
Name der Forschungsstelle(n)

AiF-Vorhaben-Nr. / GAG

bis
Bewilligungszeitraum

Schlußbericht für den Zeitraum : _____ bis _____

zu dem aus Haushaltsmitteln des BMWi über die



geförderten Forschungsvorhaben

Forschungsthema :

Ort, Datum

Unterschrift der/des Projektleiter(s)

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Problemstellung	2
2.1	Aktuelle Situation	2
2.2	Forschungsziel	5
2.3	Berechnungsgrundlagen	6
3	Grenzwerte für die Zuverlässigkeit	8
3.1	Allgemeines	8
3.2	Untersuchungen Beispielnetz I	9
3.3	Untersuchungen Beispielnetz II	10
3.4	Untersuchungen Beispielnetz III	11
3.5	Schlussfolgerungen	13
4	Monetäre Bewertung	14
4.1	Allgemeines	14
4.2	Unterbrechungskosten	14
4.3	Erstattungen und Pönalen	17
5	Versicherung gegen Versorgungsunterbrechungen	19
5.1	Modellbeschreibung	19
5.1.1	Allgemeines	19
5.1.2	Tarifklassen	21
5.2	Prinzipielle Vorgehensweise	22
5.2.1	Risikomanagement	22
5.2.2	Grundlagen des Variantenvergleichs	25
5.3	Festlegung einheitlicher Prämien und Erstattungen	26
5.3.1	Allgemeines	26
5.3.2	Stochastisches Risiko	27
5.3.3	Risiko der Kundenwahl	28
5.3.4	Risiko durch ungenaue Zuverlässigkeitskenndaten	30
5.3.5	Untersuchung von Tarifklassen	32
5.4	Wahl der Tarife durch den Kunden	35
5.4.1	Allgemeine Kundensituation	35
5.4.2	Investitionsuntersuchungen	37
5.5	Maßnahmen zur Beeinflussung der Zuverlässigkeit aus Sicht des Netzbetreibers	39
5.5.1	Allgemeines	39
5.5.2	Verkürzung der Dauer zur Störungsbehebung	41
5.5.3	Ausbau des Schutzsystems	46
5.5.4	Umstellung von Stich- auf offen betriebene Ringstrukturen	48
5.5.5	Ergebnisse für Freileitungsnetze	50
5.5.6	Zusammenfassung der Ergebnisse	51
6	Monetäre Bewertung von Transitunterbrechungen	52
6.1	Allgemeines	52
6.2	Modellbeschreibung	52
6.3	Berechnungsbeispiel Verbundnetz (Beispielnetz I)	56
7	Zusammenfassung	60
8	Literaturverzeichnis	64
9	Anhang	69

1 Einleitung

Im Rahmen der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes wurde die EU-Richtlinie Elektrizität /EU/ vom 19. Dezember 1996 mit Inkraftsetzung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 24. April 1998 /EnWG/ in nationales Recht umgesetzt. Damit sind für die Erzeugung sowie für den Handel und Verkauf elektrischer Energie brancheninterne Wettbewerbsmärkte mit dem Zugang Dritter zu den Netzen geschaffen worden. Die Grundlage für vertraglich vereinbarte Geschäftsbeziehungen der Marktteilnehmer bilden Vereinbarungen, die bereits in ihrer zweiten überarbeiteten Form vorliegen: Die Verbändevereinbarung II /BDI et. al. 1999/ beschreibt die Rahmenbedingungen des wettbewerbsorientierten Strommarktes. Die technischen Anforderungen sind mit der Fortentwicklung des Grid Codes der Übertragungsnetzbetreiber /DVG/ sowie des Distribution Codes und Metering Codes der Verteilnetzbetreiber /VDEW 2000 a; VDEW 2000 b/ definiert. Die Netznutzung durch Dritte ist für die Netzbetreiber in Deutschland inzwischen zur Realität geworden.

Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes und der damit verbundenen Konkurrenzsituation steigt der Kostendruck für die Netzbetreiber stark an. Andererseits rücken durch die neue Wettbewerbssituation Kundenbedürfnisse verstärkt in den Vordergrund des Interesses. Die Bedürfnisse auf der Kundenseite erhöhen sich durch immer aufwendigere Produktionsprozesse und der damit verbundenen Sensibilität gegenüber Versorgungsunterbrechungen.

2 Problemstellung

2.1 Aktuelle Situation

In den derzeit gültigen Regelwerken, die die technischen und vertraglichen Randbedingungen des liberalisierten Elektrizitätsmarktes bestimmen, wird die Versorgungszuverlässigkeit nur unzureichend berücksichtigt. Der Distribution Code /VDEW 2000 a/ beschreibt beispielsweise die zuverlässigkeitstechnischen Anforderungen, die an Verteilnetze zu richten sind, wie folgt: „Der Verteilnetzbetreiber sorgt durch die Wahrnehmung seiner Aufgaben in Planung, Betriebsplanung und Betriebsführung für ein Zuverlässigkeitsniveau, das internationalem Standard entspricht.“ Fraglich ist hier sicherlich, welche Qualität ein Zuverlässigkeitsniveau von „internationalem Standard“ besitzt. In der derzeit einzig verbindlichen Vorschrift /DIN EN 50160/ werden Merkmale der Spannung als Istzustand, nicht als Grenzwerte aufgeführt. Die dort beschriebenen Werte der Häufigkeit von Langzeitunterbrechungen (Unterbrechungsdauer $T_u > 3$ min) mit 10 bis 50 pro Jahr erscheinen für deutsche Verhältnisse sowohl für Mittel- als auch Niederspannungskunden allerdings sehr hoch und damit weder für Netzbetreiber noch für Kunden akzeptabel.

Einige Experten, die sich mit dem Gebiet der Zuverlässigkeitsbewertung elektrischer Energieversorgungsnetze befassen, befürchten daher, dass die Versorgungszuverlässigkeit aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen durch die Liberalisierung des Energiemarktes langfristig möglicherweise sinken wird. Folgende Gründe werden dabei oftmals angeführt /Pflüger; Van Geert/:

- Der permanent steigende Kostendruck führt zu einer Reduzierung der Ausgaben für Instandhaltung, Betriebsmittelerneuerung, Entstörpersonal und Redundanzbereitstellung, was zu einer höheren Anfälligkeit des Energieversorgungssystems für Störungen führt. Dabei werden bestehende Anlagen und Netzstrukturen vereinfacht, Kraftwerke stillgelegt, Betriebsmittel höher ausgelastet und die Anzahl der Spannungsebenen reduziert.
- Kurzfristige Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen überdecken längerfristig sinnvolle Planungsziele.
- Die elektrische Energie wird zukünftig über größere Entfernungen zum Endkunden transportiert werden müssen.
- Die Konkurrenzsituation kann zu einer Verringerung der Kooperationen auf dem Gebiet der Zuverlässigkeit führen.

- Die steigende Anzahl der an der Energielieferung beteiligten Marktteilnehmer wird zu einer Vielzahl von Verträgen mit unterschiedlichsten Zuverlässigkeits- und Haftungsklauseln führen, was zu Unübersichtlichkeit und Undurchschaubarkeit führen kann.
- Die steigende Anzahl der Marktteilnehmer führt zu steigenden Koordinationsproblemen im Bereich der Telekommunikation und Leittechnik.

Als eine mögliche Lösung dieses Zwiespalts wird die Festlegung von Qualitätsstandards durch eine externe regulierende Instanz gesehen, bei deren Überschreitung Pönalezahlungen zu entrichten sind /Van Geert/. Man geht davon aus, dass sich auf diese Weise langfristig ein für alle Marktteilnehmer zufriedenstellendes Gleichgewicht zwischen Kosten und Zuverlässigkeit einstellt.

Welchen Einfluss die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes längerfristig auf die Versorgungszuverlässigkeit hat, bietet somit Anlass zu sehr kontroverser Diskussion. Die Bedeutung der Versorgungszuverlässigkeit in der Netzplanung und das Interesse an der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung, die auch quantitative Aussagen ermöglicht, nimmt daher derzeit stark zu. Den Hauptgegenstand der Diskussion stellt die Festlegung einer angemessenen Versorgungsqualität dar und die Frage ob der Kunde zukünftig nur noch die Versorgungsqualität erhalten wird, für die er zu zahlen bereit ist.

In Bild 2.1 ist schematisch eine einfache Leistungsübertragungsaufgabe (Netznutzungsaufgabe)¹ dargestellt. In diesem Beispiel bezieht der Kunde C von Einspeiser A elektrische Energie. Netznutzungsgebühren erhält der Netzbetreiber B und zwar nach der derzeitigen Regelung unabhängig von der Qualität seiner Leistungen.

Der Netzbetreiber, der über ein natürliches Monopol für das Netz und somit der Versorgungszuverlässigkeit verfügt, erhält demnach keinen finanziellen Anreiz, die Zuverlässigkeit durch Investitionen oder Instandhaltungsmaßnahmen langfristig zu sichern. Es kann daher vermutet werden, dass aus wirtschaftlichen Gründen längerfristig ein Absinken des Zuverlässigkeitsniveaus der Netze zu erwarten ist, sofern die Vereinbarungen wie der Distribution Code nicht dahingehend weiterentwickelt werden, dass entsprechende Aufwendungen für die Einhaltung des für erforderlich angesehenen Niveaus honoriert werden.

¹ In der Verbändevereinbarung I /BDI et. al. 1998/ wird für „die Einspeisung von elektrischer Energie (Leistung und Arbeit), gleich welcher Herkunft, in definierte Einspeisepunkte des Netzsystems und die damit verbundene zeitgleiche Entnahme der eingespeisten elektrischen Energie an räumlich davon entfernt liegenden Entnahmepunkten der Netzsysteme“ der Begriff „Durchleitung“ verwendet. Der entsprechende Vorgang wurde in der Neufassung der Verbändevereinbarung II /BDI et. al. 1999/ in „Netznutzung“ geändert. Daher wird entgegen dem Text des Forschungsantrages im Folgenden auf die Verwendung des Begriffs „Durchleitung“ weitgehend verzichtet.

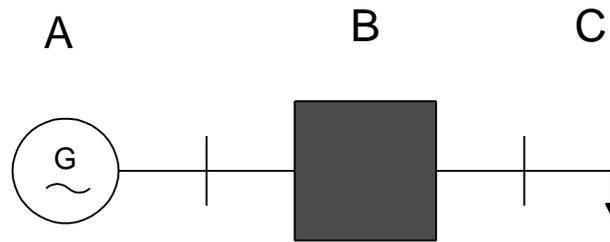


Bild 2.1: Beispiel eines einfachen Leistungsübertragungsfalles

A Einspeiser

B Netzbetreiber

C Kunde

Wie dies geschehen kann, ist bisher weitgehend unklar. Folgende Fragestellungen sind daher zu klären:

- Wie ist die Zuverlässigkeit zu bewerten?
- Wie sensibel sind die verschiedenen Kunden gegenüber Durchleitungsstörungen bzw. Versorgungsunterbrechungen in den verschiedenen Spannungsebenen, und wie können die Kunden auf die Zuverlässigkeit Einfluss nehmen?
- Welche Möglichkeiten bestehen, um zukünftig durch zusätzliche Vereinbarungen das dem Kunden angebotene Zuverlässigkeitsniveau zu honorieren, und was sind die jeweiligen Vor- und Nachteile dieser Regelungen aus der Sicht des Kunden und aus der Sicht des Netzbetreibers?

Das bereits abgeschlossene AiF-Forschungsvorhaben Nr. 11054 „Probabilistische zeitsequentielle Ausfallsimulationsrechnung“ /FGH 1999/ dient als Vorläufer zu dem hier beschriebenen Vorhaben. Dort wurden zwei Ziele verfolgt:

- Schaffung eines universell einsetzbaren Instrumentariums zur Zuverlässigkeitsüberprüfung. Als Ergebnis steht eine flexible Software zur Verfügung, die es gestattet, nahezu beliebige Zuverlässigkeitskriterien heranzuziehen und auch monetäre Bewertungen des Zuverlässigkeitsniveaus durchzuführen.
- Untersuchung der Aussagefähigkeit der aus der Literatur bekannten Planungskriterien. Als Ergebnis stehen Erkenntnisse über die Handhabbarkeit und die Aussagekraft von

Planungskriterien zur Verfügung. Der Aspekt der Durchleitungsentgelte wurde hier jedoch nicht betrachtet.

Das hier beschriebene Folgevorhaben baut daher direkt auf den Ergebnissen des AiF-Vorhabens 11054 auf, um die sich aus den aktuellen Veränderungen des Elektrizitätsmarktes sowie der neuen Regelwerke ergebenden neuen Fragestellungen im Hinblick auf die Bewertung der Zuverlässigkeit von Durchleitungen zu untersuchen.

Einen weiteren Aspekt in diesem Zusammenhang stellen neue Bewertungsansätze der Zuverlässigkeit dar, wie beispielsweise das in Kapitel 5 näher erläuterte Erstattungsmodell (im Folgenden Versicherungsmodell genannt), das in /Backes 1998/ erstmals vorgeschlagen wurde.

2.2 Forschungsziel

Ziel des Forschungsvorhabens ist es, Konzepte zur Bewertung der „Durchleitungszuverlässigkeit“ zu erstellen und die verschiedenen denkbaren Ansätze auf ihre Tauglichkeit zu testen. Dabei ist den unterschiedlichen Anforderungen der Kunden an die Durchleitungszuverlässigkeit Beachtung zu schenken.

Als mögliche Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit sollen die folgenden Vorschläge untersucht werden:

- Der Kunde verabredet mit dem Netzbetreiber ein bestimmtes Zuverlässigkeitsniveau, wobei sich der Kunde an den anfallenden Kosten, beispielsweise für einen Netzausbau, beteiligen muss. Hierbei besteht das Problem, die anfallenden Kosten gerecht aufzuteilen, z.B. dem Verursacherprinzip folgend entsprechend den Beiträgen der einzelnen Durchleitungen zu der „Unzuverlässigkeit“. Dies wirft naturgemäß erhebliche Bewertungsprobleme auf. Prinzipiell besteht bei diesem Ansatz die Gefahr, dass Kunden von Maßnahmen profitieren, obwohl sie sich nicht an den Kosten beteiligen. Vergleiche von Investitionen und zuverlässigkeitstechnischem Nutzen erfolgen in Abschnitt 5.5 bei der Untersuchung von Maßnahmen zur Beeinflussung der Zuverlässigkeit aus Sicht des Netzbetreibers bei Anwendung des Versicherungsmodells. Die Ergebnisse im Vergleich von Investitionskosten zu Unterbrechungskosten sind auf den hier beschriebenen Ansatz übertragbar. Aufgrund der angesprochenen Nachteile des Ansatzes erfolgen die Ausführungen für diesen Ansatz nicht gesondert.

