,0
DD	D40A	D20A	D03A	400,0	231,0	30,0	660,0	660,0	198,0	10,0	11,2	15,0
DF	F40B	F20A	F03D	400,0	231,0	30,0	660,0	660,0	198,0	9,9	9,7	13,3
ZA	A40A	A03A		425,0	27,0		970,0			16,7		
ZB	B40A	B10		425,0	125,0		600,0			16,7		
ZD	D40B	D10		428,0	125,0		600,0			15,6		
ZG	G20A	G10		240,0	123,0		450,0			15,7		
ZH1	H40A	H02A		428,0	21,0		687,0			15,6		
ZH2	H40B	H02B		425,0	21,0		687,0			15,7		
ZI	I20A	I10		240,0	123,0		450,0			15,7		

B.1.4 Einspeisungen

Die Daten von Generatoren und Netzeinspeisungen sind in Tabelle B.4 dargestellt:

Tabelle B.4: Daten der Einspeisungen des Höchstspannungs-Beispielnetzes

Einsp.	Schalt zust.	U_r in kV	S_r in MVA	$\cos \varphi_r$	x_d'' in p.u.	S_k'' in GVA	P_{max} in MW	Q_{max} in MVA	K_r in MW/Hz
A10A	aus	10,5	200	0,85	0,15		170	120	100
A03A	ein	27,0	800	0,85	0,15		600	300	150
H02A	ein	21,0	450	0,85	0,15		350	150	100
H02B	aus	21,0	400	0,85	0,15		350	150	100
C40A	ein					5,0	2000	1200	450
I20A	ein					5,0	500	266	300

Die summierten Tagesganglinien für das Gesamtnetz mit den jeweiligen Fahrplänen der einzelnen Einspeisungen sind in Abbildung B.6 bis Abbildung B.11 dargestellt.