- Es werden generelle Grenzwerte für die Zuverlässigkeit festgelegt, wobei eventuell eine Unterscheidung nach bestimmten Kundengruppen wie z.B. Industrie, Landwirtschaft, Privatkunden sowie nach Netzregionen wie z.B. Stadt, Stadtrand und Land möglich sein sollte. Die Festlegung solcher Grenzwerte ist jedoch schwierig, da sie das Zuverlässigkeitsniveau direkt festlegen und daher auf einer Optimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten bestehend aus Investitionskosten, Betriebskosten und den Schadenskosten der Kunden aufgrund von Versorgungsunterbrechungen beruhen müssten. Aufgrund der stochastischen Streuung der Häufigkeiten und Dauern der störungsbedingten Versorgungsunterbrechungen ist es zudem schwierig, für einen begrenzten Abrechnungszeitraum die Einhaltung der Grenzwerte zu überprüfen. Zudem besteht auch bei diesem Ansatz das o.g. Problem der gerechten Verteilung der Kosten auf die Verursacher.
- Die Kunden können sich nach dem in /Backes 1998/ vorgeschlagenen Versicherungsmodell gegen Kostenausfälle bei Versorgungsunterbrechungen versichern. Dieses Modell hat den Vorteil, dass jeder Kunde seine Gesamtkosten bestehend aus Energielieferungsentgelt, Durchleitungsentgelt, Versicherungsprämien sowie seinen spezifischen Schadenskosten im Falle von Versorgungsunterbrechungen minimieren kann. Dritte können davon nicht oder nur in beschränktem Maße ungewollt profitieren. Die Anwendung dieses Konzepts ist schwieriger als die Anwendung der beiden oben beschriebenen Ansätze. Darüber hinaus sind eine Reihe weiterer Teilprobleme zu lösen.

Aufgrund der Vorteile wird in der Arbeit explizit der Schwerpunkt auf eine detaillierte Untersuchung des Ansatzes des Versicherungsmodells gelegt.

2.3 Berechnungsgrundlagen

Die entwickelten Modelle werden anhand von Testrechnungen im Wesentlichen mit realen Netzen und Planungsfällen auf ihre praktische Handhabbarkeit und Tauglichkeit getestet. Da aufgrund der stark unterschiedlichen Topologie und Betriebsphilosophie die Bewertungsergebnisse unterschiedlich ausfallen, wird ein 220-kV-/380-kV-Netz (Beispielnetz I), ein 110-kV-Netz (Beispielnetz II) und ein Mittelspannungsnetz (Beispielnetz III) ausgewählt. Weiterhin werden für einige Untersuchungen kleinere Beispielnetze verwendet, wenn hierdurch die Ergebnisse anschaulicher und leichter zu interpretieren sind.

Für die Berechnungen wird das Programmsystem ZuBer /FGH 2000/ verwendet. Als Berechnungsverfahren findet aufgrund der modelltechnischen Vorteile die zeitsequentielle Monte-Carlo-Simulationsmethode Anwendung. Bei der Verwendung von simulativen Ansätzen zur

Zuverlässigkeitsberechnung können für die Zuverlässigkeitskenndaten der Komponenten beliebige Verteilungsfunktionen berücksichtigt werden. Bei der zeitsequentiellen Monte-Carlo-Simulation werden aus den Verteilungen der Betriebsdauern und der Dauern des störungsbedingten Nichtbetriebs der Komponenten (Aus-Dauer) die Ausfallzeitpunkte und die Wiederinbetriebnahmezeitpunkte der einzelnen Systemkomponenten mit Hilfe von Zufallszahlen ermittelt.

3 Grenzwerte für die Zuverlässigkeit

3.1 Allgemeines

Grenzwerte für die Zuverlässigkeit basieren auf Zuverlässigkeitskenngrößen, welche eine quantitative Beschreibung der Zuverlässigkeit elektrischer Netze erlauben. International existieren eine Vielzahl von Kenngrößen mit unterschiedlicher Aussagefähigkeit und Verbreitung. Es haben sich jedoch einige grundlegende Kenngrößen bewährt /DIN IEC 1996/, aus denen bei Bedarf weitere Kenngrößen berechnet werden können. Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über allgemein übliche Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit von Kunden². Es ist zu beachten, dass die einzelnen Zuverlässigkeitskenngrößen unterschiedlichen Aussagegehalt haben und verschieden stark aggregiert sind. Im Allgemeinen ist es zur Beurteilung einer gegebenen Aufgabe nicht ausreichend, sich auf eine einzige Kenngröße zu beschränken.

Tabelle 3.1: Zuverlässigkeitskenngrößen

Bezeichnung	Formelzeichen	Einheit
Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	H_u	1/a
Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen	T_u	h oder min
Nichtverfügbarkeit	Q_u	1 (üblich: min/a)
Unterbrochene Leistung	L_u	MVA/a
Nicht zeitgerecht gelieferte Energie	E_u	MVAh/a

Zuverlässigkeitskenngrößen können zur quantitativen Bewertung einzelner Ereignisse (z.B. Ausfälle) und Systemzustände verwendet werden. Man kann man zwischen systemweiten und lokalen Kenngrößen unterscheiden. Lokale Kenngrößen können beispielsweise dazu verwendet werden, die Versorgungszuverlässigkeit einzelner Kunden, aber auch die Verfügbarkeit einer Netzeinspeisung oder eines Transits (vgl. Kapitel 6) zu beschreiben. Eine kurze Beschreibung kundenbezogener Kenngrößen erfolgt im Anhang B.

Kundenorientierte Zuverlässigkeitskenngrößen betrachten die auf einen Kunden einwirkenden Unterbrechungen in Summe. Es ist offensichtlich, dass diese Kenngrößen aus der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung abgeleitet werden müssen, da nur probabilistisch

² Um eine einheitliche Terminologie zu gewährleisten, wird in dieser Arbeit der Begriff Kunde synonym für die Begriffe Lastknoten, Verbraucher und Punktlast verwendet, auch wenn es sich dabei, bedingt durch die Wahl der Systemgrenzen, um Einspeisungen in ausgedehnte unterlagerte Netzbereiche handeln kann.

bewertete Ereignisse aufsummiert werden können. Die Verwendung probabilistischer Zuverlässigkeitskenngrößen hat jedoch folgende Nachteile /Backes et. al. 2000 b/:

- Zuverlässigkeitskenngrößen beschreiben das Systemverhalten, in der Netzplanung werden dagegen akzeptierte Planungskriterien benötigt. Die Definition von auf Zuverlässigkeitskenngrößen basierenden Planungskriterien ist schwierig und aktuell noch in Diskussion.
- Zuverlässigkeitskenngrößen sind hochaggregierte Größen, in die Informationen aus sehr vielen unterschiedlichen Netzzuständen eingehen. Sie sind daher vergleichsweise schwer zu interpretieren und es gelingt im Allgemeinen nicht, rückwärts von der Zuverlässigkeitskenngröße auf ihr Zustandekommen, also auf den oder die verursachenden Netzzustände zu schließen. Speziell der Vergleich zum realen Systemverhalten ist schwierig und kann nur mit statistischen Methoden erfolgen /Wellßow 1987/.
- Die Bewertung der durch Zuverlässigkeitskenngrößen quantifizierten Versorgungszuverlässigkeit im Vergleich zu konkurrierenden Planungszielen, z.B. der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung, ist ein ungelöstes Problem.
- Die Zuverlässigkeitskenngrößen sind mit zum Teil erheblichen Unschärfen behaftet, was insbesondere für hochkumulierte Kenngrößen wie die nicht zeitgerecht gelieferte Energie der Fall ist. Dies erschwert den Vergleich von Planungsvarianten untereinander, die Definition eines Grenzwertes, sofern die Zuverlässigkeit als Restriktion im Planungsprozess berücksichtigt werden soll und insbesondere die Verifikation der Berechnungsergebnisse /Wellßow 1994/.

Einige dieser Probleme sind in /FGH 1999/ beschrieben und untersucht worden und mit den dort beschriebenen Ansätzen behebbar.

3.2 Untersuchungen Beispielnetz I

Bild 3.1 zeigt die Erwartungswerte der Unterbrechungshäufigkeit, der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie.

Versorgungsunterbrechungen ergeben sich für alle Kunden vorwiegend aus Sammelschienen-ausfällen, da alle Kunden, außer Kunde 8, mehr als zweifach in das Netz eingebunden sind. Die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen wird daher im Wesentlichen von der Größe der Sammelschienenanlage d.h. ihrer Schaltfeldanzahl bestimmt. Dadurch ergeben sich für alle Kunden, bis auf Kunde 8, mittlere Unterbrechungsdauern, die wesentlich von den Dauern für Sammelschienenwechsel (0,9 - 1,0 h) bestimmt werden. Kunde 8 ist nur über eine Doppel-

leitung eingebunden und erhält daher zusätzlich Versorgungsunterbrechungen durch Common-Mode-Ausfälle dieser Leitung. Die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen ist aufgrund dieser Ausfälle höher. Die Unterschiede in der Kenngröße der nicht zeitgerecht gelieferten Energie werden vorwiegend durch unterschiedliche Unterbrechungshäufigkeiten, Unterbrechungsdauern und einen stark unterschiedlichen Lastbedarf der Kunden bestimmt.

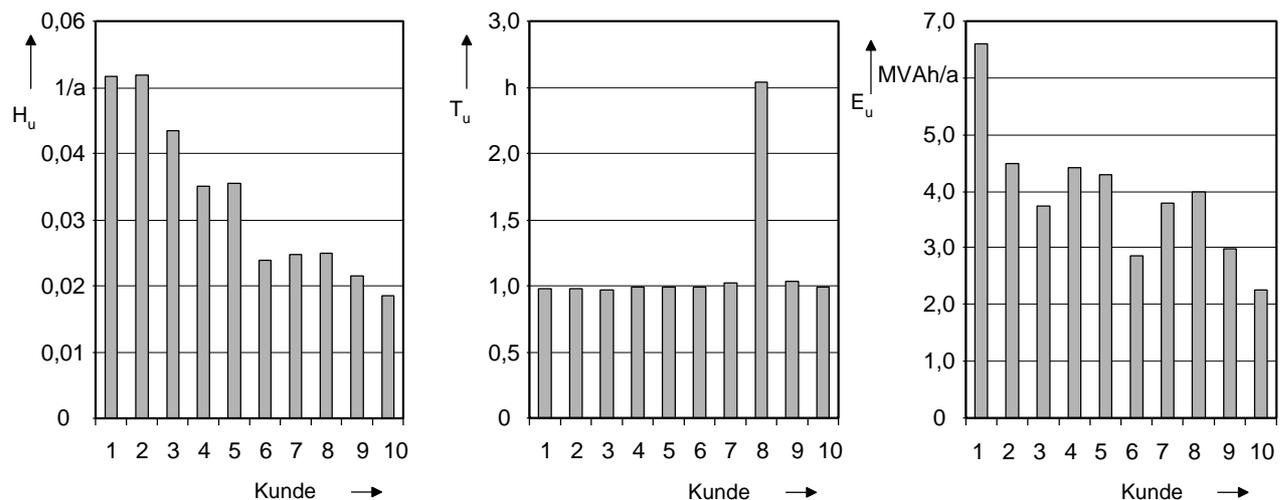


Bild 3.1: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen: Unterbrechungshäufigkeit, mittlere Unterbrechungsdauer, nicht zeitgerecht gelieferte Energie

3.3 Untersuchungen Beispielnetz II

Bild 3.2 zeigt für das betrachtete Netz die prognostizierten Erwartungswerte für Unterbrechungshäufigkeit, mittlere Unterbrechungsdauer und nicht zeitgerecht gelieferte Energie für ausgewählte Kunden.

Die Kenngrößen spiegeln vorwiegend die Einbindungsart der Kunden, wie z.B. Stickleitung, H-Schaltung, Anlagen mit Mehrfachsammelschienen usw., wider. Vergleichsweise niedrige Unterbrechungshäufigkeiten erfahren Kunden mit Anschluss an mehrfach eingebundene Doppel- bzw. Einfachsammelschienen (Nr. 1, 6 bzw. 3). Hohe Unterbrechungshäufigkeiten erfahren Kunden mit Stichtanbindung (Nr. 2, 7) und Kunden an H-Schaltungen mit offener Kupplung (z.B. Nr. 5). Über Einschleifungen (z.B. Nr. 4, 8) eingebundene Anlagen erhalten je nach Einbindungslänge vergleichsweise niedrige bis hohe Unterbrechungshäufigkeiten. Niedrige Werte der mittleren Unterbrechungsdauer ergeben sich für Kunden an Doppelsammelschienen und H-Schaltungen, hohe Werte für die übrigen Anbindungsarten. In der

nicht zeitgerecht gelieferten Energie spiegelt sich neben der Unterbrechungshäufigkeit und der mittleren Dauern von Versorgungsunterbrechungen auch die Höhe der Kundenlast wider.

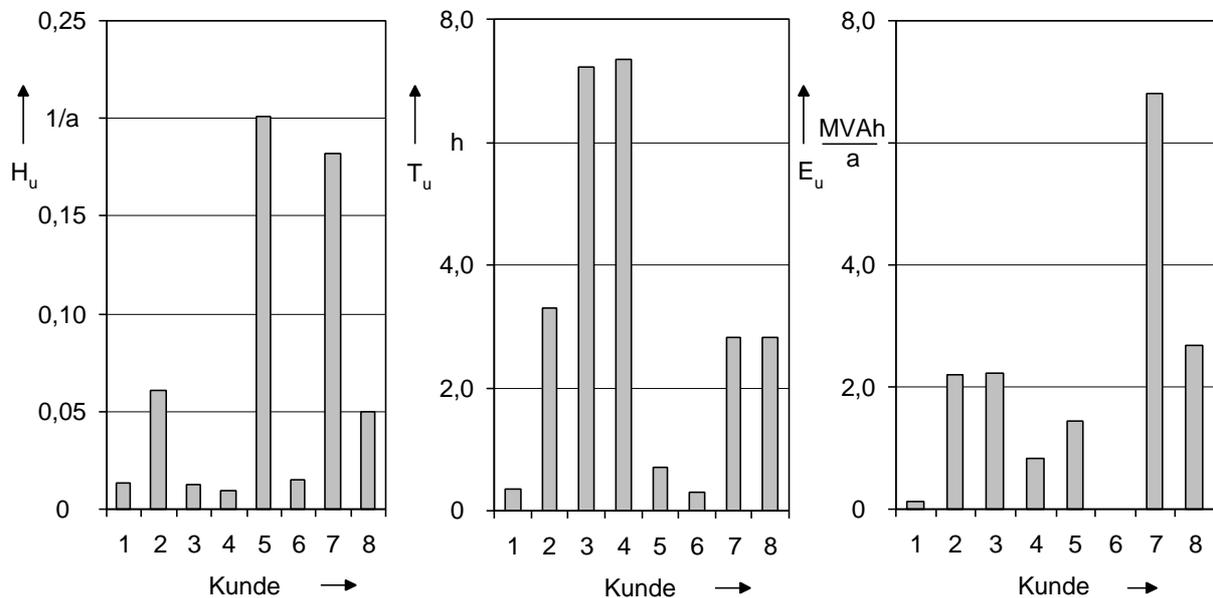


Bild 3.2: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen: Unterbrechungshäufigkeit, mittlere Unterbrechungsdauer, nicht zeitgerecht gelieferte Energie

3.4 Untersuchungen Beispielnetz III

Bei einem Fehler auf einem beliebigen Stromkreis eines Halbringes im Mittelspannungsnetz wird jeweils der gesamte Halbring vom Schutzsystem ausgeschaltet. Aufgrund dieser Nichtselektivität ist die Unterbrechungshäufigkeit aller Kunden, die gemeinsam in einem Halbring angeschlossen sind, in Mittelspannungsnetzen identisch. Folglich erfahren die Kunden hohe Häufigkeiten von Versorgungsunterbrechungen, die in Halbringen mit langen Leitungslängen und vielen Ortsnetzstationen angeschlossen sind.

Bild 3.3 zeigt diesen Sachverhalt für das untersuchte Netz. Überdurchschnittlich viele Ortsnetzstationen ($> 1,7$ Stationen/km) eines Halbringes führen dabei zu einem Wert oberhalb, unterdurchschnittlich viele Ortsnetzstationen zu einem Wert unterhalb der Ausgleichsgeraden.

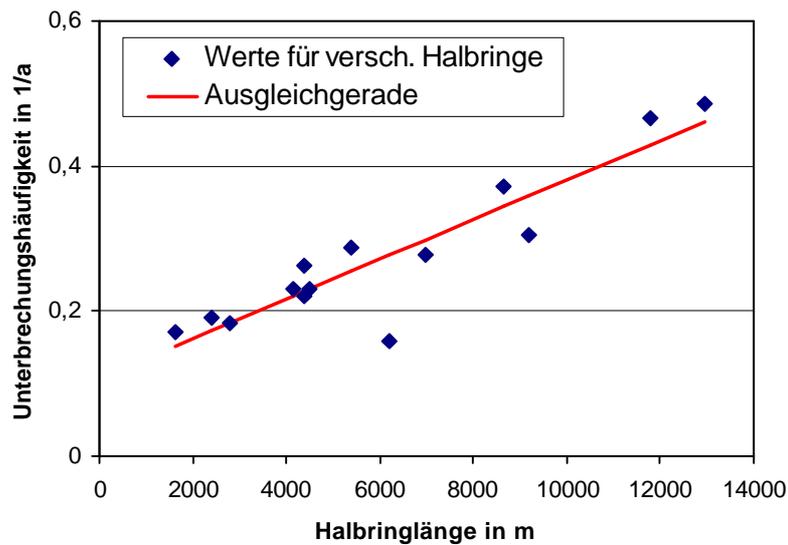


Bild 3.3: Unterbrechungshäufigkeit in Abhängigkeit der Halbringlänge

Die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen ausgewählter Kunden ist in Bild 3.4 zu sehen. Kunden die im gleichen Halbring angeschlossen sind, sind in dem Bild in gleichen Grautönen gekennzeichnet. Man erkennt, dass die meisten Werte etwas unterhalb von einer Stunde liegen. Die durch Ausfälle von Mittelspannungsbetriebsmitteln verursachten Versorgungsunterbrechungen können meist nach Durchführung manueller Schaltmaßnahmen (Freischalten fehlerbetroffener und Wiedereinschalten intakter Betriebsmittel) nach einer Stunde behoben werden. Ausnahmen sind hier Kunden, die über Stichleitungen versorgt werden (Kunde Nr. 10, 21, 35, 39). Diese Kunden haben erhöhte Werte der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen, da der Ausfall der Stichleitung eine zeitlich lang andauernde Versorgungsunterbrechung zur Folge hat, die erst nach Abschluss der Reparatur der Leitung beendet ist.

Für Kunden, die nicht über Stichleitungen angeschlossen sind, liegt die mittlere Unterbrechungsdauer etwas unter einer Stunde, da Versorgungsunterbrechungen, die von Fehlern im 110-kV-Netz verursacht werden, oftmals ferngesteuert und damit schneller als in einer Stunde beseitigt werden. Die leicht unterschiedlichen Werte der nicht über Stichleitungen angeschlossenen Kunden liegen im simulativen Berechnungsverfahren begründet.

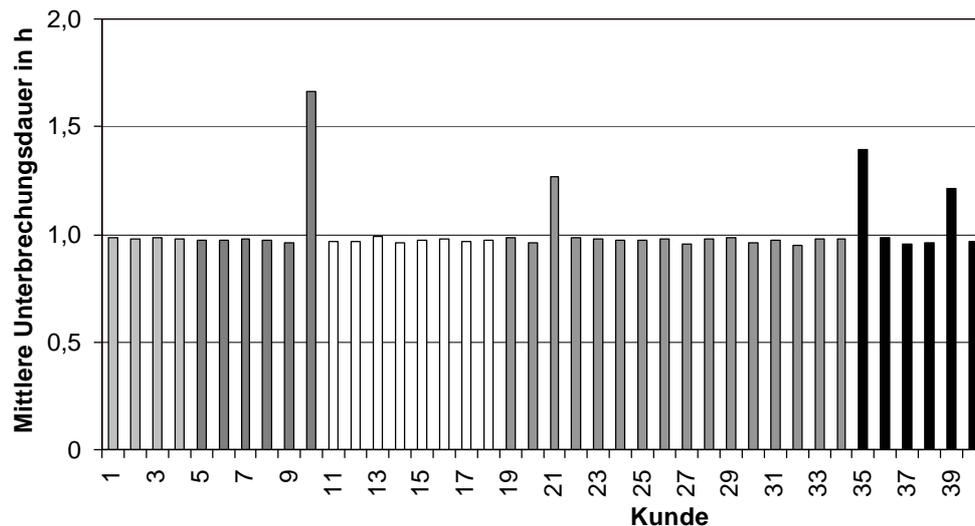


Bild 3.4: Mittlere Unterbrechungsdauer ausgewählter Kunden (1 - 40)

3.5 Schlussfolgerungen

Eine Festlegung von generellen Grenzwerten für Zuverlässigkeitskenngrößen ist äußerst schwierig. Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass je nach Spannungsebene durch unterschiedliche Netz- und Schaltanlagentopologie, Schutzkonzepte etc. Zuverlässigkeitskenngrößen für Kunden stark unterschiedlich sein können.

Generell bleibt die Vorgabe von Grenzwerten für Zuverlässigkeitskenngrößen daher angreifbar und in hohem Maße subjektiv. Zuverlässigkeitskenngrößen können aber als Basis für weitere, z.B. monetäre Betrachtungen (vgl. Kapitel 4 und 5), dienen. Wenn eine externe Instanz, beispielsweise eine Aufsichtsbehörde, Standards vorgibt, bei deren Verletzung Pönalezahlungen fällig werden, oder wenn die Zuverlässigkeit der Lieferung Einfluss auf die Anschluss- oder Durchleitungsvergütung nimmt, bestehen objektive Grenzwerte als Zielsetzung für die Planung /Backes et. al. 2000 a/.

4 Monetäre Bewertung

4.1 Allgemeines

Ziel der monetären Bewertung von Versorgungsunterbrechungen ist die direkte Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit in der Kostenoptimierung. Voraussetzung ist die Definition der Bewertungsgrundlagen. Hierzu existieren verschiedene Ansätze, die sich in der Ermittlung der entstehenden Kosten und deren Zuordnung zu den Kunden bzw. Netzbetreibern unterscheiden /Koglin et. al./.

Bild 4.1 zeigt den oftmals in der Literatur angeführten prinzipiellen Zusammenhang zwischen Versorgungszuverlässigkeit und ihrer monetären Bewertung (z.B. /Allan et. al. 1992; Backes et. al. 2000 a; Billinton et. al. 1994; Freund; Märkel et. al.; Van Geert/). Die Investitions- und Betriebskosten steigen mit zunehmender Versorgungszuverlässigkeit, während die Kosten der Versorgungsunterbrechungen bei den Kunden sinken. Wünschenswert wäre das Erzielen eines volkswirtschaftlichen Optimums aus der Summe aller Kostenarten.

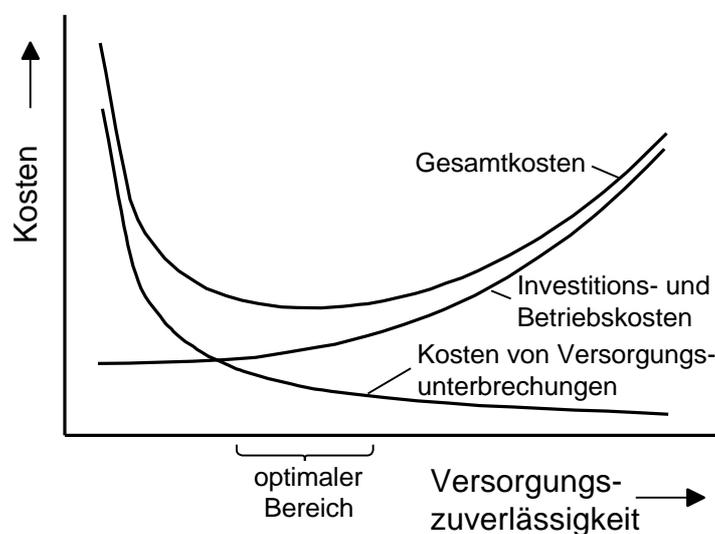


Bild 4.1: Qualitativer Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungszuverlässigkeit

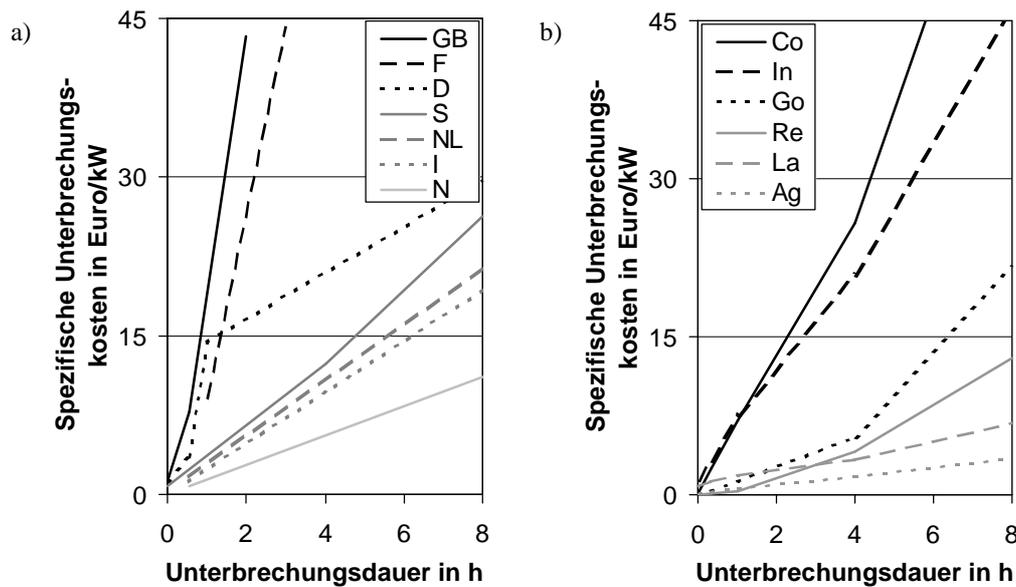
4.2 Unterbrechungskosten

Die Abschätzung der Unterbrechungskosten beim Kunden infolge eines Produktionsstillstandes, der Beschädigung von Werkstücken und Werkzeugen aber auch infolge von Datenverlust in Computern etc. ist schwierig, da die einzelnen Kunden gänzlich verschiedene

Anforderungen an die Zuverlässigkeit stellen. Durch aufwendige Befragungen wurde und wird versucht, Funktionen der Unterbrechungskosten über der Unterbrechungsdauer zu erstellen (z.B. /Allan et. al. 1996; Billinton et. al. 1991; Billinton et. al. 1995; Billinton et. al. 1999; Freund; Lammintausta et. al.; Nick/). Hierbei werden oft verschiedene Kundengruppen (z.B. Büro, Haushalt, Gewerbe, Dienstleistung, Industrie, Landwirtschaft etc.) unterschieden, da beispielsweise die Auswirkungen einer Versorgungsunterbrechung auf einen Gewerbekunden mit Kunststofffertigung bereits bei relativ kurzen Versorgungsunterbrechungen groß sind, während eine Schrottpresse hiervon nicht berührt wird. Selbst innerhalb einer Kundengruppe weisen die tatsächlich auftretenden Kosten aber sehr große Schwankungen auf und unterliegen zusätzlich erheblichen stochastischen Einflüssen, die im Wesentlichen mit dem Zeitpunkt des Beginns der Unterbrechung (z.B. Tageszeit, Zeitpunkt eines Produktionsprozesses, Jahreszeit /Cladé et. al./ etc.) in Zusammenhang stehen. So ist es offensichtlich, dass Kundenbefragungen, die in verschiedenen Ländern durchgeführt werden, zu stark unterschiedlichen Resultaten führen /Cladé et. al.; Freund/. Bild 4.2 vergleicht die spezifischen Unterbrechungskosten (in Euro/kW) für Befragungen in verschiedenen Ländern und für unterschiedliche Kundengruppen.

Die durch Versorgungsunterbrechungen entstehenden Kosten sind normalerweise von den Kunden zu tragen und stellen für den Netzbetreiber somit externe Kosten dar. Die Optimierung von Investitions- und Betriebskosten einerseits und Unterbrechungskosten andererseits ist somit volkswirtschaftlich sicherlich von Nutzen. Im gegenwärtigen wirtschaftlichen Umfeld dürften die Vertragspartner jedoch eher an Einzeloptimierungen aus ihrer jeweiligen Sicht interessiert sein. Die Anwendung des Modells der Unterbrechungskosten birgt darüber hinaus noch weitere Schwierigkeiten (vgl. /Backes 1998/), so dass es insgesamt als wenig praktikabel bezeichnet werden muss.

Die dargestellten Nachteile führen dazu, dass die Bewertung der Unterbrechungskosten im Bereich der öffentlichen Netzplanung nur selten - und auch meistens lediglich zur grundsätzlichen Bewertung einer Variante im Rahmen eines Überblicks - Anwendung findet. Dagegen sind im Bereich industrieller Werksnetze Netzbetreiber und Netzkunde identisch. In diesem Fall stellt die Bewertung von Unterbrechungskosten und Investitionen ein geeignetes Hilfsmittel dar, da zudem die industriellen Prozesse und somit die die Unterbrechungskosten beeinflussenden Faktoren bekannt sind /Backes et. al. 2000 a/.



Legende: D: Bundesrepublik Deutschland, GB: Großbritannien, F: Frankreich, S: Schweden, NL: Niederlande, I: Italien, N: Norwegen, Co: Commercial, In: Industrial, Go: Government and Institution, Re: Residential, La: Large Users, Ag: Agricultural.

Bild 4.2: Spezifische Unterbrechungskosten
a) Differenzierung nach Ländern /Freund/
b) Differenzierung nach Kundengruppen /Billinton et. al. 1995/ (Kanada)

Ein üblicher Ansatz besteht darin, einer Versorgungsunterbrechung zwei Anteile von Kosten zuzuordnen (siehe Gl. 4.1): Einen Anteil für die unterbrochene Leistung und einen Anteil für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Leistungs-Energie-Verfahren /Nick/). Beide Anteile können zusätzlich von der Dauer der Versorgungsunterbrechung abhängen, d.h. der leistungs-spezifische Bewertungsfaktor k_p (in Euro/kW) und der arbeitsspezifische Bewertungsfaktor k_E (in Euro/kWh) richten sich nach der Dauer der Versorgungsunterbrechung. Tabelle 4.1 spiegelt einen Ansatz für diese Faktoren wider.

$$K_u = (k_p(T_u) + k_E(T_u) T_u) P_u \quad \text{Gl. 4.1}$$

mit K_u : Unterbrechungskosten,
 T_u : Unterbrechungsdauer,
 k_p, k_E : leistungs- / arbeitsspezifischer Bewertungsfaktor,
 P_u : unterbrochene Leistung.