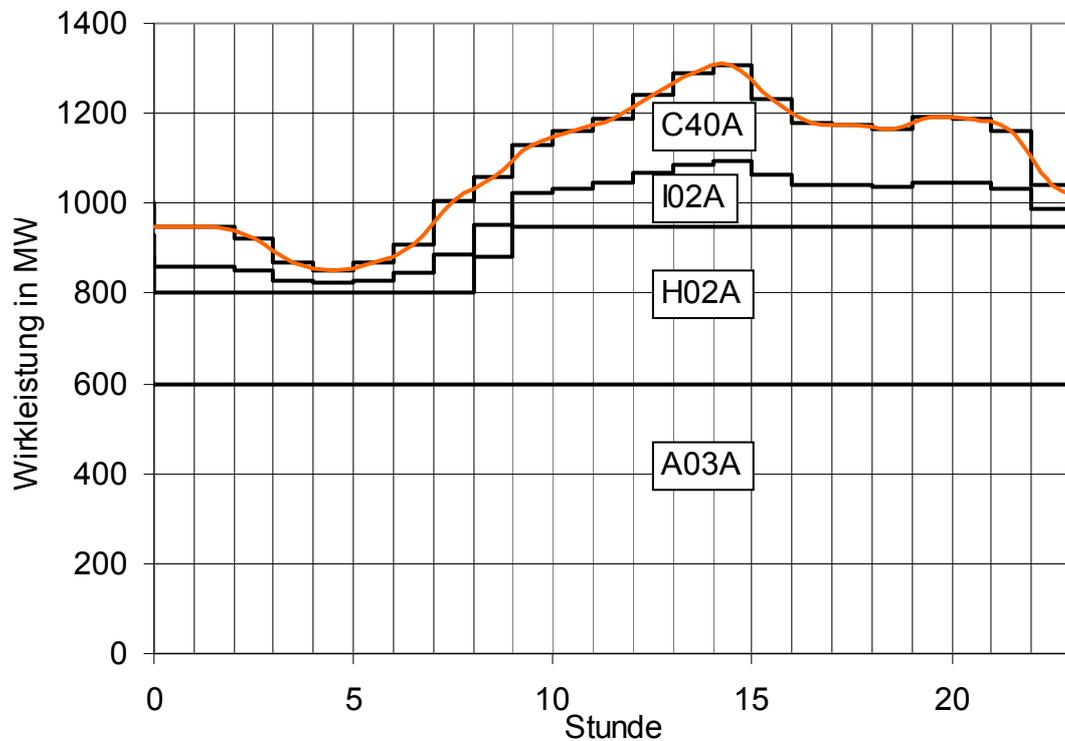


Abbildung B.6: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Werktag

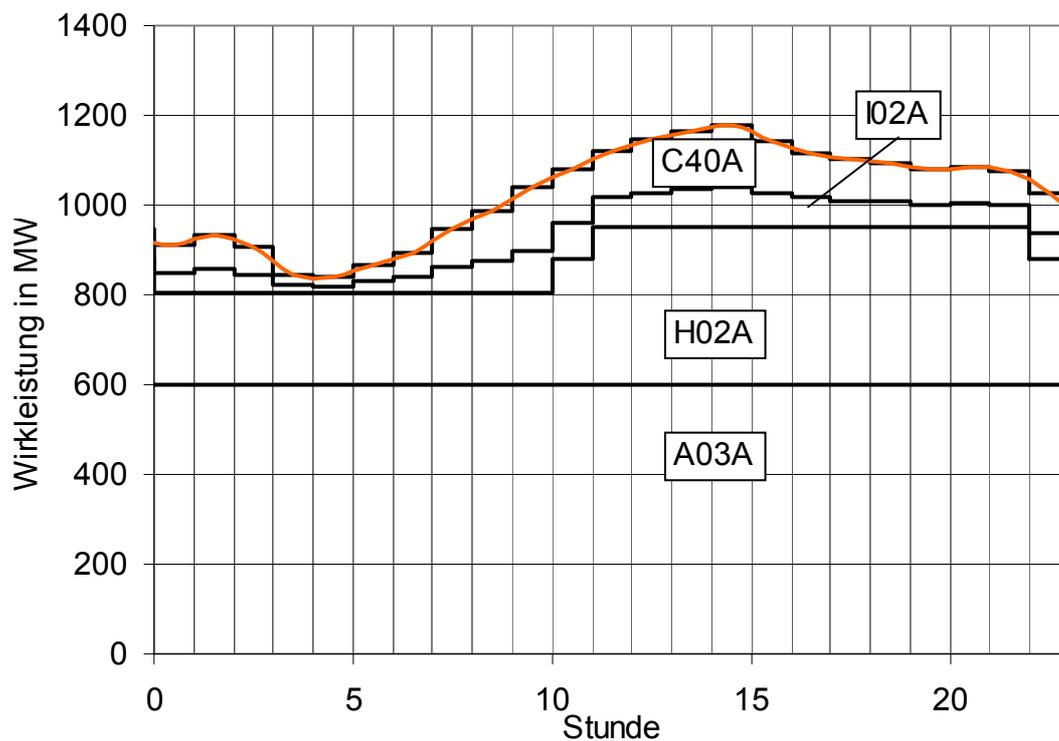


Abbildung B.7: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Samstag

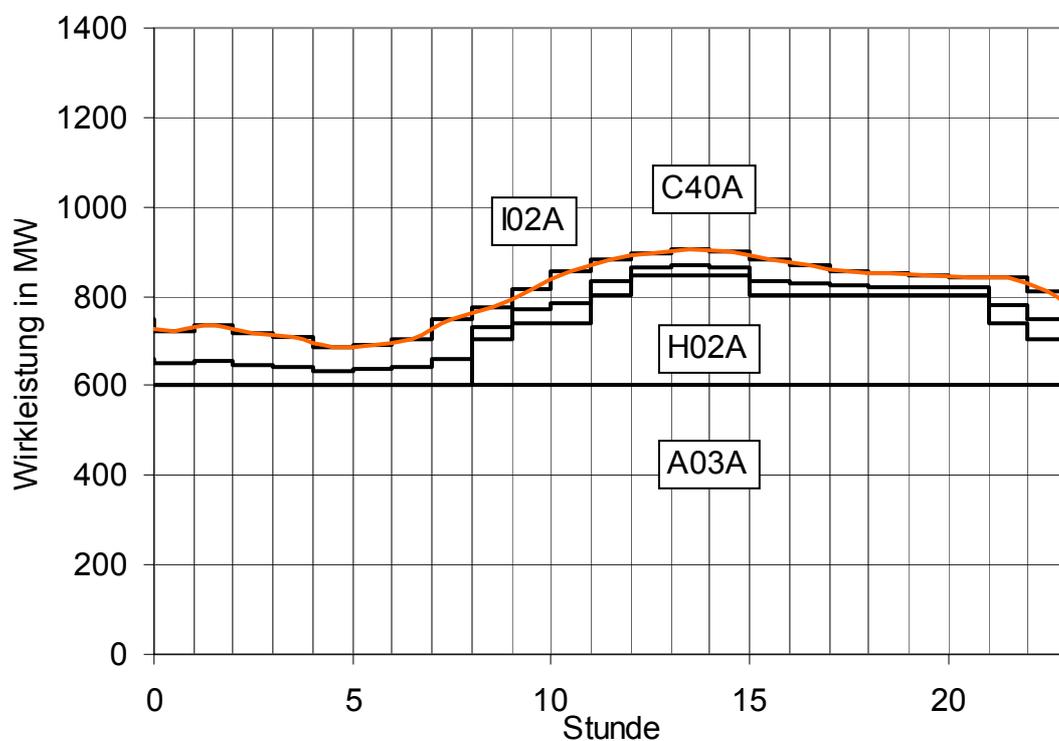


Abbildung B.8: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Sonntag

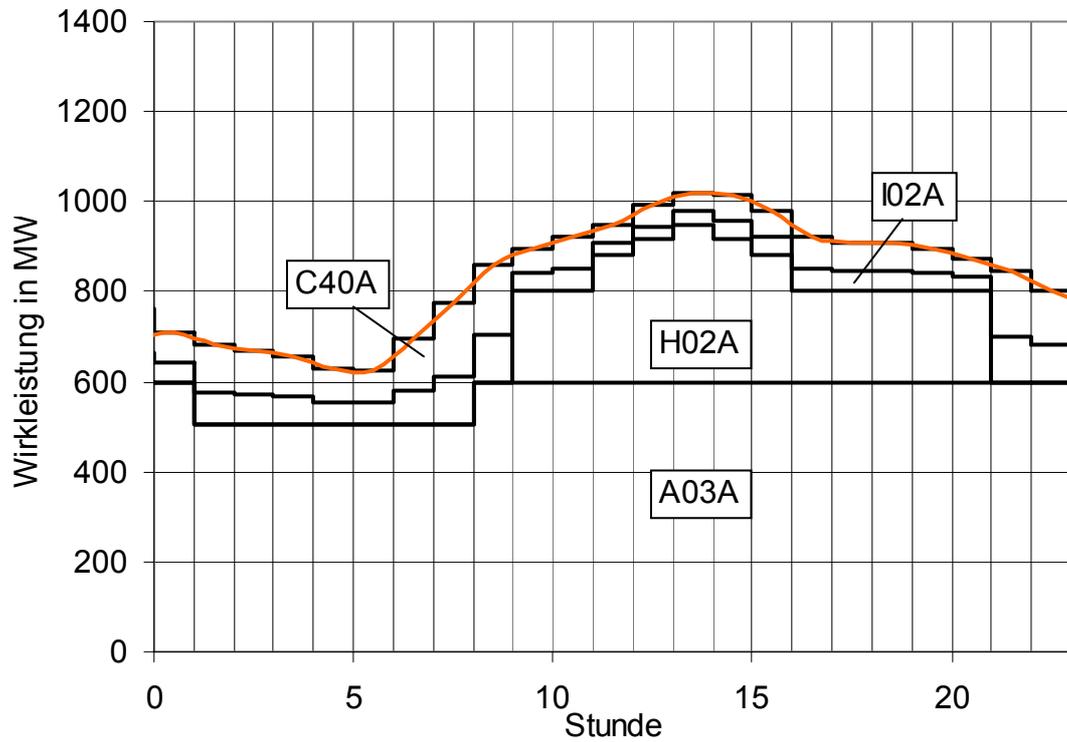


Abbildung B.9: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Werktag

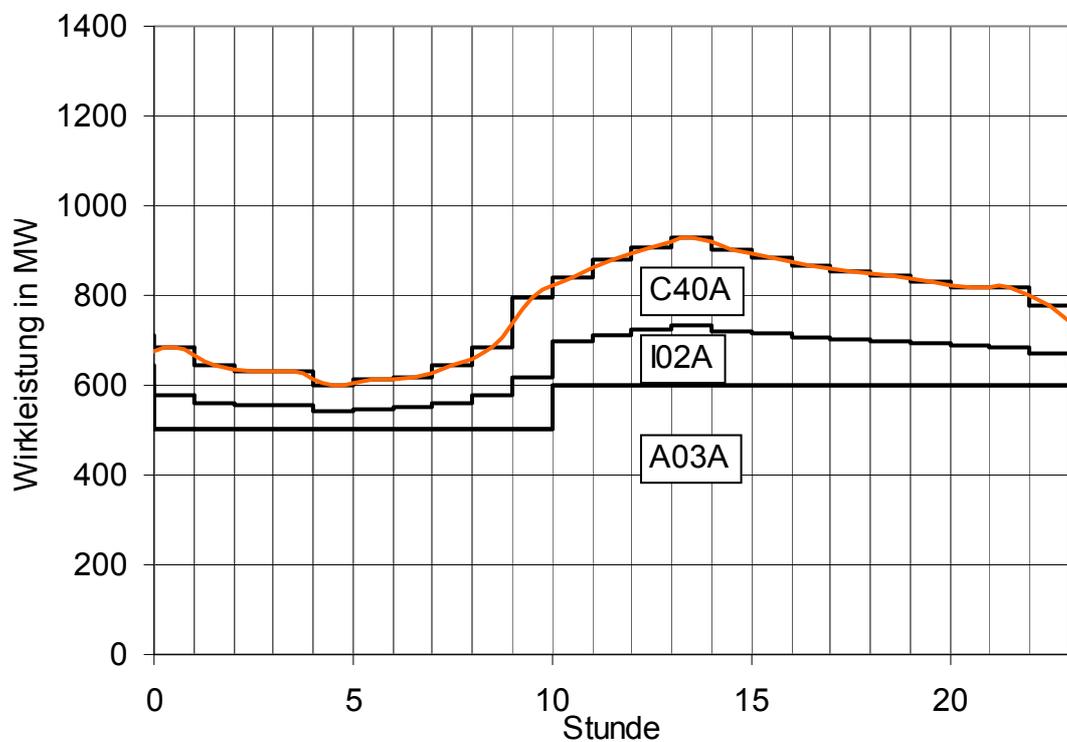


Abbildung B.10: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Samstag

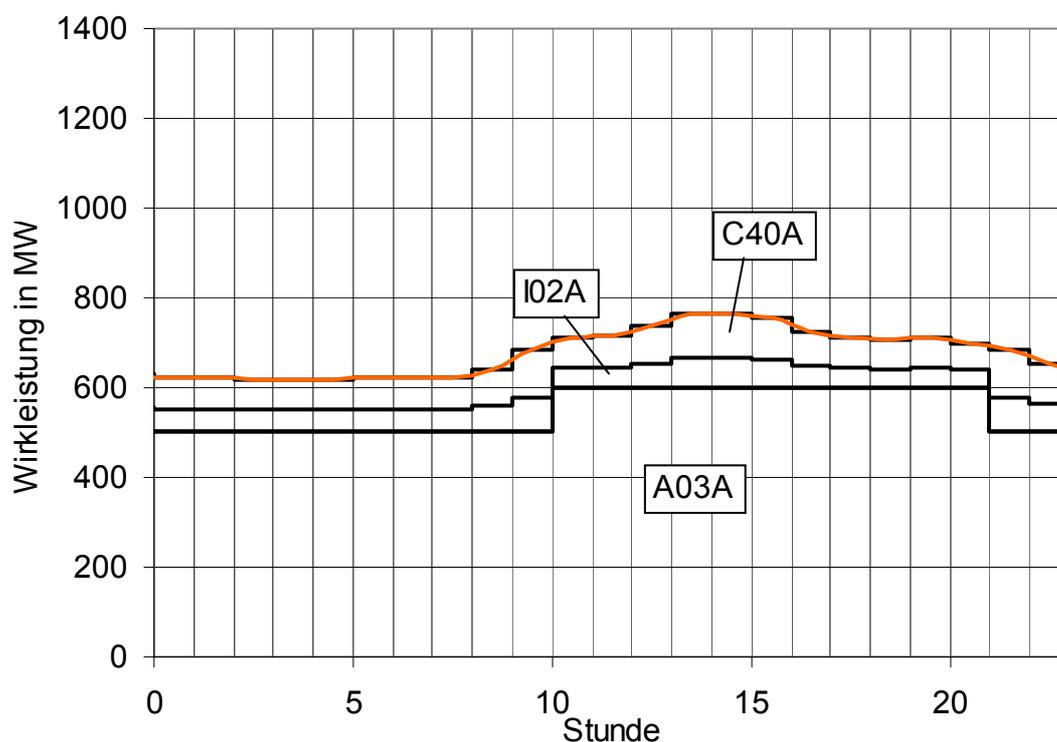


Abbildung B.11: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Sonntag

B.1.5 Zuverlässigkeitskenndaten

Die Zuverlässigkeitskenndaten sind der Literatur [Böse et al.] entnommen und in Tabelle B.5 dargestellt. Die Dauern für das Frei- und Wiedereinschalten sowie das Schalten von Sammelschienenkupplungen betragen jeweils 0,33 h; die Dauer für einen Sammelschienenwechsel beträgt 0,5 h. Die Einschaltdauer für ausgeschaltete Leitungen und Transformatoren beträgt ebenfalls 0,5 h. Die Einschaltdauer für ausgeschaltete Generatoren beträgt 1 h. Der Überlastfaktor für alle Leitungen und Transformatoren beträgt 130 %.