Tabelle 4.1: Vorschlag für die Bewertung der Unterbrechungskosten /Nick/

Unterbrechungsdauer	Bis 12 min	12 min - 1 h	1 h - 10 h	ab 10 h
Faktor k_E	5,11 Euro/kWh	5,11 Euro/kWh	5,11 Euro/kWh	5,11 Euro/kWh
Faktor k_P	5,11 Euro/kW	10,23 Euro/kW	20,45 Euro/kW	40,90 Euro/kW

4.3 Erstattungen und Pönalen

In Deutschland wurde in einem Urteil des BGH aus 1998 /Pohlmann; Rietdorf/ der § 6 der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) mit der festgelegten Haftungsbegrenzung auf grobe Fahrlässigkeit und 5.000,- DM Haftungsgrenze bei Sachschäden bestätigt. Wettbewerblich ist allerdings eine Aufweichung dieser Haftungsbedingungen in soweit feststellbar, als dass Energieversorgungsunternehmen bei Sondervertragskunden Individualvereinbarungen treffen. Beispielsweise kann dort einfache Fahrlässigkeit und 1 Million DM Haftungsgrenze bei Sachschäden gelten /Angenend et. al./. Es bleibt zu vermuten, dass der BGH bei einer neuerlichen Bewertung die inzwischen aus Wettbewerbsgründen eingetretene Situation bei der Haftungsgestaltung berücksichtigen und dem Haftungsmaßstab aus § 6 AVBEltV kritischer gegenüberstehen wird /Angenend et. al./.

Ganz besonders aber auch im Ausland werden derzeit durch die Liberalisierung der Energiemärkte Vereinbarungen, bei denen der Netzbetreiber für den Fall von Versorgungsunterbrechungen zu Zahlungen verpflichtet ist, zunehmend aktuell.

Eine Methode der Monetarisierung besteht in Zahlungen, die bei Vorliegen bestimmter definierter Bedingungen an eine Aufsichtsbehörde zu leisten sind. Die Leistungen sind je nach Modell entweder bei jeder Versorgungsunterbrechung oder lediglich bei solchen, die ein vordefiniertes Kriterium überschreiten, zahlbar. Auf der Kontrolle durch eine Aufsichtsbehörde basierende Prinzipien führen dazu, dass die finanziellen Folgen von Versorgungsunterbrechungen für den Netzbetreiber kalkulierbar werden und in die Netzoptimierung aufgenommen werden können. Praktische Beispiele für Länder mit Aufsichtsbehörden sind Großbritannien, Spanien und Argentinien.

In Großbritannien ist die Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets /Ofgem/) die zuständige Aufsichtsbehörde, die Pönalen festlegt und überwacht. Pönalen werden im Wesentlichen bei Überschreitung von bestimmten Reaktionszeiten zur Durchführung verschiedener Dienst-

leistungen, wie z.B. Wiederversorgung nach Unterbrechung oder Auswechseln einer Schmelzsicherung erhoben.

In Spanien erhält der Kunde für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie den fünffachen Preis der Kilowattstunde zurück. Der gesamte Preisnachlass zum Jahresende ist auf 10 % des Rechnungsbetrags beschränkt /Balzer et. al./.

In Argentinien wird ohne obere Begrenzung die zu zahlende Rückerstattung nach einer Formel errechnet, die auf einem Qualitätsindex für die Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer, Abweichung des Spannungsbandes und des Frequenzbandes beruht. Höhere Gewalt wie Erdbeben, Hochwasser, Blitzeinschlag und Schneekatastrophen sind ausgenommen /Balzer et. al./.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Netznutzungsentgelte eines Verteilungsnetzes jährlich an die gemessene Versorgungszuverlässigkeit anzupassen ("Performance-based rating" (PBR)).

Ferner können individuelle bilaterale Vereinbarungen über die Zuverlässigkeit zwischen Netzbetreiber und Kunde getroffen werden, die in diesem Fall z.B. Eingang in den Netznutzungsvertrag finden. Diese Möglichkeit wird insbesondere bei Sondervertragskunden zunehmend eingesetzt werden. Bei Überschreitung vereinbarter Grenzwerte verpflichtet sich das Versorgungsunternehmen zu einer Erstattung, z.B. in Form der Rückerstattung von Anteilen der Jahresrechnung. In Frankreich wird ein derartiges Modell mit Erstattungen *nachgewiesener* Schäden bei Überschreitung festgelegter Schwellenwerte bereits praktiziert /EdF/. Aber auch in Deutschland werden bereits erste Erstattungsmodelle angeboten. Beispielsweise erhält der Kunde von avanza/RWE je nach gewähltem Tarifvertrag eine „Sachversicherung“, die im Falle „eines im Versorgernetz hervorgerufenen Stromausfalles“ in Kraft tritt und den „durch den Stromausfall verursachten Verderb von Waren“ bis zu einer Schadenshöhe von 5.000,- DM versichert.“

Die meisten der aktuell am Markt verfügbaren Versicherungsmöglichkeiten (z.B. /Rietdorf/), welche den Kunden Erstattungen von Schadenskosten im Falle von Versorgungsunterbrechungen gewährleisten sollen, werden zusätzlich und somit unabhängig zu bestehenden Energielieferungs- bzw. Netznutzungsverträgen angeboten. Das erstmals von /Backes 1998/ vorgeschlagene und im Folgenden näher betrachtete Modell geht darüber hinaus, da es in existierende Tarifsysteme eingebunden ist.

5 Versicherung gegen Versorgungsunterbrechungen

5.1 Modellbeschreibung

5.1.1 Allgemeines

Das in /Backes 1998/ vorgeschlagene Prinzip der Versicherung greift in das bestehende Tarifgefüge ein. Die bereits beschriebenen Nachteile anderer Modelle zur monetären Bewertung, insbesondere der Bewertung von Unterbrechungskosten, sollen umgangen werden.

Auch im Rahmen des liberalisierten Strommarktes hat der Kunde Kosten für Leistung und Energie zu tragen. Der Netzbetreiber erhält vom Kunden Netznutzungsentgelte (siehe Bild 5.1a). Für die Versorgungszuverlässigkeit ist im Wesentlichen der Netzbetreiber verantwortlich. Die Investitionsentscheidung - und damit die Entscheidung über die gebotene Zuverlässigkeit - liegen beim Netzbetreiber, wenn nicht spezielle Vereinbarungen zwischen Kunde und Netzbetreiber getroffen werden. In jedem Fall muss der Kunde die Kosten anteilig tragen.

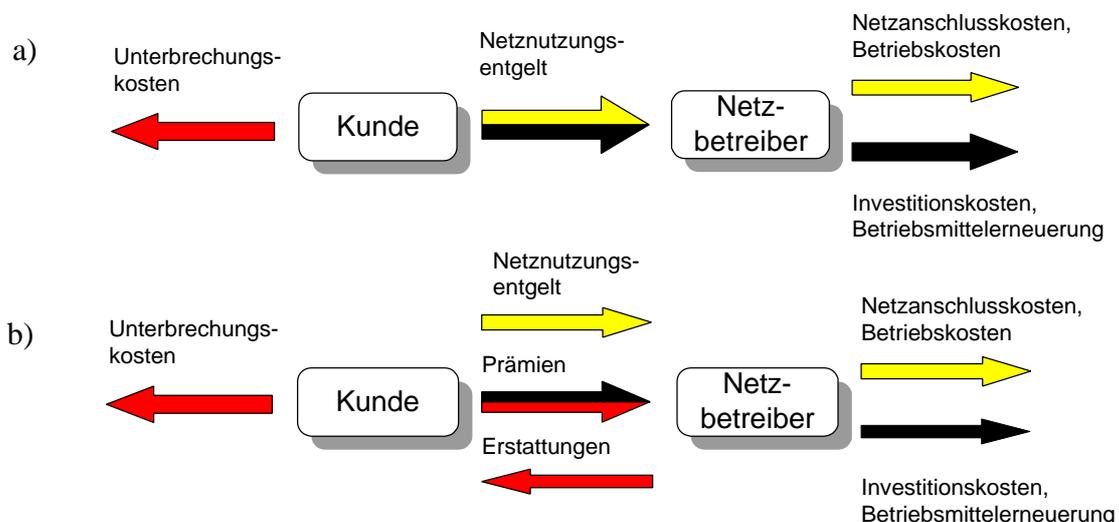


Bild 5.1: Tarifmodelle
 a) **Aktuelles Modell**
 b) **Versicherungsmodell**

Der Vorteil des Versicherungsmodells nach /Backes 1998/ liegt darin, über die Kundenentscheidung die Maßnahmen des Netzbetreibers zu beeinflussen und somit den Kunden an der Entscheidung über seine Versorgungszuverlässigkeit im direkten Zusammenhang mit den entstehenden Kosten zu beteiligen. Die Netznutzungsentgelte setzen sich nunmehr zusammen aus einem Basisteil, der die reinen Anschluss- und Netzbetriebskosten widerspiegelt, sowie

einer Prämienzahlung für die Zuverlässigkeit (siehe Bild 5.1b). Die Prämienzahlungen garantieren dem Kunden im Falle von Versorgungsunterbrechungen Erstattungen durch den Netzbetreiber. Durch die Ausgestaltung eines Tarifsystems mit unterschiedlich hohen Prämien / Erstattungsleistungen kann jeder Kunde sein individuelles Optimum selbst bestimmen.

Neben den offensichtlichen Vorteilen für die Kunden, die nun ihre Unterbrechungskosten gemäß ihrer Versicherung erstattet bekommen, ergeben sich auch erhebliche Vorteile für den Netzbetreiber (vgl. /Backes 1998/). Die Kenntnis der Tarifwahl des Kunden ermöglicht dem Netzbetreiber die Summe aus Investitions-, Betriebskosten und Erstattungen zu optimieren. So ergibt sich ein Zuverlässigkeitsniveau, das, korrekte Vorgehensweise vorausgesetzt, zu einem wirtschaftlichem Optimum sowohl beim Kunden als auch beim Netzbetreiber führt. Das Problem der Zuverlässigkeitsbewertung besteht für den Netzbetreiber folglich nicht mehr.

Bemerkenswert bei diesem Ansatz ist, dass die Optimierung nicht zwangsläufig zu einem „optimalen“ Zuverlässigkeitsniveau führen muss. Zum Beispiel sind Fälle denkbar, wo der Kunde sich unter den bisherigen Rahmenbedingungen eine hohe Zuverlässigkeit gewünscht hätte, da er einen empfindlichen Prozess fährt. Für den Netzbetreiber kann es jedoch wirtschaftlicher sein, Erstattungszahlungen zu leisten, als die Versorgungsqualität durch Maßnahmen im Netz zu verbessern (vgl. auch Abschnitt 5.5, Maßnahmen Netzbetreiber). Bei geeigneter Tarifgestaltung werden die Erstattungen durch die Prämien gedeckt; Investitionen in die Zuverlässigkeit finanzieren sich durch entsprechend sinkende Erstattungen /Koglin et. al./. Bei einem Netz mit hoher Versorgungszuverlässigkeit ergeben sich insgesamt geringe Prämien, da Erstattungsfälle selten sind und auch zusätzliche Investitionen in das Netz durch die geringen zu erwartenden Erstattungen nicht gerechtfertigt werden können /Backes 1998/.

Für den Netzbetreiber entstehen, korrektes Risikomanagement vorausgesetzt, keine zusätzlichen Kosten, vielmehr eröffnet sich ein neuer Markt für Dienstleistungen. Durch die Möglichkeit, Zuverlässigkeit und Kosten zu beeinflussen, wächst die Zufriedenheit auf der Kundenseite als ein wichtiges Argument im Wettbewerb. Kundenseitige Vorsorgemaßnahmen, wie z.B. Notstromaggregate, können in das wirtschaftliche Optimierungskonzept einbezogen werden, da der Kunde die Kosten derartiger Maßnahmen gegen einen niedrigeren Versicherungstarif abwägen kann. Damit wird dem aktuellen Kundenbedürfnis Rechnung getragen.

5.1.2 Tarifklassen

Die Höhe der untersuchten garantierten Erstattungen im Falle von Versorgungsunterbrechungen orientiert sich an der Höhe der Unterbrechungskosten von Kunden (siehe Abschnitt 4.2). Es ergeben sich die tarifklassen-spezifischen Erstattungen A_u aus einem Anteil für die unterbrochene Leistung (leistungsspezifischer Bewertungsfaktor k_P in Euro/kW) und einem Anteil für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (arbeitspezifischer Bewertungsfaktor k_E in Euro/kWh):

$$A_u = (k_P + k_E T_u) P_u \quad \text{Gl. 5.1}$$

mit A_u : Erstattungen, T_u : Unterbrechungsdauer, P_u : unterbrochene Leistung, k_P : leistungsspezifischer Bewertungsfaktor, k_E : arbeitspezifischer Bewertungsfaktor.

Tabelle 5.1 gibt beispielhaft einen Überblick über die Bewertungsfaktoren verschiedener Tarifklassen, die später noch näher untersucht werden.

Tabelle 5.1: Tarifklassen

Tarifbezeichnung	k_P in Euro/kW	k_E in Euro/kWh
Tarif 01	0	5
Tarif 02	0	10
Tarif 04	0	20
Tarif 11	5	5
Tarif 12	5	10
Tarif 21	10	5
Tarif 10	5	0

Weiterhin sind Tarifoptionen denkbar, die neben allen (siehe D0 in Tabelle 5.2) nur Versorgungsunterbrechungen berücksichtigen, die länger als eine vorgegebene Zeitspanne andauern (z.B. D1). Diese kann so gewählt werden, dass sie den typischen Zeitraum zur Behebung von Versorgungsunterbrechungen durch Schaltmaßnahmen darstellt. Für die nachfolgenden Untersuchungen eines Mittelspannungsnetzes wird daher die Zeitspanne auf eine Stunde festgelegt, da dies der üblichen Dauer entspricht, die zur Durchführung von Schaltmaßnahmen im Mittelspannungsnetz benötigt wird (vgl. Abschnitt 13.3.2, Anhang E). In diesen Fällen wird die gesamte Dauer der Versorgungsunterbrechung gewertet. Die verschiedenen im Folgenden verwendeten Tarifoptionen sind in Tabelle 5.2 dargestellt.

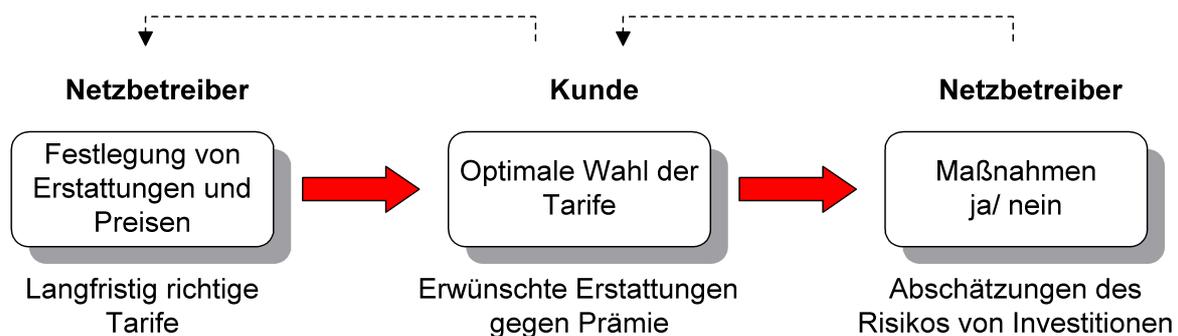
Tabelle 5.2: Tarifoptionen

Optionsbezeichnung	Versicherte Ereignisse
D0	Alle Versorgungsunterbrechungen
D1	Nur Versorgungsunterbrechungen, die länger als 1 h andauern, bewertet wird die gesamte Dauer

5.2 Prinzipielle Vorgehensweise

5.2.1 Risikomanagement

Zur Anwendung des Versicherungsmodells sind prinzipiell drei Schritte auszuführen, die jeweils finanzielles Risiko³ auf der Netzbetreiber- oder auf der Kundenseite beinhalten (siehe Bild 5.2).

**Bild 5.2: Risikomanagement bei Anwendung des Versicherungsmodells**

Die Erstellung der Tarifklassen mit den jeweiligen Prämien und Erstattungen stellt ein Kernproblem des Erstattungsmodells dar, da die Tarife für längere Zeiträume und ein großes Kundenkollektiv einheitlich gewählt werden müssen. Dazu sind langfristige Prognosen erforderlich, wobei systematische Fehlabschätzungen große Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Kunden und mittelbar auf das Zuverlässigkeitsniveau der Netze haben.

³ Versorgungsunterbrechungen führen bei Kunden infolge Produktionsstillstand, Beschädigung von Werkstücken und Werkzeugen etc. zu Schäden. Für den Netzbetreiber können Schäden durch Versorgungsunterbrechungen durch mögliche Pönalezahlungen bzw. Erstattungsleistungen im Falle einer Versicherung gegen Versorgungsunterbrechungen entstehen.

Risiko wird nach /DIN IEC 1995/ als „Kombination aus Häufigkeit oder Wahrscheinlichkeit und den Auswirkungen eines festgelegten zum Schaden führenden Ereignisses“ definiert. Unter „Risikomanagement“ wird nach /DIN IEC 1995/ „die systematische Anwendung von Managementanweisungen, Verfahren und Abläufen zur Analyse, Bewertung und Steuerung von Risiken“ verstanden.

Die Höhe der Erstattungskosten A_u nach Gl. 5.1 der einzelnen Tarifklassen sollte sich an der Höhe der Kosten orientieren, die den Kunden durch Versorgungsunterbrechungen entstehen. Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass diese Kosten dem Netzbetreiber nicht hinreichend genau bekannt sind.

Bei der Festlegung der Prämien muss der Netzbetreiber aus wirtschaftlichen Gründen beachten, dass die Prämienzahlungen der Kunden die Aufwendungen für Erstattungszahlungen sowie die Instandhaltungskosten zur Beibehaltung des Zuverlässigkeitsniveaus decken. Die Prämien müssen daher, bei vorgegebener Höhe der Koeffizienten k_P und k_E , unter Beachtung des Zuverlässigkeitsniveaus des Netzes aus den oben erwähnten Kostenbestandteilen kalkuliert werden. Das Zuverlässigkeitsniveau kann auf der Basis einer vom Netzbetreiber geführten Statistik und/oder mit Hilfe einer Zuverlässigkeitsanalyse bestimmt werden.

Bei der Festlegung der Tarife ist problematisch, dass der Netzbetreiber im Vorhinein nicht weiß, für welche Tarife sich die Kunden entscheiden werden. Dennoch erscheint das Problem lösbar zu sein, da der Netzbetreiber ein großes Kollektiv von Kunden, Störungen und Maßnahmen betrachtet und sich dadurch analog zur Versicherungswirtschaft ein Risikoausgleich ergibt. Einzelne Fehlabschätzungen werden sich daher statistisch ausgleichen. Dennoch dürfte bei der Festlegung der Tarife eine Risikoabschätzung aus Sicht des Netzbetreibers unerlässlich sein.

Folgende Fragestellungen sind somit bei der Festlegung einheitlicher Prämien und Erstattungen von besonderem Interesse:

- Wie sind Versicherungsprämien und Erstattungen im Falle von Versorgungsunterbrechungen festzusetzen?
- Welche Einflüsse ergeben sich durch die Tarifwahl des Kunden?
- Wie kann finanzielles Risiko bei der Prämienfestlegung behandelt werden?

Im Gegensatz zu der Festlegung der Tarife durch den Netzbetreiber handelt es sich bei der Tarifauswahl durch die Kunden um Einzelfallbetrachtungen für den jeweiligen Netzanschluss. Prinzipiell kann jeder Kunde die für ihn wirtschaftlich günstigste Tarifklasse wählen, d.h. den Tarif, der am besten die Sensitivität des Kunden gegenüber Versorgungsunterbrechungen widerspiegelt. Auf diese Weise würden evtl. auftretende Schadenskosten, die dem Kunden aufgrund einer Versorgungsunterbrechung entstehen, durch die vom Netzbetreiber zu entrichtenden Erstattungskosten gedeckt.

Wie bei jeder Versicherung wird der Kunde dazu eine Risikoabschätzung durchführen, um festzustellen, ob sich die Prämienzahlungen im Vergleich zu dem Risiko von Versorgungsunterbrechungen oder Investitionen lohnen. Als Investitionen wird der Kunde interne Vorsorgemaßnahmen, wie z.B. Einsatz von Stromerzeugeraggregaten oder Maßnahmen zur unterbrechungsfreien Energieversorgung, in Betracht ziehen, um seine Empfindlichkeit gegenüber Versorgungsunterbrechungen zu verringern.

Das Risiko setzt sich aus Kundensicht aus der Wahrscheinlichkeit einer Versorgungsunterbrechung und den Schadenskosten zusammen. Während der Kunde seine Schadenskosten infolge Produktionsausfall und Gefährdung von Werkzeugen bzw. Werkstücken in der Regel hinreichend genau quantifizieren kann, ist die Bestimmung der Wahrscheinlichkeiten insofern problematisch, als Versorgungsunterbrechungen seltene Ereignisse sind, deren Auftreten sich nur ungenau prognostizieren lässt. Zudem stehen dem Kunden in der Regel die Informationen und das Know-how nicht zur Verfügung, mit denen er die Wahrscheinlichkeit von Versorgungsunterbrechungen quantifizieren könnte.

Haben sich die Kunden für Tarifklassen entschieden, so muss der Netzbetreiber ebenfalls Einzelfallbetrachtungen durchführen. Er muss im Einzelfall entscheiden, ob sich Maßnahmen, die zu einer höheren Versorgungszuverlässigkeit führen, rentieren oder nicht. Dabei hat der Netzbetreiber die Gesamtkosten ohne Netzausbau den Gesamtkosten mit Netzausbau gegenüberzustellen. Die Gesamtkosten ergeben sich aus den Kosten für Investitionen, den Betriebskosten und den Erstattungen. Dieser Kostenvergleich ist schwierig, da es sich bei den Erstattungskosten um statistisch verteilte Daten handelt, deren Verteilungen erhebliche Streuungen aufweisen können. Dieser Kostenvergleich stellt erneut eine Risikoabschätzung dar, da die Erstattungskosten der Planungsvarianten im Allgemeinen mit starken Unschärfen behaftet sind. Die Kostenvergleichsrechnung ergibt sich aus den ermittelten Zuverlässigkeitskenngrößen und der Tarifwahl der Kunden.

Zwischen den drei beschriebenen Risikomanagementschritten kann eine Rückkopplung bestehen. Das bedeutet, dass die Kundenwahl die Festlegung der Prämien und die Investitionsmaßnahmen des Netzbetreibers die Kundenwahl beeinflussen kann. Diese in Bild 5.2 durch gestrichelte Pfeile dargestellten dynamischen Beziehungen werden in der Arbeit nicht untersucht. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt auf dem Nachweis der Durchführbarkeit der einzelnen Schritte.

5.2.2 Grundlagen des Variantenvergleichs

Sollen stochastische Größen zweier Varianten - beispielsweise Kosten K - miteinander verglichen werden, so bietet sich ein Signifikanztest z.B. nach Gl. 5.2 an. Dann kann nach der Gleichung das Risiko als die Wahrscheinlichkeit betrachtet werden, dass die Kosten der Variante 2 über denen der Variante 1 liegen (siehe Bild 5.3).

$$p_{\text{sig}}(K_2 \geq K_1) = \int_0^{\infty} f_{\text{Var2}}(K) F_{\text{Var1}}(K) dK \quad \text{Gl. 5.2}$$

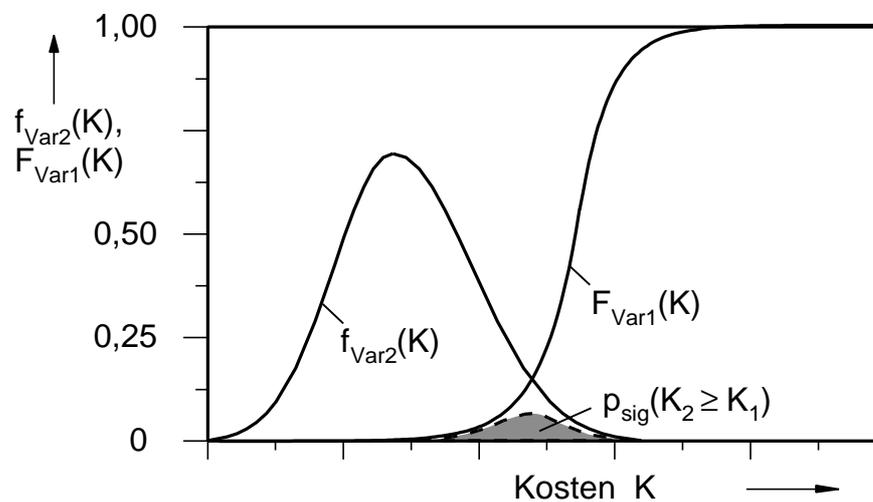


Bild 5.3: Vergleich zweier Varianten

Die Wahrscheinlichkeit p_{sig} gibt das Signifikanzniveau an, d.h. wie signifikant unterschiedlich die Verteilungsfunktionen sind. Für identische Verteilungsfunktionen ergibt sich eine Wahrscheinlichkeit nach Gl. 5.2 von $p_{\text{sig}} = 50\%$ /Sorg et. al. 2000 a/.

In /Wellbow 1986/ wird ein erweiterter Ansatz vorgeschlagen, bei dem die Wahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ berechnet wird, dass die Realisation K_1 einer Zufallsvariablen der Variante 1 um den Betrag ΔK größer gleich der Realisation K_2 der Variante 2 ist. Die Wahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ ergibt sich nach Gleichung Gl. 5.3 zu:

$$p_{\text{sig d}}(K_1 \geq K_2 + ? K) = 1 - \int_0^{\infty} f_{\text{Var2}}(K) F_{\text{Var1}}(K + ? K) dK \quad \text{für } 0 \leq ? K < \infty \quad \text{Gl. 5.3}$$

Der Ansatz nach Gl. 5.3 wird in der Arbeit für die Abschätzung des wirtschaftlichen Risikos von Investitionsmaßnahmen bei Anwendung des Versicherungsmodells verwendet.

5.3 Festlegung einheitlicher Prämien und Erstattungen

5.3.1 Allgemeines

Risiko, das aus der Erstellung eines Versicherungs-Tarifsystems mit festen einheitlichen Prämien und Erstattungen im Fall von Versorgungsunterbrechungen resultiert, kann in Risiko eingeteilt werden,

- das als *stochastisches Risiko* durch die Natur zufällig und selten auftretender Ereignisse, wie z.B. Versorgungsunterbrechungen und
- das durch *systematische Fehlabschätzungen* als systematische Festlegungen von Versicherungsprämien auf der unsicheren Seite entsteht.

Die selten auftretenden Versorgungsunterbrechungen führen zu Zuverlässigkeitskenngrößen mit großen statistischen Streuungen, wodurch beispielsweise Erstattungen, die innerhalb eines Jahres zu zahlen sind, wesentlich höher ausfallen können als der Erwartungswert der Erstattungen. Das stochastische Risiko ist abhängig von der Anzahl der abgeschlossenen Versicherungsverträge, der Tarifwahl der Kunden und im Besonderen der Zufälligkeit der Ausfälle.

Systematische Fehlabschätzungen können durch eine falsche Vorhersage des Kundenverhaltens, falsche Zuverlässigkeitskenndaten (falsche oder ungenaue Eingangsdaten zur Berechnung) oder lokal stark abweichendes Ausfallverhalten der Betriebsmittel bedingt sein.

Für die Untersuchungen wird das mit Erdschlusskompensation betriebene städtische Mittelspannungs-Kabelnetz (Beispielnetz III, siehe Abschnitt 13.3) verwendet.

Für die hier vorgestellten Untersuchungen werden Prämien ermittelt, die die reinen Erstattungskosten des Netzbetreibers abdecken. Diese Prämien (vgl. Bild 5.1b) beinhalten noch keine Betriebsmittelerneuerungen und keine zusätzlichen Investitionen. Allerdings wird als Grundzustand für die Berechnungen von einem real existierenden typischen deutschen Mittelspannungs-Kabelnetz ausgegangen. Das bedeutet, Investitionen für eine gewisse Zuverlässigkeit der Kunden über den reinen Netzanschluss hinaus sind bereits getätigt. Diese Investitionskosten sind in den gültigen Netznutzungsentgelten enthalten.

5.3.2 Stochastisches Risiko

Das stochastische Risiko für die Erstattungen kann durch die Betrachtung von Verteilungsfunktionen berücksichtigt werden. Bild 5.4 zeigt die Verteilungsfunktionen für Tarif 21 (nach Tabelle 5.1), eine unterschiedliche Anzahl von versicherten Kunden ($n_{\text{Kund}} = 10, 80, 138$) entsprechend versicherter Kundenleistung ($P = 1,1 \text{ MW}, 7,3 \text{ MW}, 15,1 \text{ MW}$) und verschiedene Betrachtungszeiträume. Die Verteilungsfunktionen quantifizieren die Wahrscheinlichkeit, den Erstattungswert auf der Abszisse innerhalb eines Betrachtungszeitraumes T_{Betr} nicht zu überschreiten.

Bild 5.4 zeigt, dass insbesondere der Betrachtungszeitraum großen Einfluss auf die Streuungen der Verteilungsfunktionen hat. Je größer der Betrachtungszeitraum ist, desto geringer sind die Streuungen der Verteilungsfunktionen und desto genauer sind Vorhersagen über die zu erwartenden Erstattungen. Deshalb erfordert ein kurzer Betrachtungszeitraum (z.B. $T_{\text{Betr}} = 1 \text{ a}$) eine größere Risikoabsicherung.

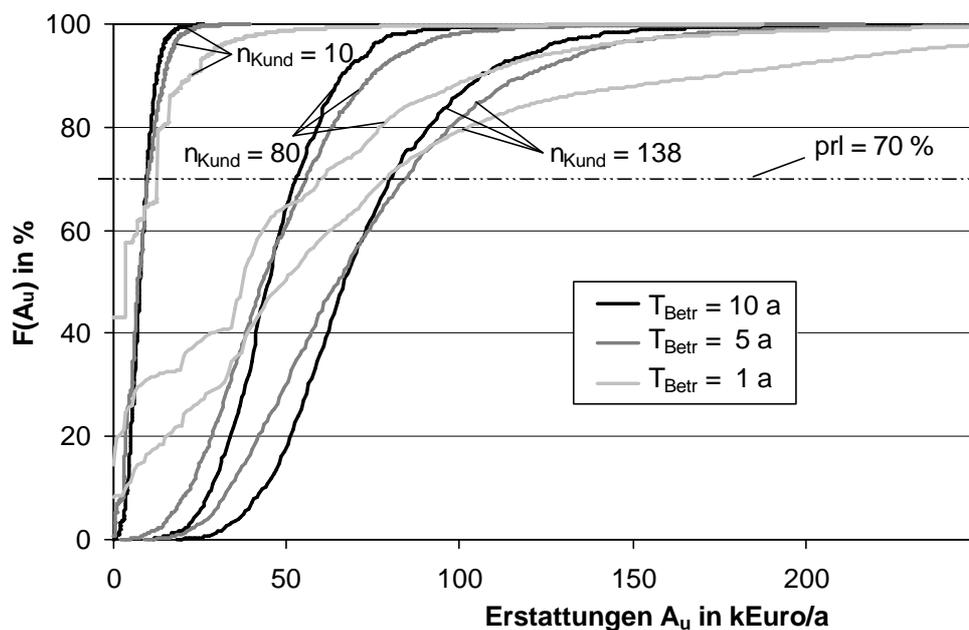


Bild 5.4: Verteilungsfunktionen der Erstattungen für Anzahlen versicherter Kunden n_{Kund} , Betrachtungszeiträume T_{Betr} für Tarif 21, D0

Der Absolutwert der Standardabweichung und damit das finanzielle Risiko ist für eine große Anzahl versicherter Kunden (n_{Kund}) ebenfalls groß. Dennoch nimmt die relative Standardabweichung mit der Anzahl der versicherten Kunden bzw. dem Wert der versicherten Kundenleistung ab.