Tabelle B.5: Zuverlässigkeitskenndaten des Höchstspannungs-Beispielnetzes

Ausfallmodell	Betriebsmittel	H in 1/a	T in h	p
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0049 /km	8,22	
	Sammelschiene	0,0110	0,10	
	Feld SS-Seite	0,0052	6,15	
	Feld LT-Seite	0,0052	25,45	
	Transformator	0,0288	170,20	

Ausfallmodell	Betriebsmittel	H in 1/a	T in h	p
Common-Mode-Ausfall	Freileitung	0,00012 /km	0,50	
Schutzversager	Freileitung		0,10	0,0027
	Sammelschiene		0,10	0,0027
	Transformator		0,10	0,0027
Schutzüberfunktion	Freileitung		0,70	0,0035
	Sammelschiene		0,70	0,0035
	Transformator		0,70	0,0035

B.2 Hochspannungs-Beispielnetz

Der schematische Netzplan ist in Abbildung 6.9 dargestellt.

B.2.1 Stationen

Die Stationsdaten sind in Tabelle B.6 dargestellt.

Tabelle B.6: Stationsdaten des Hochspannungs-Beispielnetzes

Name	Wirkleistung in MW	Ind. Blindleistung in MVA	Scheinleistung in MVA	Lastfaktor
SS112-A	33,1	8,3	34,12	L001
SS113-A	49,3	28,2	56,80	L002
SS114-A	46,6	19,9	50,67	L001
SS115-A	38,1	18,4	42,31	L001
SS116-A	29,4	15,9	33,42	L001
SS117-A	52,2	21,0	56,27	L002
SS118-A	38,2	9,8	39,44	L002
SS119-B	39,7	18,2	43,67	L001

Die geordneten und normierten Jahresdauerlinien sowie die normierten Tagesganglinien der Lastfaktoren L001 und L002 für Werkzeuge, Samstage und Sonntage jeweils im Sommer und im Winter sind in Abbildung B.1 bis Abbildung B.5 dargestellt.

B.2.2 Leitungen

Die Leitungsdaten sind in Tabelle B.7 dargestellt.

Tabelle B.7: Leitungsdaten des Hochspannungs-Beispielnetzes

Name	Knoten 1	Knoten 2	$R_{(l)}$ in Ω	$X_{(l)}$ in Ω	$C_{(l)}$ in μF	Länge in km	I_r in A
LT01	SS111-B	SS113-A	7,466	19,426	0,446	47,100	835
LT02	SS111-B	SS112-A	2,257	5,921	0,137	15,980	835
LT03	SS111-B	HK118-B	2,636	7,946	0,188	21,090	835
LT04	SS111-A	HK114-B	0,263	0,946	0,022	2,778	880
LT05	SS117-A	HK118-A	0,727	1,762	0,041	5,449	805
LT06	HK118-A	SS119-B	0,624	1,606	0,037	5,055	835
LT07	HK118-A	SS118-A	1,704	3,927	0,092	9,975	805
LT08	SS118-A	HK118-B	1,704	3,927	0,092	9,995	805
LT09	SS111-A	SS119-B	2,552	7,732	0,183	19,750	835
LT10	SS111-B	HK114-A	0,263	0,946	0,022	2,478	880
LT12	SS114-A	HK114-A	0,225	0,577	0,013	2,456	835
LT13	HK114-A	SS115-B	4,717	13,039	0,303	33,890	835
LT14	HK114-B	SS116-A	2,934	8,456	0,196	22,320	835
LT15	SS115-B	SS116-A	1,823	4,688	0,110	13,840	835
LT16	SS112-A	SS113-A	6,474	16,755	0,384	44,040	835
LT17	SS114-A	HK114-B	0,225	0,577	0,013	1,956	835
LT18	SS117-A	HK118-B	0,727	1,762	0,041	4,459	805

B.2.3 Transformatoren

Die Daten von Zweiwicklungstransformatoren sind in Tabelle B.8 dargestellt:

Tabelle B.8: Transformatordaten des Hochspannungs-Beispielnetzes

Name	Knoten 1	Knoten 2	U_{r1} in kV	U_{r2} in kV	S_r MVA	u_k in %
T01	SS KWM	SS113-A	10	110	200	3,50
T04	SS KWG	SS111-B	10	120	300	8,70
T02	SS ESPZ	SS119-A	380	120	300	16,70
T03	SS ESPP	SS115-A	380	120	300	16,70

B.2.4 Einspeisungen

Die Daten von Generatoren und Netzeinspeisungen sind in Tabelle B.9 dargestellt:

Tabelle B.9: Daten der Einspeisungen des Hochspannungs-Beispielnetzes

Einsp.	Schalt zust.	U_r in kV	S_r in MVA	$\cos \varphi_r$	x_d'' in p.u.	S_k'' in GVA	P_{max} in MW	Q_{max} in MVA	K_r in MW/Hz
KWG	ein	10,0	270	0,80	0,20		150	100	220
KWM	ein	10,0	170	0,80	0,15		120	80	130
ESPZ	aus					75	250	150	800
ESPP	ein					75	200	120	400

Die summierten Tagesganglinien für das Gesamtnetz mit den jeweiligen Fahrplänen der einzelnen Einspeisungen sind in Abbildung B.12 bis Abbildung B.17 dargestellt.