Abhängig von der Bereitschaft, Risiko einzugehen, wird der Anbieter von Versicherungsverträgen einen Grenzwert prl („probabilistic risk limit“) der Wahrscheinlichkeit $F(\text{Erstattungen})$ der Verteilungsfunktion als Basis zur Prämienfestlegung wählen /Sorg et. al. 2000 b/. Je höher der Wert prl ist, desto geringer ist das Risiko, das der Versicherer eingeht. Der Grenzwert prl wird für die betrachtete Tarifoption D0 zu 70% gewählt (siehe Bild 5.4), um finanzielle Verluste möglichst zu vermeiden. Für den Erwartungswert der Erstattungen beträgt der Wert der Verteilungsfunktionen $F(A_u)$ in den meisten Fällen zwischen 50 % und 60 %.

5.3.3 Risiko der Kundenwahl

Für den Anbieter von Versicherungsverträgen beinhaltet die Kundenentscheidung finanzielles Risiko für die Ermittlung einheitlicher Versicherungsprämien.

Bild 5.5 zeigt die Erstattungen in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung für verschiedene Werte prl , d.h. der Wahrscheinlichkeit $F(\text{Erstattungen})$ der Verteilungsfunktion.

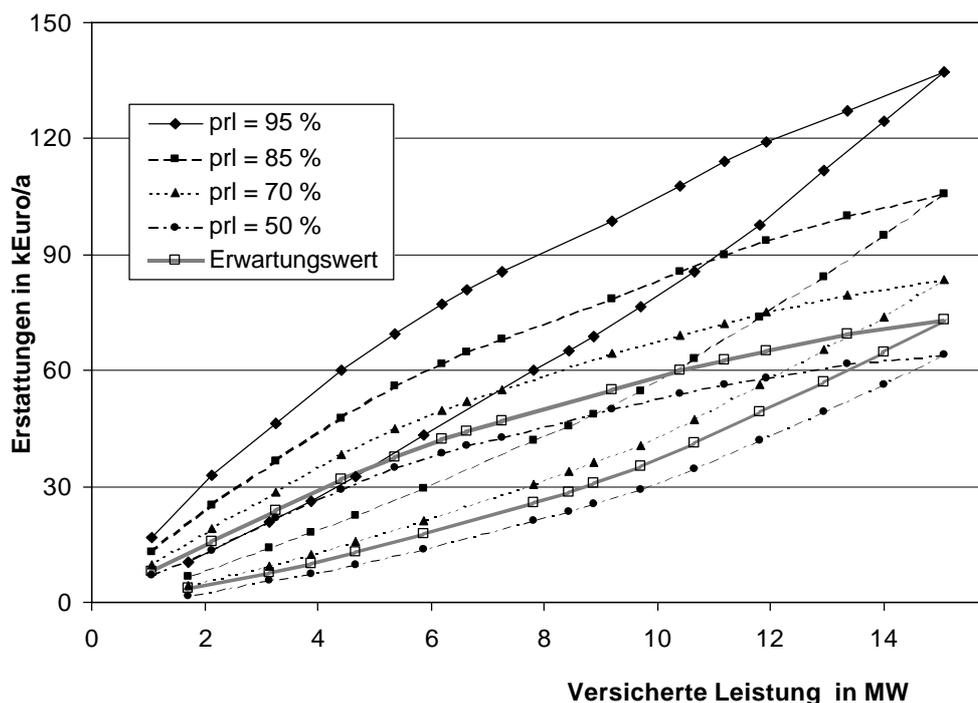


Bild 5.5: Erstattungen in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung für verschiedene Werte von prl für Tarif 21, D0, $T_{\text{Betr}} = 5$ a

Um eine worst/best-case-Abschätzung zu treffen, wurden die Erstattungen jedes Kunden für den jeweiligen Grenzwert prl bzw. für den Erwartungswert auf seine Anschlussleistung bezogen und dann nach Größe des hieraus resultierten Parameters sortiert.

Für den unteren Teil der Schleifen-Kurven in Bild 5.5 sind die Kunden, beginnend mit niedrigen Werten der Erstattungen, bezogen auf ihre Anschlussleistung aufsteigend sortiert, während der obere Kurventeil die umgekehrte Sortierung (von hohen zu niedrigen Erstattungswerten) darstellt. Der obere und untere Teil der Kurven treffen sich in dem Punkt, in dem alle 138 Kunden (versicherte Leistung $P = 15,1$ MW) mit dem untersuchten Tarif versichert sind. Der obere und untere Kurventeil repräsentieren eine worst/best-case-Betrachtung, während die reale Kundenentscheidung zwischen den beiden Kurventeilen liegen wird.

Somit besteht eine große Variationsbreite bei der Festlegung der Versicherungsprämien. Da die Erstattungen abhängig von der vom Kunden versicherten Leistung gezahlt werden, erfolgt die Prämienfestlegung ebenfalls bezogen auf die Leistung, d.h. als Basis der Prämienfestlegung dienen die leistungsbezogenen Erstattungen. Bild 5.6a zeigt analog zu Bild 5.5 leistungsbezogene Erstattungen in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung für verschiedene Werte von prl.

Man erkennt, dass je höher der Wert prl gewählt ist und je niedriger die Anzahl der versicherten Kunden mit hohen leistungsbezogenen Erstattungen ist, die Prämien entsprechend höher festgesetzt werden müssen.

Untersucht man die verschiedenen Tarifoptionen nach Tabelle 5.2, so kann festgestellt werden, dass für Option D1 die Prämien wesentlich niedriger festgelegt werden können als für Option D0, da Versorgungsunterbrechungen, die länger als eine Stunde andauern, selten auftreten (man beachte die Ordinatenkalierung in Bild 5.6b). Die Mehrzahl von Versorgungsunterbrechungen kann für das untersuchte Netz mittels Durchführung von Schaltmaßnahmen behoben werden. Beispiele für Ausfälle mit länger andauernden Versorgungsunterbrechungen sind Ausfälle von Ortsnetzstationen, Ausfälle von Sticheleitungen, unabhängig überlappende Ausfälle etc.. Kunden, die über Sticheleitungen ins Netz eingebunden sind, haben relativ hohe leistungsbezogene Werte der Erstattungen, weshalb vorwiegend diese Kunden in Bild 5.6b den vorderen Teil der oberen Kurventeile bilden. Von lang andauernden Versorgungsunterbrechungen sind viele Kunden in ähnlicher Weise betroffen, weshalb der absolute Abstand zwischen dem oberen und dem unteren Kurventeil für Tarifoption D1 klein ist im Vergleich zu Tarifoption D0. Weiterhin kann man erkennen, dass der Erwartungswert der Erstattungen für Option D1 bei relativ hohen Werten der Verteilungsfunktion liegt (in Bild 5.6b zwischen $prl = 70\%$ und $prl = 90\%$), da einige simulierte Betrachtungszeiträume hohe Erstattungen durch einige lang andauernden Versorgungsunterbrechungen aufweisen. Deshalb sollte für Option D1 der Wert für prl höher als für D0, z.B. bei $prl = 90\%$, liegen.

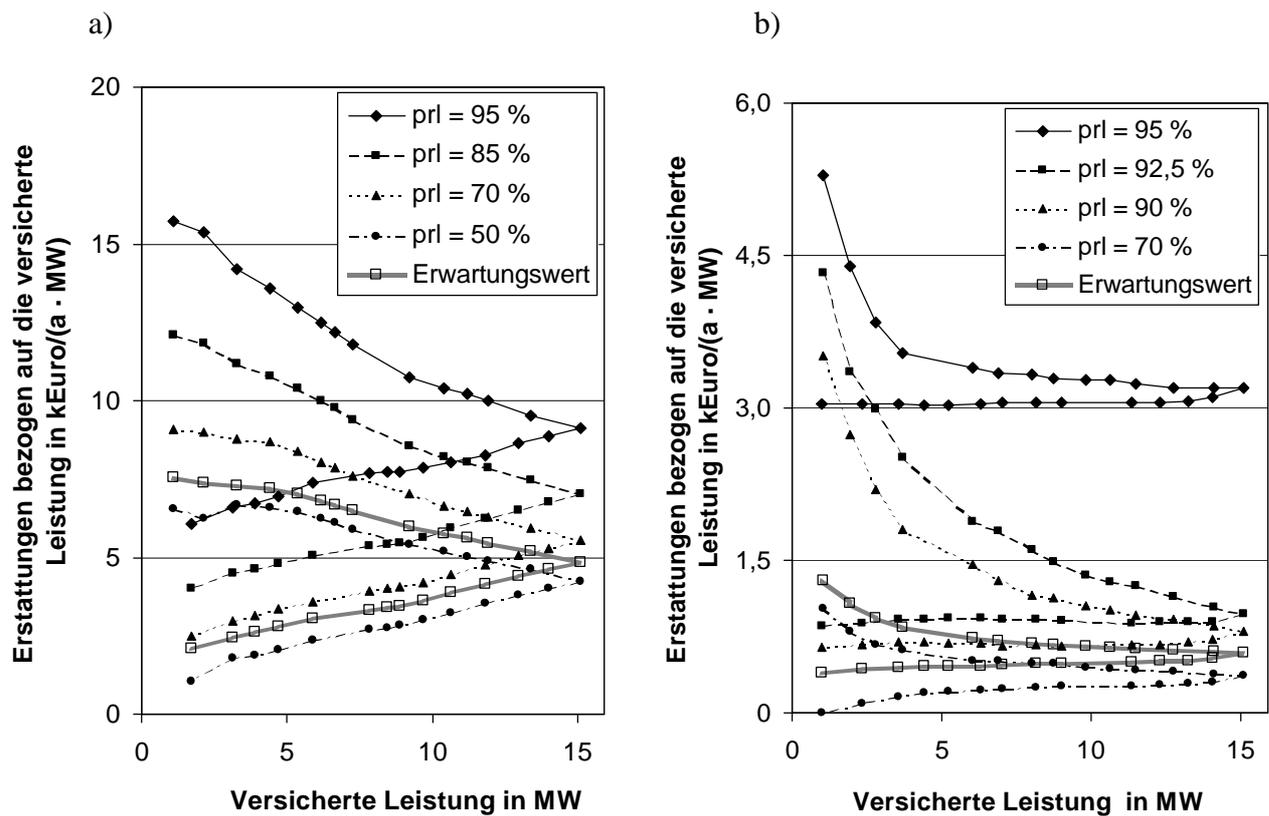


Bild 5.6: Leistungsbezogene Erstattungen in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung für verschiedene Werte von prl für Tarif 21, $T_{\text{Betr}} = 5$ a
a) Tarifoption D0
b) Tarifoption D1

5.3.4 Risiko durch ungenaue Zuverlässigkeitsdaten

Wenn die Eingangsdaten der Zuverlässigkeitsberechnungen fehlerhaft oder ungenau sind, treten systematische Fehlabschätzungen auf. Aus diesem Grund wurde durch Sensitivitätsanalysen das finanzielle Risiko solcher Fehlabschätzungen quantifiziert.

Bild 5.7 zeigt die Sensitivität der Erwartungswerte der Erstattungen gegenüber den Zuverlässigkeitsdaten wie Ausfallhäufigkeit H_A und Aus-Dauer T_A der Betriebsmittel nach Tabelle 13.11, Anhang E, wenn alle 138 Kunden mit Tarif 21 versichert sind.

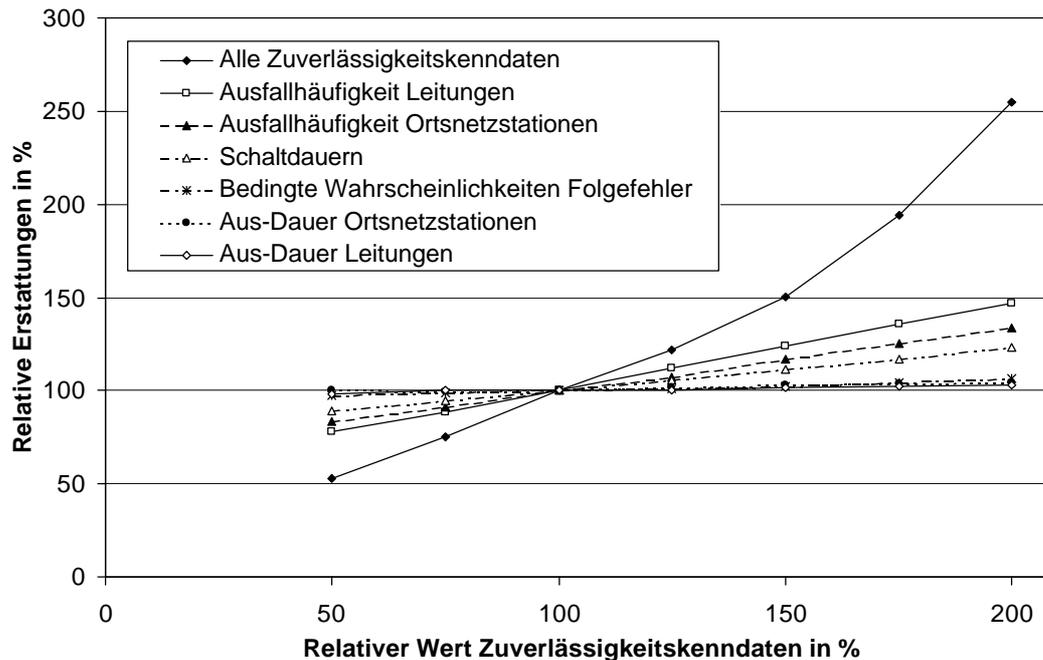


Bild 5.7: Relative Erstattungen abhängig von Zuverlässigkeitskenndaten für Tarif 21, D0, $n_{\text{Kund}} = 138$

Die Kenndaten wurden in einem Bereich von 50 % bis 200 % variiert. Die sich so ergebenden Werte für die Erstattungen werden auf den 100 %-Wert der Erstattungen bei 100 % der Eingangskennndaten nach Tabelle 13.11 bezogen. Betrachtet man die einzelnen Parameter, so zeigt Bild 5.7 für Tarif 21 die größte Sensitivität der Ergebnisse bei Variation der Ausfallhäufigkeit der Leitungen und Ortsnetzstationen sowie der Schaltdauern. Die Änderungen der Erstattungen gegenüber der Variation der Leitungs- und Ortsnetzstations-Aus-Dauern sowie der bedingten Wahrscheinlichkeiten für Folgefehler sind gering, da diese Ausfälle entweder selten auftreten oder weil die Mehrzahl der Versorgungsunterbrechungen nach Durchführung von Schaltmaßnahmen nach 1 h, d.h. vor Ablauf der Aus-Dauer, behoben sind. Daher kann die Aussage getroffen werden, dass das Risiko von Fehlabschätzungen durch falsche Eingangsdaten, z.B. durch Alterung einzelner Betriebsmittel, sich vorwiegend auf wenige Parameter verteilt. Bei Variation aller Zuverlässigkeitskenndaten ergeben sich überproportionale Änderungen der Erstattungen. Zu bemerken ist, dass eine Erhöhung aller Kenndaten bis 200 % als hoch einzustufen ist, insbesondere da einige Zuverlässigkeitskenndaten möglicherweise der Realität gegenüber auch als zu hoch angenommen werden, d.h. dass Fehlabschätzungen in beide Richtungen auftreten können. Die Fehler von zu niedrig angenommenen Daten können sich auf diese Weise wieder kompensieren.

Zusätzlich wurden ausführliche Untersuchungen angestellt, durch geeignete mathematische Methoden die Datenqualität bereits bei der Auswertung der VDEW-Störungsstatistik zu optimieren. Die Ermittlung der günstigsten Verteilungsfunktionen für die Zuverlässigkeitskenn-
daten der Komponenten als Eingangskenndatum mittels verschiedener Schätzmethoden und einem Anpassungstest sowie der Einfluss unterschiedlicher Verteilungsfunktionen auf die
Ergebnisse von Zuverlässigkeitsanalysen sind in Anhang D beschrieben.

5.3.5 Untersuchung von Tarifklassen

Die Festlegung der Prämien ist abhängig von den angebotenen Tarifklassen. Bild 5.8 zeigt leistungsbezogene Erstattungen für $prl = 70\%$ in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung und der Tarifklassen nach Tabelle 5.1.

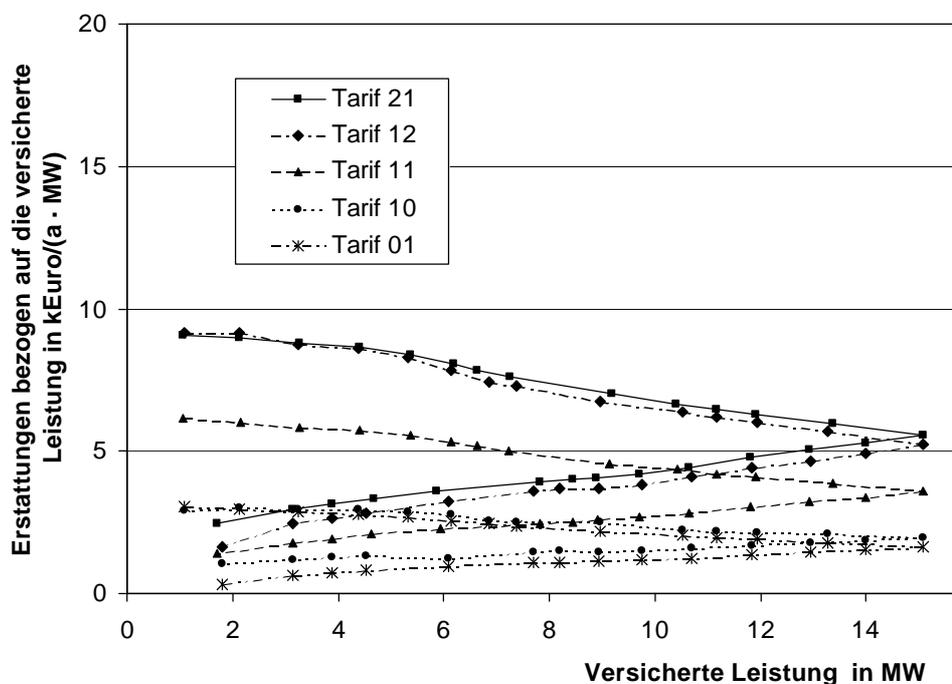


Bild 5.8: Leistungsbezogene Erstattungen in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung für verschiedene Tarife (Bewertungsfaktoren), D_0 , $T_{Betr} = 5$ a und $prl = 70\%$

Bild 5.8 veranschaulicht, dass sich mit höher gewählten Bewertungsfaktoren nach Gl. 5.1 höhere Prämien ergeben. Weiterhin erkennt man, dass sich nahezu gleich hohe Erstattungen für Tarif 01 und Tarif 10 sowie für Tarif 21 und Tarif 12 ergeben. Wie bereits beschrieben dauert die Mehrzahl der Versorgungsunterbrechungen aufgrund der Durchführung manueller Schalthandlungen zur Wiederversorgung nicht länger als eine Stunde. Im Falle einer

einstündigen Versorgungsunterbrechung ergeben sich gleich große Werte für die leistungs- und die arbeitsspezifischen Erstattungsleistungen, wenn die spezifischen Bewertungsfaktoren k_P und k_E gleich sind.

Die berechneten Erstattungen sind gegenüber den Eingangsdaten unterschiedlich sensitiv. Wie Bild 5.7 zeigt Bild 5.9 die Sensitivität der Erwartungswerte der Erstattungen für alle 138 Kunden gegenüber den Zuverlässigkeitskenndaten Leitungsausfallhäufigkeit und Dauer von Schalthandlungen für verschiedene Tarife.

Die Erstattungen hängen für alle Tarife in nahezu der gleichen Weise von der Ausfallhäufigkeit der Leitungen ab. Unterschiede zwischen den Tarifen sind dabei durch das Monte-Carlo-Simulationsverfahren bedingt und nicht signifikant. Im Gegensatz dazu hat die Schaltdauer einen stark unterschiedlichen Einfluss auf die Ergebnisse verschiedener Tarifklassen. Dieser Einfluss steigt mit zunehmendem Anteil der versicherten nicht zeitgerecht gelieferten Energie zur versicherten unterbrochenen Leistung (steigendes Verhältnis k_E/k_P). Aus diesem Grund ergibt sich eine starke Abhängigkeit der Erstattungen von der Schaltdauer für Tarif 01, während selbstverständlich keine Abhängigkeit vorhanden ist, falls nur die unterbrochene Leistung betrachtet wird (Tarif 10).

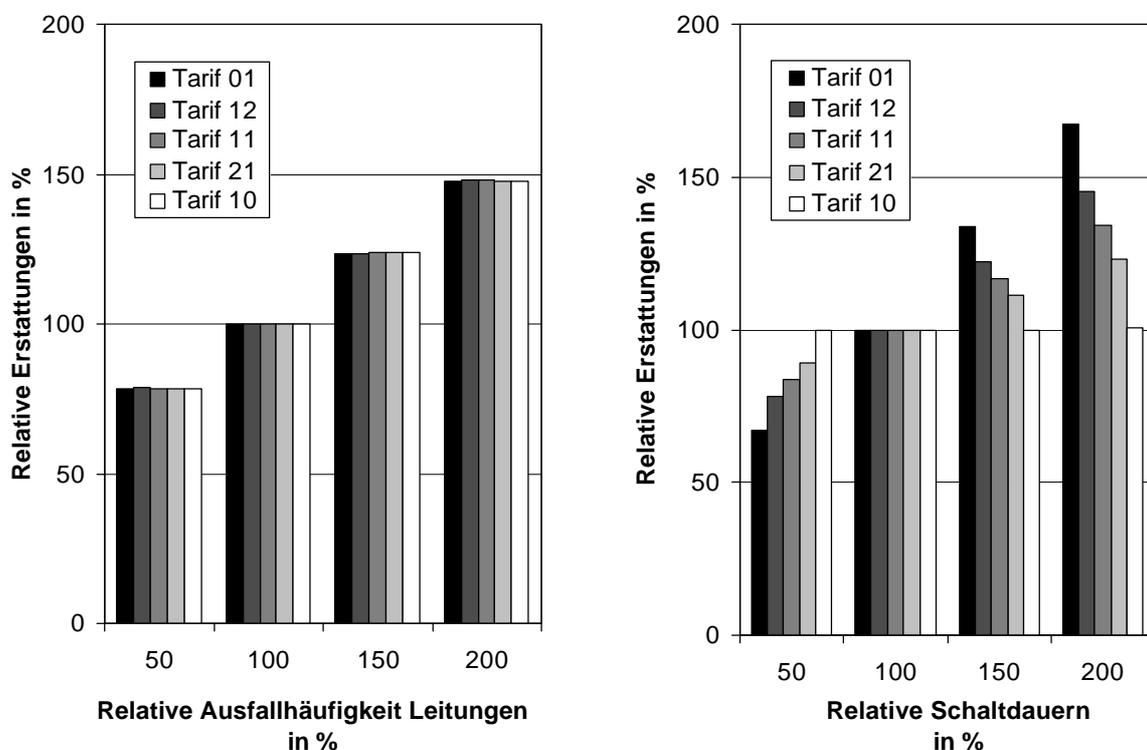


Bild 5.9: Leistungsbezogene Erstattungen in Abhängigkeit der Zuverlässigkeitskenndaten Ausfallhäufigkeit Leitung und Schaltdauer für verschiedene Tarife (Bewertungsfaktoren), D0, $n_{\text{Kund}} = 138$

Abschließend werden in Tabelle 5.3 einheitliche Prämien für die untersuchten Tarifklassen vorgeschlagen. Der Betrachtungszeitraum wird dabei zu $T_{\text{Betr}} = 5$ a, die versicherte Kundenleistung zu $P = 2,1$ MW ($n_{\text{Kund}} = 20$) und $\text{prl} = 70\%$ für Tarifoption D0 und $\text{prl} = 90\%$ für Tarifoption D1 gewählt.

Für die Kundenwahl wird die pessimistische Annahme getroffen, dass sich die Kunden mit den höchsten leistungsbezogenen Erstattungen (vgl. Bild 5.5 /Bild 5.6, obere Kurventeile) für eine Versicherung entscheiden.

Die Berechnungen werden mit 125 % der Zuverlässigkeitskennwerten (vgl. Abschnitt 13.3.2, Anhang E) durchgeführt und die Prämien so gewählt, dass sich unter den genannten Bedingungen die Erstattungen und die Prämienzahlungen aufheben.

Aufgrund länger als eine Stunde andauernder Versorgungsunterbrechungen sind die Prämien für den leistungsspezifischen Anteil (z.B. $\text{Prämie}_{\text{Tarif10}}$) für Option D0 etwas und für D1 sehr viel höher als für den arbeitsspezifischen Anteil (z.B. $\text{Prämie}_{\text{Tarif01}}$). Der Grund dafür liegt darin, dass es sich bei diesen lang andauernden Versorgungsunterbrechungen um seltene Ereignisse handelt, die aber im Falle ihres Auftretens zu hohen Erstattungszahlungen führen.

Tabelle 5.3: Versicherungsprämien für $T_{\text{Betr}} = 5$ a, $\text{prl}_{\text{D0}} = 70\%$, $\text{prl}_{\text{D1}} = 90\%$, $n_{\text{Kund}} = 20$ (hohe leistungsspez. Erstattungen), 125 % der Zuverlässigkeitskennwerten)

Tarifbezeichnung	Versicherungsprämie, Option D0, in Euro/kW/a	Versicherungsprämie, Option D1, in Euro/kW/a
Tarif 10	3,53	0,18
Tarif 01	4,30	2,47
Tarif 11	7,87	2,66
Tarif 21	11,67	2,96
Tarif 12	12,23	5,09

Man kann in Tabelle 5.3 erkennen, dass man die Prämien für Tarifklassen mit höheren spezifischen Bewertungsfaktoren k_E und k_P mittels der Basistarife 01 und 10 durch Linearkombination annähern kann.

Zum Beispiel:

$$\text{Prämie}_{\text{Tarif 21}} \approx 2 \text{Prämie}_{\text{Tarif 10}} + \text{Prämie}_{\text{Tarif 01}}$$

Gl. 5.4

Die zu zahlenden Netznutzungsentgelte für einen Mittelspannungskunden mit einer Anschlussleistung von 250 kW und einer Benutzungsdauer von 2500 h liegen derzeit je nach Netzbetreiber zwischen 2,9 Cent/kWh und 5,8 Cent/kWh /VEA/. Damit ergeben sich absolute Entgelte zwischen 18.125 Euro/a und 36.250 Euro/a. Die nach Tabelle 5.3 höchsten zu zahlenden Versicherungsprämien für Tarif 12 von 12,23 Euro/kWh/a, das entspricht 3057,5 Euro/a, sind dagegen vergleichsweise gering.

5.4 Wahl der Tarife durch den Kunden

5.4.1 Allgemeine Kundensituation

Im Zuge der Liberalisierung des Energiemarktes rücken die Kundenbedürfnisse in den Vordergrund. Zur Positionierung im Kundenkreis sind Wünsche und Anforderungen an die Qualität des Produktes Strom für den Netzbetreiber von grundsätzlichem Interesse. So bieten neben Benchmark-Studien die Durchführung von Marktanalysen wesentliche Aufschlüsse über das Anforderungsprofil.

Derzeit werden daher immer häufiger Umfrageergebnisse publiziert (z.B. /Angenend et. al.; Kalny et. al.; Nickel et. al./). Einige der Kundenbefragungen haben zum Teil zu sehr widersprüchlichen Aussagen geführt. Bei Kunden in Netzen mit hoher Versorgungszuverlässigkeit ist oftmals die Tendenz zu beobachten, dass Versorgungszuverlässigkeit für die Kunden kein aktuell interessantes Thema darstellt und die Energiebezugskosten als zu hoch angesehen werden. Sinkt jedoch die Versorgungszuverlässigkeit, wird diese Tatsache ebenfalls beanstandet. Dagegen belegen Umfragen, dass Kunden in Netzen mit niedriger Versorgungszuverlässigkeit ebenfalls unzufrieden sind und für eine höhere Versorgungszuverlässigkeit durchaus bereit wären, mehr zu zahlen. Steigen in diesem Zusammenhang aber tatsächlich die zu zahlenden Entgelte, reagieren dieselben Kunden wiederum unzufrieden /Van Geert/.

Aktuelle Marktanalysen in Deutschland zeigen, dass 90 % aller Haushaltskunden /Nickel et. al./ mit der Zuverlässigkeit der Energieversorgung zufrieden sind. Für industrielle Kunden ist die Versorgungszuverlässigkeit wichtig, wobei ebenfalls nach Kundeneinschätzung der derzeitige Ist-Wert nahezu dem Soll-Erfüllungsgrad entspricht /Kalny et. al./. Andere Umfragen bestätigen, dass in Deutschland kundenseitig das Thema Versorgungszuverlässigkeit bzw. die Qualität des Produktes Strom derzeit auf Grund der guten Versorgungssituation kein gesteigertes Interesse genießt /Angenend et. al./. Eine Steigerung der Versorgungsqualität wird als nicht notwendig angesehen, insbesondere dann, wenn eine Erhöhung des Strom-

preises damit verbunden wäre. Eine Versicherung gegen Versorgungsunterbrechungen trifft auf zurückhaltendes Interesse. Die Zahlung von Versicherungsprämien erscheint den Kunden zur Zeit nur wenig sinnvoll, da es keine wesentlichen Einschränkungen der Versorgung gibt. Wie die zukünftige Entwicklung bei der aktuellen Optimierung bei Ausbau, Erneuerung und Instandhaltung aussehen wird, lässt sich aber nicht absehen. Die Akzeptanz für eine Versicherungslösung wird mit sinkender Qualität der Versorgung steigen.