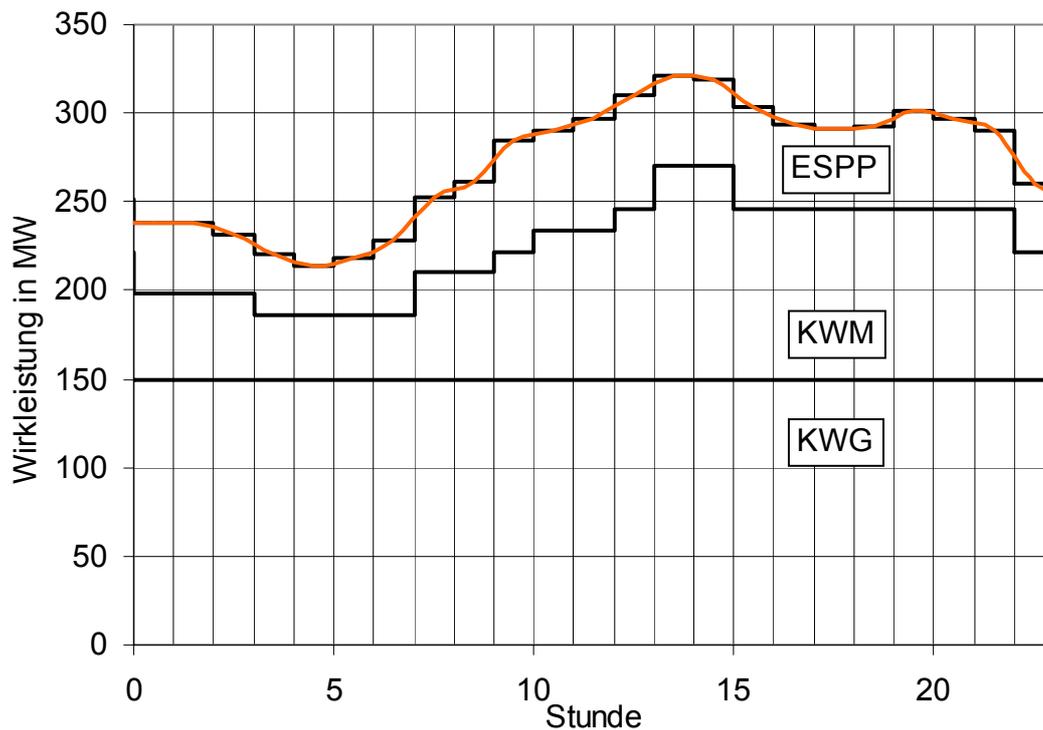


Abbildung B.12: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Werktag

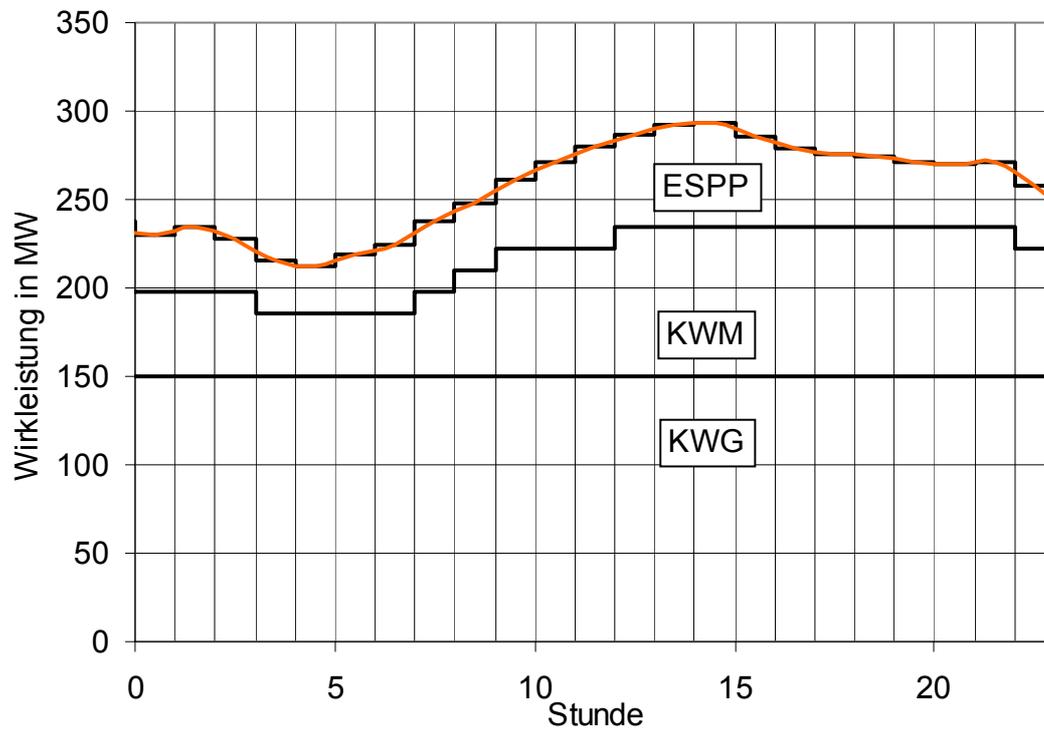


Abbildung B.13: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Samstag

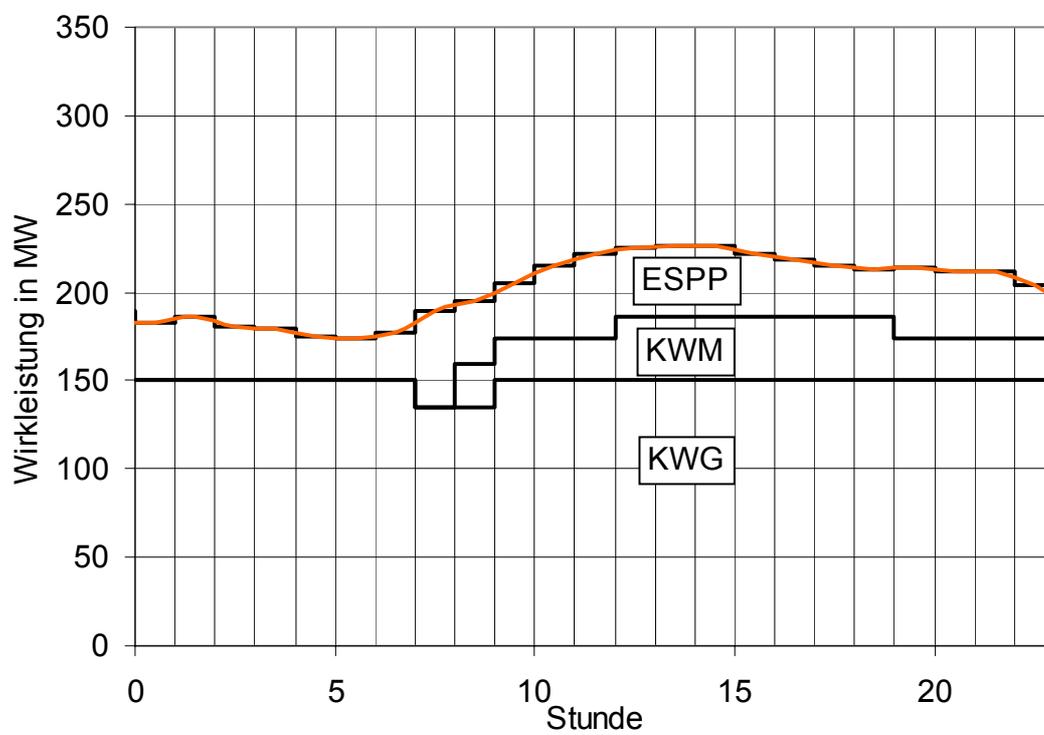


Abbildung B.14: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Sonntag

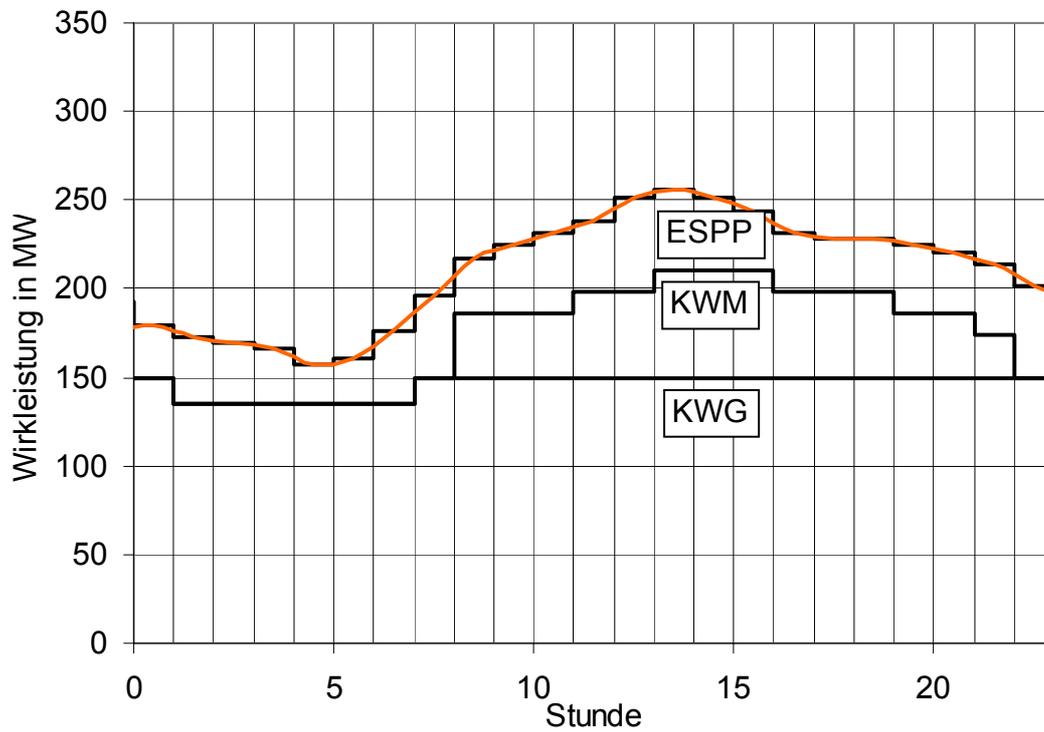


Abbildung B.15: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Werktag

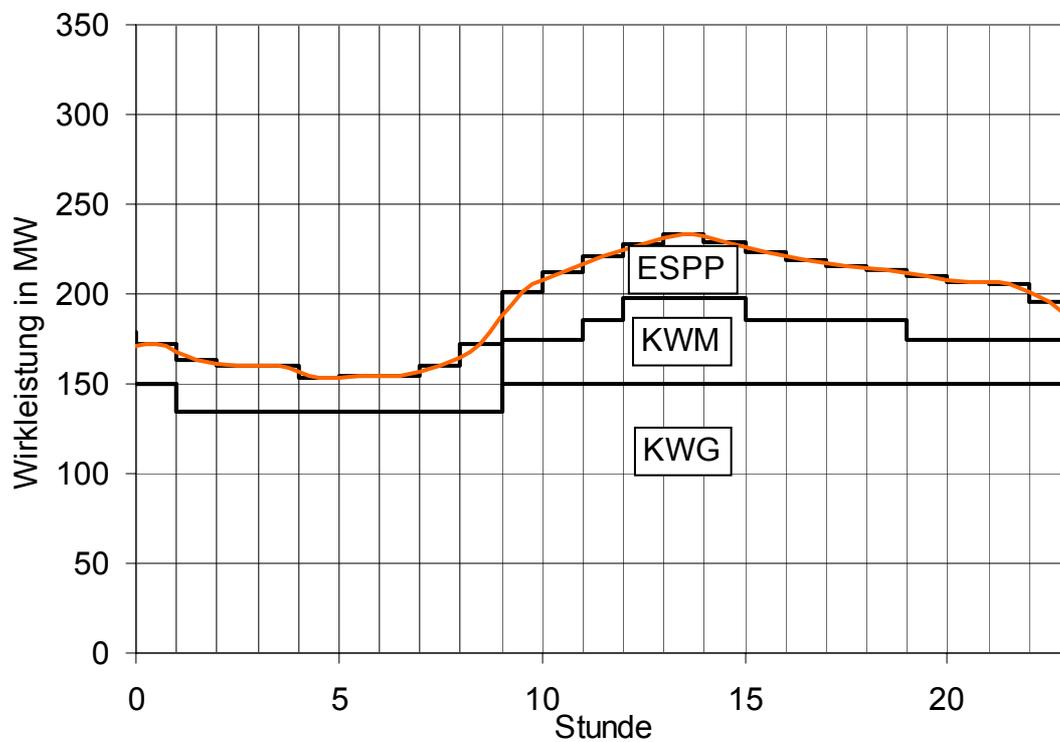


Abbildung B.16: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Samstag

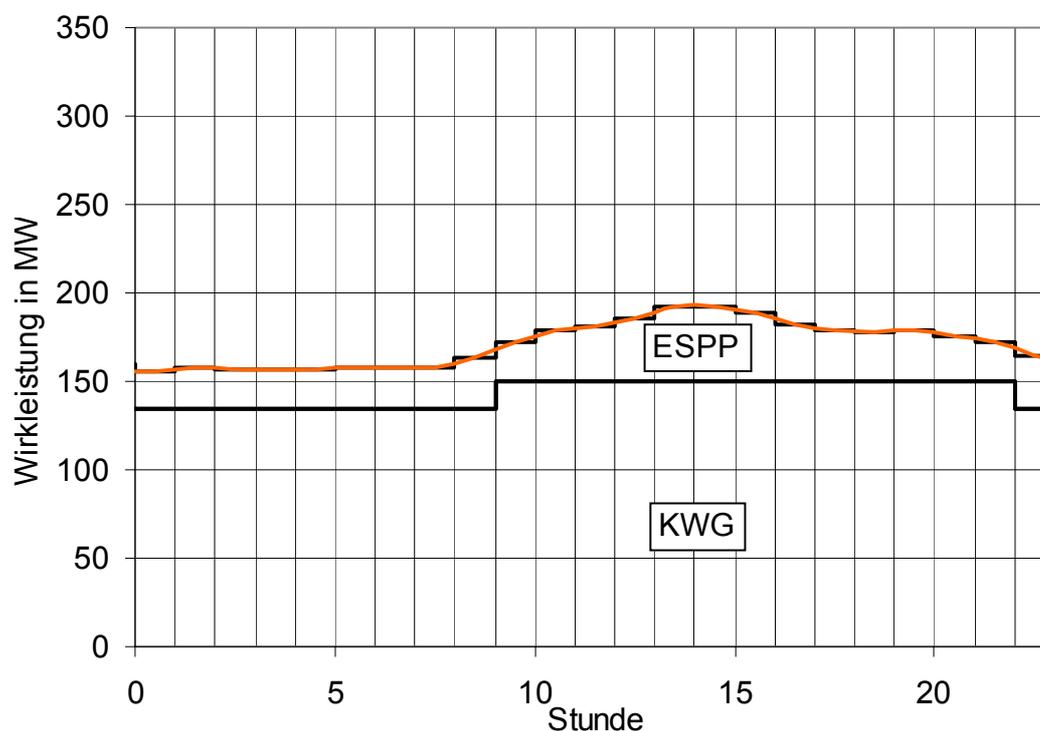


Abbildung B.17: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Sonntag

B.2.5 Zuverlässigkeitskenndaten

Die Zuverlässigkeitskenndaten sind der Literatur [Böse et al., Wellßow 1986] entnommen und in Tabelle B.10 dargestellt. Beim Ausfallmodell Mehrfacherdabschluss ist der Wert von T für einen stehenden Erdschluss sowohl die Dauer bis zur Ausschaltung des stehenden Erdschlusses wie auch die zugehörige Aus-Dauer. Die Dauern für das Frei- und Wiedereinschalten betragen jeweils 0,5 h. Die Einschalt-dauer für die einschaltbare Einspeisung beträgt 0,1 h. Der Überlastfaktor für alle Leitungen und Transformatoren beträgt 130 %.

Tabelle B.10: Zuverlässigkeitskenndaten des Hochspannungs-Beispielnetzes

Ausfallmodell	Betriebsmittel	H in 1/a	T in h	p
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0035 /km	3,33	
	Sammelschiene	0,0160	2,50	
	Transformator 380 kV / 110 kV	0,0288	170,20	
	Transformator 110 kV / MS	0,0390	8,00	

Ausfallmodell	Betriebsmittel	H in 1/a	T in h	p
Common-Mode-Ausfall	Freileitung	0,0040 /km	4,00	
Mehrfacherdschluss				
Stehender Erdschluss	Freileitung	0,0007 /km	0,50	
	Sammelschiene	0,0005	1,25	
	Transformator 110 kV / MS	0,0003	3,00	
Mehrfachausfall	Freileitung		1,00	0,00015 /km
	Sammelschiene		2,50	0,00500
	Transformator 110 kV / MS		6,00	0,01000
Schutzversager	Freileitung		0,15	0,00900
	Sammelschiene		0,15	0,00900
	Transformator 380 kV / 110 kV		0,10	0,0027
Schutzüberfunktion	Freileitung		0,72	0,00015
	Transformator 380 kV / 110 kV		0,70	0,00035
	Transformator 110 kV / MS		0,72	0,00025

B.3 Mittelspannungs-Beispielnetz

Der schematische Netzplan ist in Abbildung 6.22 dargestellt.

B.3.1 Stationen

Die Stationsdaten sind in Tabelle B.11 dargestellt. Stationen mit Lastfaktor LF01 entsprechen dabei Kunden, die den Basistarif im Versicherungsmodell wählen, und Stationen mit Lastfaktor LF02 stellen Kunden dar, die den höheren Tarif wählen.

Tabelle B.11: Stationsdaten des Mittelspannungs-Beispielnetzes

Name	Wirkleistung in MW	Ind. Blindleistung in MVA	Scheinleistung in MVA	Lastfaktor
N02	0,63	0,17	0,65	LF01
N03	0,57	0,20	0,60	LF01
N04	0,80	0,19	0,82	LF01
N05	0,80	0,57	0,98	LF01
N06	0,40	0,32	0,51	LF02
N07	0,80	0,61	1,01	LF01
N08	0,88	0,20	0,90	LF01
N09	1,60	0,94	1,86	LF02
N10	0,13	0,08	0,15	LF01
N11	0,63	0,31	0,70	LF01
N12	0,77	0,78	1,10	LF02
N13	1,32	0,46	1,40	LF02
N14	0,63	0,48	0,79	LF01
N15	0,72	0,69	1,00	LF01
N16	0,40	0,25	0,47	LF01
N17	0,63	0,48	0,79	LF01
N18	0,16	0,18	0,24	LF02
N19	0,80	0,51	0,95	LF02
N20	1,60	0,36	1,64	LF01
N21	0,80	0,61	1,01	LF01
N22	0,80	0,61	1,01	LF01
N23	0,80	0,42	0,90	LF01
N24	0,80	0,55	0,97	LF01
N25	1,80	0,78	1,96	LF02
N26	0,32	0,16	0,36	LF01
N27	1,30	0,68	1,47	LF02
N28	0,50	0,59	0,77	LF01
N29	0,16	0,13	0,21	LF01
N30	0,80	0,64	1,02	LF01
N31	0,80	0,73	1,08	LF01
N32	1,00	1,00	1,41	LF01
N33	0,80	0,55	0,97	LF02
N34	0,80	0,55	0,97	LF01
N35	0,80	0,69	1,06	LF02
N36	1,03	0,19	1,05	LF02
N37	0,10	0,06	0,12	LF01
N38	0,20	0,12	0,23	LF01

Name	Wirkleistung in MW	Ind. Blindleistung in MVA	Scheinleistung in MVA	Lastfaktor
N39	0,63	0,24	0,67	LF01
N40	1,33	0,77	1,54	LF01
N41	0,80	0,44	0,91	LF01
N42	0,32	0,19	0,37	LF01
N43	0,25	0,12	0,28	LF01
N44	0,80	0,44	0,91	LF02
N45	0,13	0,04	0,14	LF01
N46	0,25	0,18	0,31	LF01
N47	0,50	0,36	0,62	LF01
N48	0,20	0,32	0,38	LF01
N49	0,52	0,43	0,67	LF01
N50	0,40	0,18	0,44	LF01
N51	0,25	0,19	0,31	LF01
N52	0,50	0,28	0,57	LF01
N53	0,20	0,21	0,29	LF01
N54	0,16	0,22	0,27	LF01
N55	0,80	0,55	0,97	LF02
N56	0,16	0,05	0,17	LF01
N57	0,40	0,28	0,49	LF01
N58	0,50	0,43	0,66	LF01
N59	0,32	0,13	0,35	LF01
N60	1,51	0,85	1,73	LF01
N61	0,10	0,07	0,12	LF01
N62	0,40	0,17	0,43	LF01
N63	0,40	0,29	0,49	LF01
N64	0,80	0,53	0,96	LF02
N65	0,67	0,66	0,94	LF01
N66	0,16	0,08	0,18	LF01
N67	0,25	0,14	0,29	LF01
N68	0,50	0,42	0,65	LF01
N69	0,80	0,62	1,01	LF02
N70	0,80	0,60	1,00	LF02
N71	0,51	0,32	0,60	LF01
N72	0,40	0,29	0,49	LF01

Die verwendete geordnete und normierte Jahresdauerlinie ist für die beiden Lastfaktoren identisch und in Abbildung B.18 dargestellt.

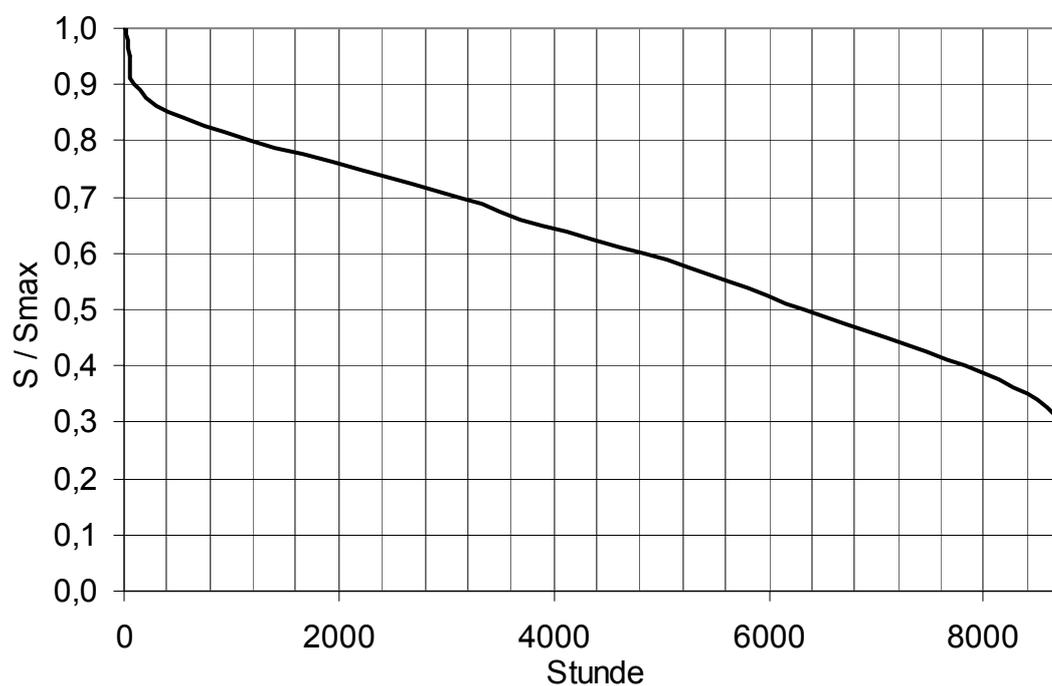


Abbildung B.18: Geordnete und normierte Jahresdauerlinie für das Mittelspannungs-Beispielnetz

B.3.2 Leitungen

Die Leitungsdaten sind in Tabelle B.12 dargestellt:

Tabelle B.12: Leitungsdaten des Mittelspannungs-Beispielnetzes

Name	Knoten 1	Knoten 2	$R_{(l)}$ in Ω	$X_{(l)}$ in Ω	$C_{(l)}$ in μF	Länge in km	I_r in A
LO 03	N02	N03	0,025	0,022	0,030	0,110	396
LO 04	N03	N04	0,038	0,091	0,133	0,250	355
LO 05	N04	N05	0,040	0,024	0,088	0,200	304
LO 06	N05	N06	0,163	0,097	0,362	0,823	304
LO 07	N06	N07	0,027	0,016	0,059	0,134	304
LO 08	N07	N08	0,089	0,053	0,197	0,448	304
LO 10	N09	N10	0,195	0,172	0,236	0,865	420
LO 11	N10	N11	0,016	0,014	0,020	0,072	420
LO 12	N11	N12	0,034	0,081	0,118	0,223	355
LO 13	N12	N13	0,093	0,056	0,208	0,472	304
LO 14	N13	N14	0,121	0,072	0,269	0,611	304
LO 15	N14	N15	0,268	0,159	0,594	1,351	304

Name	Knoten 1	Knoten 2	$R_{(l)}$ in Ω	$X_{(l)}$ in Ω	$C_{(l)}$ in μF	Länge in km	I_r in A
LO 17	N16	N17	0,118	0,103	0,142	0,520	396
LO 18	N17	N18	0,041	0,098	0,144	0,271	355
LO 19	N18	N19	0,040	0,024	0,088	0,200	304
LO 20	N19	N20	0,075	0,045	0,168	0,381	304
LO 21	N20	N21	0,000	0,000	0,000	0,001	304
LO 23	N22	N23	0,072	0,043	0,161	0,365	304
LO 24	N23	N24	0,060	0,036	0,132	0,301	304
LO 26	N25	N26	0,178	0,106	0,396	0,900	304
LO 27	N26	N27	0,144	0,086	0,321	0,729	304
LO 28	N27	N28	0,148	0,088	0,328	0,745	304
LO 29	N27	N29	0,101	0,060	0,224	0,510	304
LO 31	N30	N31	0,104	0,062	0,232	0,527	304
LO 32	N31	N32	0,030	0,018	0,066	0,150	304
LO 33	N32	N33	0,059	0,035	0,132	0,300	304
LO 35	N34	N35	0,083	0,049	0,184	0,419	304
LO 36	N35	N36	0,059	0,035	0,131	0,297	304
LO 37	N34	N37	0,003	0,001	0,004	0,011	237
LO 39	N38	N39	0,048	0,028	0,106	0,241	304
LO 40	N39	N40	0,034	0,020	0,076	0,173	304
LO 42	N41	N42	0,030	0,026	0,036	0,132	396
LO 43	N42	N43	0,039	0,093	0,136	0,256	355
LO 44	N43	N44	0,016	0,010	0,037	0,083	304
LO 45	N44	N45	0,030	0,018	0,066	0,151	304
LO 46	N45	N46	0,064	0,038	0,143	0,325	304
LO 47	N46	N47	0,042	0,025	0,092	0,210	304
LO 48	N47	N48	0,003	0,002	0,006	0,013	304
LO 49	N48	N49	0,067	0,040	0,148	0,336	304
LO 50	N49	N50	0,012	0,007	0,027	0,061	304
LO 51	N50	N51	0,043	0,026	0,095	0,217	304
LO 53	N52	N53	0,005	0,005	0,007	0,024	396
LO 54	N53	N54	0,038	0,033	0,045	0,166	396
LO 55	N54	N55	0,046	0,109	0,160	0,301	355
LO 56	N55	N56	0,020	0,012	0,044	0,100	304
LO 57	N56	N57	0,060	0,036	0,133	0,302	304
LO 58	N57	N58	0,041	0,024	0,090	0,205	304
LO 59	N58	N59	0,020	0,012	0,044	0,101	304
LO 60	N59	N60	0,025	0,015	0,056	0,128	304
LO 62	N61	N62	0,053	0,032	0,119	0,270	304

Name	Knoten 1	Knoten 2	$R_{(l)}$ in Ω	$X_{(l)}$ in Ω	$C_{(l)}$ in μF	Länge in km	I_r in A
LO 63	N62	N63	0,061	0,036	0,135	0,306	304
LO 64	N63	N64	0,001	0,001	0,003	0,006	304
LO 65	N64	N65	0,083	0,050	0,185	0,421	304
LO 66	N65	N66	0,110	0,065	0,244	0,555	304
LO 67	N66	N67	0,024	0,015	0,054	0,123	304
LO 69	N68	N69	0,035	0,021	0,079	0,179	304
LO 70	N69	N70	0,046	0,027	0,103	0,233	304
LO 71	N70	N71	0,025	0,015	0,055	0,125	304
LO 72	N71	N72	0,023	0,014	0,052	0,118	304
LS 02	UW01	N02	0,067	0,092	0,202	0,550	566
LS 09	UW01	N09	0,004	0,006	0,013	0,035	566
LS 16	UW01	N16	0,339	0,299	0,410	1,502	420
LS 22	UW01	N22	0,204	0,121	0,452	1,028	304
LS 25	UW01	N25	0,138	0,082	0,306	0,695	304
LS 30	UW01	N30	0,036	0,031	0,043	0,158	396
LS 34	UW01	N34	0,081	0,048	0,180	0,410	304
LS 38	UW01	N38	0,097	0,058	0,216	0,490	304
LS 41	UW01	N41	0,031	0,043	0,095	0,258	566
LS 52	UW01	N52	0,103	0,142	0,310	0,843	566
LS 61	UW01	N61	0,082	0,049	0,183	0,416	304
LS 68	UW01	N68	0,174	0,104	0,387	0,880	304
LT 05	N05	N67	0,047	0,028	0,104	0,236	304
LT 08	N08	N15	0,097	0,058	0,215	0,489	304
LT 28	N21	N28	0,054	0,032	0,121	0,275	304
LT 31	N31	N35	0,101	0,060	0,225	0,511	304
LT 33	N33	N36	0,057	0,034	0,128	0,290	304
LT 40	N40	N52	0,055	0,033	0,123	0,279	304
LT 58	N51	N58	0,070	0,041	0,154	0,351	304
LT 60	N60	N72	0,032	0,019	0,071	0,162	304

B.3.3 Zuverlässigkeitskenndaten

Die Zuverlässigkeitskenndaten sind der Literatur [Nick, Roos 1989a] entnommen und in Tabelle B.13 dargestellt. Beim Ausfallmodell Mehrfacherdschluss ist der Wert von T für einen stehenden Erdschluss sowohl die Dauer bis zur Ausschaltung des stehenden Erdschlusses wie auch die zugehörige Aus-Dauer. Die Dauern für das

Frei- und Wiedereinschalten betragen jeweils 0,5 h. Die Einschaltdauer für ausgeschaltete Leitungen beträgt 0,75 h; im Falle der beidseitigen Ausschaltung erhöht sich die Einschaltdauer auf 1,0 h. Der Überlastfaktor für alle Kabelstrecken beträgt 130 %.

Tabelle B.13: Zuverlässigkeitskenndaten des Mittelspannungs-Beispielnetzes

Ausfallmodell	Betriebsmittel	H in 1/a	T in h	p
Unabhängiger Einfachausfall	Kabel	0,032 /km	15,0	
	Ortsnetzstation	0,0016	12,0	
	Umspannwerk	0,0013	3,2	
Mehrfacherdschluss				
Stehender Erdschluss	Kabel	0,004 /km	1,0	
	Ortsnetzstation	0,0003	1,0	
	Umspannwerk	0,0003	1,0	
Mehrfachausfall	Kabel		13,4	0,0026 /km
	Ortsnetzstation		12,0	0,00190
	Umspannwerk		3,2	0,00410
Schutzversager	Alle		0,5	0,02390
Schutzüberfunktion	Alle		0,5	0,00013

C Ergebnisse der Beispielrechnungen

C.1 Höchstspannungs-Beispielnetz

C.1.1 Verbraucherkenngößen

Die Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngößen nach der analytischen Berechnung sind in Tabelle C.1 dargestellt.

Tabelle C.1: Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngößen

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a
B20A	0,0477	1,3685	0,48	6,17	2,97
J20A	0,0559	1,5432	0,46	6,14	2,82
J20B	0,0404	1,0820	0,45	4,44	1,98
K20A	0,0511	1,4674	0,48	3,04	1,46
B10	0,0159	32,4236	33,88	3,40	119,61
D10	0,0006	0,1908	5,70	0,10	0,54
G10	0,0105	0,7942	1,26	1,79	1,97
I10	0,0006	0,1918	5,43	0,07	0,37
NETZ	0,1774	37,1622	3,49	25,12	131,71

C.1.2 Kenngrößen für Einspeisungen

Die Kenngrößen für die störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen nach der Monte-Carlo-Simulation sind in Tabelle C.2 dargestellt, und in Tabelle C.3 entsprechend die Kenngrößen für störungsbedingte Mehrlieferung.

Tabelle C.2: Kenngrößen für störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen

Name	H in 1/a	Q in min/a	T in h	S in MVA/a	E in MVAh/a
A03A	4,36	4536,13	17,36	2282,90	40370,25
A10A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C40A	2,05	1904,25	15,45	82,25	1212,36
H02A	2,47	2581,78	17,43	549,56	9776,51
H02B	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I02A	2,05	1904,88	15,45	53,97	808,65

Tabelle C.3: Kenngrößen für störungsbedingte Mehrlieferung von Einspeisungen

Name	H_+ in 1/a	Q_+ in min/a	T_+ in h	S_+ in MVA/a	E_+ in MVAh/a
A03A	0,03	17,42	9,06	2,49	26,07
A10A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C40A	2,77	3071,80	18,49	146,90	4044,54
H02A	0,72	739,00	17,21	115,82	2010,43
H02B	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I02A	2,77	3071,14	18,48	99,31	2700,54

C.1.3 Kenngrößen für Unterbrechung des Netzverbunds

Die Kenngrößen für die Unterbrechungen von Netzkupplungen nach dem analytischen Verfahren sind in Tabelle C.4 dargestellt, und in Tabelle C.5 entsprechend die Kenngrößen für die Netzisolation der einzelnen Netzgruppen.

Tabelle C.4: Kenngrößen für die Unterbrechungen von Netzkupplungen

Kupplung	H_K in 1/a	Q_K in min/a	T_K in h
380 kV - 220 kV	0,000	0,000	0,000
380 kV - 110 kV (BG)	0,071	303,160	71,067
380 kV - 110 kV (DI)	0,066	309,780	78,346
220 kV - 110 kV (BG)	0,068	309,850	76,297
220 kV - 110 kV (DI)	0,071	311,696	73,068

Tabelle C.5: Kenngrößen für die Netzisolation einzelner Netzgruppen

Netzgruppe	H_I in 1/a	Q_I in min/a	T_I in h
380 kV	0,00000	0,00000	0,000
220 kV	0,00000	0,00000	0,000
110 kV (BG)	0,00032	0,18480	9,693
110 kV (DI)	0,00032	0,18480	9,693

C.2 Hochspannungs-Beispielnetz

C.2.1 Verbraucherkenngößen

Die Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen nach der analytischen Berechnung sind in Tabelle C.6 dargestellt, und in Tabelle C.7 nach der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Dauerlinien zur Lastmodellierung und festen Arbeitspunkten für Einspeisungen, sowie in Tabelle C.8 nach der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Tagesganglinien zur Lastmodellierung und Fahrplänen für Einspeisungen.

Tabelle C.6: Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen nach dem analytischen Verfahren

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a
SS112-A	0,064	6,70	1,73	1,79	2,79
SS113-A	0,039	2,76	1,18	1,75	1,80
SS114-A	0,134	20,42	2,55	5,25	12,55
SS115-A	0,044	0,58	0,22	1,53	0,32
SS116-A	0,055	2,95	0,90	1,55	1,21
SS117-A	0,163	19,17	1,97	6,49	12,22
SS118-A	0,163	19,17	1,97	4,55	8,57
SS119-B	0,112	0,98	0,15	3,83	0,55
NETZ	0,396	54,69	2,30	26,74	40,01

Tabelle C.7: Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen nach der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Dauerlinien / festen Arbeitspunkten

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a
SS112-A	0,070	6,66	1,58	1,93	2,77
SS113-A	0,045	2,80	1,03	1,98	1,83
SS114-A	0,140	16,31	1,94	5,49	10,03
SS115-A	0,047	0,57	0,20	1,63	0,31
SS116-A	0,060	2,98	0,83	1,66	1,23
SS117-A	0,166	16,56	1,66	6,64	10,56
SS118-A	0,167	17,96	1,79	4,67	8,03
SS119-B	0,117	0,98	0,14	4,00	0,55
NETZ	0,408	50,26	2,05	27,99	35,29

Tabelle C.8: Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen nach der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Tagesganglinien / Fahrplänen

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a
SS112-A	0,114	7,34	1,08	2,69	2,99
SS113-A	0,136	4,62	0,57	4,66	2,69
SS114-A	0,161	16,24	1,68	5,95	9,96
SS115-A	0,058	0,63	0,18	1,81	0,33
SS116-A	0,080	3,11	0,64	1,97	1,26
SS117-A	0,201	16,74	1,39	7,68	10,62
SS118-A	0,200	17,96	1,49	5,38	7,98
SS119-B	0,140	1,11	0,13	4,44	0,59
NETZ	0,478	51,54	1,80	34,58	36,42

C.2.2 Kenngrößen für Einspeisungen

Die Kenngrößen für die störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen nach der Monte-Carlo-Simulation unter Verwendung von Tagesganglinien zur Lastmodellierung und Fahrplänen für Einspeisungen sind in Tabelle C.9 dargestellt, und in Tabelle C.10 entsprechend die Kenngrößen für störungsbedingte Mehrlieferung.

Tabelle C.9: Kenngrößen für störungsbedingte Minderlieferung von Einspeisungen

Name	H in 1/a	Q in min/a	T in h	S in MVA/a	E in MVAh/a
KWG	1,64	875,97	8,90	186,04	1972,49
KWM	0,43	310,54	11,91	11,70	253,32
ESPP	0,49	125,04	4,26	10,71	50,65
ESPZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle C.10: Kenngrößen für störungsbedingte Mehrlieferung von Einspeisungen

Name	H_+ in 1/a	Q_+ in min/a	T_+ in h	S_+ in MVA/a	E_+ in MVAh/a
KWG	0,02	3,28	2,27	0,25	0,39
KWM	0,99	403,60	6,81	5,90	139,01
ESPP	1,40	845,49	10,05	15,16	831,47
ESPZ	0,11	49,55	7,20	10,43	105,42

C.3 Mittelspannungs-Beispielnetz

C.3.1 Verbraucherkenngößen – Grundvariante

Die Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen nach der analytischen Berechnung in der Grundvariante sind in Tabelle C.11 dargestellt.

Tabelle C.11: Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a	K_U in €/a	A_U in €/a
N02	0,1203	5,78	0,80	0,05	0,04	523	879
N03	0,1203	5,91	0,82	0,04	0,04	488	819
N04	0,1203	6,10	0,85	0,06	0,05	671	1126
N05	0,1204	6,29	0,87	0,07	0,06	810	1358
N06	0,1212	7,56	1,04	0,04	0,04	1452	2393
N07	0,1212	7,69	1,06	0,07	0,08	903	1491
N08	0,1212	8,00	1,10	0,06	0,08	821	1356
N09	0,1719	7,18	0,70	0,19	0,13	6392	10765
N10	0,1719	8,13	0,79	0,02	0,01	175	293
N11	0,1719	8,28	0,80	0,07	0,06	809	1353
N12	0,1719	8,50	0,82	0,11	0,10	4008	6695

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a	K_U in €/a	A_U in €/a
N13	0,1722	9,09	0,88	0,14	0,13	5265	8744
N14	0,1722	9,47	0,92	0,08	0,08	956	1591
N15	0,1722	10,15	0,98	0,10	0,10	1231	2049
N16	0,1389	21,82	2,62	0,04	0,12	797	1211
N17	0,1389	26,18	3,14	0,07	0,25	1516	2263
N18	0,1389	27,55	3,31	0,02	0,08	1596	2351
N19	0,1419	30,60	3,59	0,08	0,35	6895	10005
N20	0,1419	30,91	3,63	0,14	0,62	3587	5241
N21	0,1419	30,94	3,63	0,09	0,38	2202	3217
N22	0,0864	33,73	6,51	0,05	0,33	1749	2958
N23	0,0864	45,51	8,78	0,05	0,41	1990	3366
N24	0,0864	55,45	10,70	0,05	0,53	2519	4259
N25	0,1748	29,84	2,85	0,21	0,72	15151	21886
N26	0,1748	30,45	2,90	0,04	0,13	842	1226
N27	0,1748	30,91	2,95	0,16	0,55	11547	16734
N28	0,1748	31,34	2,99	0,08	0,30	1848	2697
N29	0,1748	46,84	4,47	0,02	0,11	618	932
N30	0,0701	3,90	0,93	0,04	0,04	499	841
N31	0,0701	4,21	1,00	0,04	0,05	540	911
N32	0,0701	4,33	1,03	0,06	0,06	712	1202
N33	0,0701	4,51	1,07	0,04	0,04	1575	2656
N34	0,0962	4,81	0,83	0,06	0,05	627	1058
N35	0,0962	5,06	0,88	0,06	0,05	2184	3685
N36	0,0962	5,26	0,91	0,06	0,05	2194	3701
N37	0,0962	6,44	1,12	0,01	0,01	83	140
N38	0,0608	3,75	1,03	0,01	0,01	102	172
N39	0,0608	3,90	1,07	0,02	0,03	298	503
N40	0,0608	4,02	1,10	0,06	0,06	686	1159
N41	0,1236	5,62	0,76	0,07	0,05	738	1245
N42	0,1236	5,79	0,78	0,03	0,02	304	512
N43	0,1236	6,05	0,82	0,02	0,02	230	386
N44	0,1237	6,22	0,84	0,07	0,06	2405	4036
N45	0,1237	6,35	0,86	0,01	0,01	114	192
N46	0,1237	6,57	0,88	0,02	0,02	262	440
N47	0,1237	6,71	0,90	0,05	0,04	527	885
N48	0,1237	6,74	0,91	0,03	0,03	324	543
N49	0,1237	6,93	0,93	0,05	0,05	583	979
N50	0,1237	6,98	0,94	0,03	0,03	380	638

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a	K_U in €/a	A_U in €/a
N51	0,1237	7,09	0,96	0,02	0,02	274	459
N52	0,1218	5,74	0,79	0,04	0,03	460	778
N53	0,1218	5,83	0,80	0,02	0,02	234	395
N54	0,1218	5,99	0,82	0,02	0,02	221	374
N55	0,1218	6,21	0,85	0,07	0,06	2513	4244
N56	0,1221	6,51	0,89	0,01	0,01	141	236
N57	0,1221	6,70	0,91	0,04	0,03	414	695
N58	0,1221	6,82	0,93	0,05	0,05	563	944
N59	0,1221	6,92	0,95	0,02	0,02	296	497
N60	0,1221	7,03	0,96	0,13	0,12	1493	2504
N61	0,1148	5,64	0,82	0,01	0,01	94	158
N62	0,1148	5,85	0,85	0,03	0,03	339	568
N63	0,1148	6,07	0,88	0,03	0,03	390	653
N64	0,1148	6,11	0,89	0,07	0,06	2396	4011
N65	0,1148	6,36	0,92	0,06	0,06	754	1262
N66	0,1148	6,65	0,97	0,01	0,01	145	244
N67	0,1148	6,72	0,98	0,02	0,02	234	391
N68	0,0905	5,19	0,96	0,04	0,03	418	699
N69	0,0905	5,33	0,98	0,05	0,05	2069	3458
N70	0,0905	5,50	1,01	0,05	0,06	2067	3455
N71	0,0905	5,59	1,03	0,03	0,03	395	660
N72	0,0905	5,68	1,05	0,03	0,03	326	545
NETZ	1,0338	221,06	3,56	3,87	7,46	108959	172371

C.3.2 Verbraucherkenngößen – Variante mit verlagelter Trennstelle

Die Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngößen nach der analytischen Berechnung in der Variante mit verlagelter Trennstelle im Ring mit den Stationen N02 bis N15 sind für diese Stationen in Tabelle C.12 dargestellt.

Tabelle C.12: Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen bei Verlagerung der Trennstelle im Ring mit den Stationen N02 bis N15

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a	K_U in €/a	A_U in €/a
N15	0,1379	9,83	1,19	0,08	0,10	1060	1754
N14	0,1099	8,73	1,32	0,05	0,07	700	1158
N13	0,1099	8,05	1,22	0,09	0,12	3827	6315
N12	0,1096	7,22	1,10	0,07	0,08	2845	4730
N11	0,1096	6,88	1,05	0,05	0,05	563	938
N10	0,1096	6,68	1,02	0,01	0,01	121	202
N09	0,1096	5,30	0,81	0,12	0,10	4270	7177
N08	0,1379	9,27	1,12	0,07	0,09	939	1553
N07	0,1379	8,73	1,05	0,08	0,09	1025	1696
N06	0,1379	8,51	1,03	0,04	0,05	1644	2713
N05	0,1371	6,84	0,83	0,08	0,07	911	1526
N04	0,1367	6,65	0,81	0,07	0,06	753	1263
N03	0,1367	6,45	0,79	0,05	0,04	548	920
N02	0,1367	6,31	0,77	0,05	0,04	588	988

C.3.3 Verbraucherkenngößen – Variante mit stillgelegter Leitung

Die Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen nach der analytischen Berechnung in der Variante mit stillgelegter Leitung LT31 im Ring mit den Stationen N30 bis N37 sind für diese Stationen in Tabelle C.13 dargestellt.

Tabelle C.13: Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngrößen bei Stilllegung der Leitung LT31 im Ring mit den Stationen N30 bis N37

Name	H_U in 1/a	Q_U in min/a	T_U in h	S_U in MVA/a	E_U in MVAh/a	K_U in €/a	A_U in €/a
N30	0,0697	3,87	0,92	0,04	0,04	495	836
N31	0,0697	4,20	1,00	0,04	0,05	538	908
N32	0,0697	4,32	1,03	0,06	0,06	708	1196
N33	0,0697	4,51	1,08	0,04	0,04	1567	2646
N34	0,0792	4,29	0,90	0,05	0,04	529	893
N35	0,0792	4,56	0,96	0,05	0,05	1856	3133
N36	0,0792	4,75	1,00	0,05	0,05	1867	3153
N37	0,0792	5,93	1,25	0,01	0,01	71	120

Lebenslauf

Persönliche Daten	Michael Schwan geboren am 15. März 1973 in Saarbrücken
Bildungsgang	
08/1979 bis 07/1983	Grundschule Hohe Wacht, Saarbrücken
08/1983 bis 06/1992	Staatliches Gymnasium am Schloss, Saarbrücken Abitur, Auszeichnung des Stadtverbands Saarbrücken für besondere schulische Leistungen
07/1990 bis 08/1990	Concord High School, Wilmington (Delaware, USA)
10/1993 bis 08/1998	Universität des Saarlandes, Saarbrücken Diplomstudiengang Elektrotechnik Diplom, VDI Preis 1998 des VDI Bezirksvereins Saar e.V. für die Diplomarbeit
03/2003	Universität des Saarlandes, Saarbrücken Promotion
Beruflicher Werdegang und Praktika	
10/1992 bis 12/1993	Zivildienst, Caritasverband für Saarbrücken und Umgebung e.V., Saarbrücken
03/1994 bis 04/1994	Saarstahl AG / GBQ mbH, Völklingen
08/1994 bis 09/1994	Stadtwerke Saarbrücken AG, Saarbrücken
10/1994	Saarstahl AG i.K. / GBQ mbH, Völklingen
04/1995	Saarbergwerke AG, Hirschbach
11/1995 bis 10/1997	Universität des Saarlandes, Saarbrücken Hilfswissenschaftler am LS f. Prozessautomatisierung
03/1996 bis 04/1996	Siemens AG, Bereich Energieerzeugung (KWU), Erfurt
11/1997 bis 01/1998	Siemens Ltd., Power Transmission and Distribution Division (EV), Bangkok (Thailand)
09/1998 bis 03/2001	Universität des Saarlandes, Saarbrücken Wissenschaftlicher Mitarbeiter am LS f. Energieversorgung
Seit 04/2001	Forschungsgemeinschaft f. Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Mannheim Leiter der Abteilung Systemstudien

Mit der Liberalisierung gewinnt die Suche nach der optimalen Lösung im Spannungsfeld zwischen Kostendruck und Versorgungsqualität zunehmend an Bedeutung. Probabilistische Zuverlässigkeitsanalysen liefern hier mit ihren detaillierten und quantitativen Ergebnissen einen wichtigen Beitrag. Von besonderem Interesse sind dabei heute auch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zuverlässigkeitskenngößen, die eine Voraussetzung zur Anwendung von Risikomanagement-Verfahren sind, sowie Kenngrößen für die stochastisch bedingte Inanspruchnahme einzelner Systemdienstleistungen, die einen beträchtlichen Anteil der Betriebskosten der Netzbetreiber darstellen. In dieser Arbeit werden ein neues Verfahren zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen aus dem analytischen Berechnungsverfahren und neue Kenngrößen zur Beschreibung der störungsbedingten Fahrplanabweichung von Einspeisungen, der Unterbrechung des Netzverbundes und der Netzisolation vorgestellt. Zahlreiche Beispiele demonstrieren jeweils die Anwendung. Die dargestellten Aspekte unterstützen einen weitergehenden Einsatz der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse in liberalisierten Energiemärkten.

Logos Verlag Berlin

ISBN 3-8325-0323-4