In Zusammenarbeit mit einem städtischen Netzbetreiber wurde ebenfalls eine Kundenumfrage durchgeführt. Bild 5.10 zeigt dazu den Vergleich der aus einer Kundenumfrage /Angenend et. al./ ermittelten Mindestanforderungen für Versorgungszuverlässigkeit und den sich aus der Zuverlässigkeitsberechnung ergebenden Erwartungswerten der Zuverlässigkeitskenngrößen für ausgewählte Kunden aus Beispielnetz III (Die Auswertung der Kundenumfrage befindet sich in Abschnitt 13.3.3 in Anhang E).

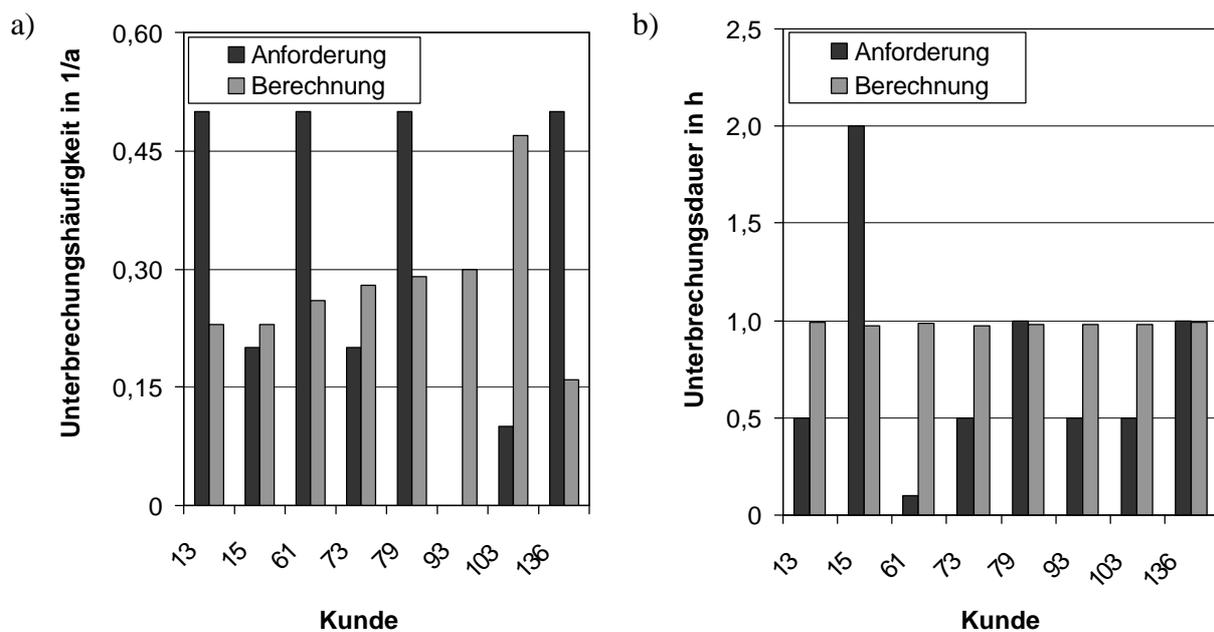


Bild 5.10: Vergleich von der aus Kundenumfrage ermittelten Anforderung und tatsächlicher Versorgungszuverlässigkeit von Mittelspannungskunden (Beispielnetz III)

a) Unterbrechungshäufigkeit

b) Nichtverfügbarkeit

Man erkennt, dass die Anforderungen im Hinblick auf die Unterbrechungshäufigkeit für die meisten Kunden (13, 61, 79, 136) gut erfüllt sind, einige Kunden aber durchaus auch höhere Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit stellen. Insbesondere für Kunden 93 und

103 unterscheiden sich Anforderung nach niedriger Unterbrechungshäufigkeit und Ist-Wert, da Kunde 103 in einem Halbring vergleichsweise großer Länge angeschlossen ist. Kunde 93 betrachtet dagegen *jede* Versorgungsunterbrechung als unzumutbar. Eine absolut hundertprozentige Versorgungszuverlässigkeit ist technisch nicht realisierbar. Für die Unterbrechungsdauer gilt, dass die meisten Kunden im Falle von Versorgungsunterbrechungen eine maximale Unterbrechungsdauer $T_u \leq 30$ min als zulässig erachten. Die berechnete mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen beträgt dagegen für die meisten Kunden des Mittelspannungsnetzes etwa $T_u = 1$ h, da dies dem Zeitbedarf entspricht, mit dem die Durchführung manueller Schaltmaßnahmen modelliert wurde.

5.4.2 Investitionsuntersuchungen

Für industrielle Kunden ist das Thema Versorgungszuverlässigkeit produktionsbedingt häufig so wichtig, dass Versicherungen, die bei Ausfall der öffentlichen Stromversorgung greifen, zur zusätzlichen Risikoabdeckung geschlossen werden. Darüber hinaus sichern sich gerade diese Kunden bereits traditionell durch zusätzliche Maßnahmen wie z.B. USV-Anlagen ab. Der Vergleich einer Versicherungslösung mit einer Investitionsmaßnahme wird im Folgenden untersucht.

Bild 5.11 zeigt für die Kunden des Beispielnetzes III mit dem größten (Kunde 59) bzw. kleinsten (Kunde 137) Wert der Erwartungswerte für die Unterbrechungshäufigkeit und die Nichtverfügbarkeit den Vergleich der Unterbrechungskosten, wenn für beide Kunden spezifische Unterbrechungskosten von 5 Euro/kWh entsprechend Tarif 01 angenommen werden.

Stellt man den Unterbrechungskosten die für eine Versicherung zu zahlenden Prämien nach Tabelle 5.3, Abschnitt 5.3 gegenüber (siehe Tabelle 5.4), so erkennt man, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 68 % für Kunde 59 und 97 % für Kunde 137 die Unterbrechungskosten bezogen auf einen Betrachtungszeitraum von $T_{\text{Betr}} = 20$ a kleiner sind als die Prämienzahlungen. Das bedeutet, dass aufgrund der Risikobetrachtungen bei der Festsetzung einheitlicher Prämien des Netzbetreibers, insbesondere sehr zuverlässig in das Netz eingebundene Kunden durchaus mehr Prämien zahlen, als sie durch Erstattungen bei Versorgungsunterbrechungen erwartungsgemäß zurück erhalten.

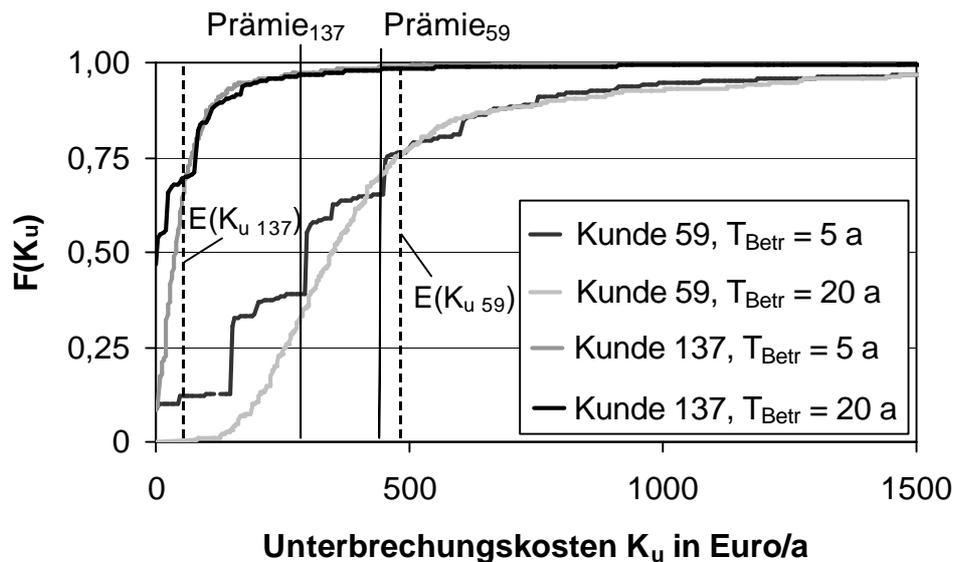


Bild 5.11: Verteilungsfunktionen der Unterbrechungskosten für die Kunden mit dem größten bzw. kleinsten Erwartungswert für Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit, Unterbrechungskosten entsprechend Tarif 01

Der Kunde kann sich statt der Versicherungslösung auch für eine Investition, z.B. für ein Notstromaggregat, entscheiden. Tabelle 5.4 zeigt die Gegenüberstellung der für Tarif 01 zu zahlenden Versicherungsprämien nach Tabelle 5.3, Abschnitt 5.3 und den Investitionskosten von insgesamt 135.000 Euro für ein Notstromaggregat.

Tabelle 5.4: Vergleich von Prämienzahlungen, Investitionskosten und Unterbrechungskosten für die Kunden mit dem größten (Kunde 59) bzw. kleinsten (Kunde 137) Erwartungswert für Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit von Beispielnetz III, Tarif 01, $T_{\text{Betr}} = 20 \text{ a}$

	Versicherte Leistung in kW	Versicherungsprämie in Euro/a	$E(K_u)$ in Euro/a	$k_{E \text{ min}}$ in Euro/kWh	Investitionskosten in Euro/a
Kunde 59	105	451,5	496,1	145	13.077
Kunde 137	70	301,0	62,4	217	13.077

Zur Gegenüberstellung der Unterbrechungskosten bzw. Prämienzahlungen und den Investitionskosten werden entsprechend der Annuitätenmethode die Annuitäten der Investitionskosten bei einem jährlichen Zinsfuß von 6 % bestimmt. Ausgegangen wird von einer Lebens- bzw. Abschreibungsdauer des Notstromaggregats von $T_L = 20 \text{ a}$. Eine lineare Erhöhung des arbeitsspezifischen Bewertungsfaktors der Erstattungen k_E führt nach Abschnitt 5.3 zu einer linearen Erhöhung der für eine Versicherung zu zahlenden Prämien um den gleichen Faktor.

Daher kann der Mindestwert des Bewertungsfaktor $k_{E \min}$ bestimmt werden, ab dem die Rechtfertigung einer Investitionsmaßnahme erfolgen kann d.h. der Punkt bestimmt werden ab dem die Versicherungsprämien die Investitionskosten übersteigen. Unterbrechungskosten von Kunden liegen herkömmlicherweise in einem Bereich von bis zu $k_E = 25$ Euro/kWh für $k_P = 0$ (/Billinton et. al. 1991; Billinton et. al. 1999; Freund; Nick/, vgl. auch Abschnitt 4.2). Stellt man diesen Unterbrechungskosten den Mindestwert des Bewertungsfaktor $k_{E \min}$ gegenüber, so kann die Rechtfertigung für die kundenseitige Investition in ein Notstromaggregat selbst bei hohen Unterbrechungskosten nicht erfolgen.

Fraglich ist allerdings, ob das Störungsgeschehen im Netz wie auch die individuelle Anbindungssituation für die Kunden so transparent ist, dass sie auf dieser Basis eine derartige Risikoabschätzung durchführen können /Backes 1998/. Sind die Kunden dazu jedoch in der Lage, wird im vorliegenden Fall Kunde 137 aufgrund seiner sehr zuverlässigen Anbindung vermutlich weder Investitionsmaßnahmen durchführen noch einen Versicherungsvertrag abschließen. Kunde 59 wird sich dagegen eher für eine Versicherung entscheiden, damit der Netzbetreiber möglicherweise Maßnahmen durchführt, um die Erstattungsleistungen an Kunde 59 und an weitere möglicherweise mitbetroffene versicherte Kunden, zu verringern, d.h. die Versorgungszuverlässigkeit der Kunden zu erhöhen.

5.5 Maßnahmen zur Beeinflussung der Zuverlässigkeit aus Sicht des Netzbetreibers

5.5.1 Allgemeines

Haben sich die Kunden für den Abschluss von Versicherungsverträgen entschieden, so muss der Netzbetreiber entscheiden, ob sich Maßnahmen, die zu einer höheren Versorgungszuverlässigkeit und damit zur Reduzierung von Erstattungszahlungen führen, rentieren oder nicht. Dem Netzbetreiber stehen dazu eine Fülle an Maßnahmen mit sehr unterschiedlichem finanziellen Aufwand zur Verfügung. Folgende Beispiele sind denkbar:

- Investition in leittechnische Einrichtungen zur schnelleren Störungsbehebung (z.B. Einsatz fernauslesbarer Kurzschlussanzeiger, automatische Umschaltungen etc.),
- Verbesserung des Entstörmanagements, Einsatz von Notstromaggregaten,
- Schaffung von schaltbarer Redundanz (z.B. Einsatz von im Normalbetrieb ausgeschalteten Reservebetriebsmitteln, Umstellung von Stich- zu Ringstrukturen),
- Investitionen in die Schutz-Selektivität (z.B. Schutzdopplung, Erweiterung des Schutzsystems in MS-Strängen),

- Änderung des Normalschaltzustandes (z.B. Sammelschienenbelegung bei Doppelsammelschienenanlagen, Trennstellenverlegung in Mittelspannungsnetzen),
- Erweiterte Instandhaltungsmaßnahmen,
- Betriebsmittelerneuerung (z.B. Austausch von Freileitungen durch Kabel, Ersatz von Freiluftschaltanlagen durch gasisolierte Anlagen, Austausch gealterter VPE-Kabel),
- Einsatz zusätzlicher Redundanz (z.B. Errichtung zusätzlicher Leitungstrecken, Reserve-sammelschienen, Errichtung von MS-Schwerpunktstationen).

Entscheiden sich die Kunden gegen eine Versicherungslösung kann der Netzbetreiber umgekehrt Maßnahmen in Betracht ziehen, welche seine Kosten für das aktuell bestehende Netz reduzieren. Beispiele hierfür sind die Reduzierung der Instandhaltung, Vereinfachung der Netzstruktur und Aufgabe von Redundanzen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse risikoorientierter Untersuchungen verschiedener Investitionsmaßnahmen in Mittelspannungsnetzen präsentiert. Als Beispiele werden Maßnahmen, die die Erweiterung des Schutzsystems beinhalten, Maßnahmen zur Verkürzung der Unterbrechungsdauer und die Umstellung von Stich- zu offen betriebenen Ringstrukturen behandelt. Die Untersuchungen erfolgen für Kabel- und Freileitungsnetze. Der Einfluss verschiedener Parameter wie Betrachtungszeitraum und Versicherungstarifklassenwahl der Kunden wird berücksichtigt.

Finanzielle Risiken bei der Investitionsplanung sind unter Berücksichtigung des Versicherungsmodells, die Kenntnis der Tarifwahl der Kunden vorausgesetzt, vorwiegend durch stochastische Risiken gegeben (vgl. Abschnitt 5.3.2). Das stochastische Risiko ist von der Vertragslaufzeit und der Anzahl der abgeschlossenen Versicherungsverträge, der Kundentarifwahl und insbesondere der Zufälligkeit der Betriebsmittelausfälle abhängig. Die Investitionen können gerechtfertigt werden, wenn die Wahrscheinlichkeit für das Übersteigen der zu erwartenden Einsparungen von Erstattungen gegenüber den Investitionskosten bezogen auf einen bestimmten Betrachtungszeitraum genügend groß ist. Die Entscheidung hängt von dem berechneten Zuverlässigkeitsniveau und den von den Kunden gewählten Tarifklassen ab.

Da die vorgestellten Untersuchungen unterschiedliche Investitionsmaßnahmen für die Bereiche Schutzsystem, Störungsbehebung und Netztopologie beinhalten, werden verschiedene kleinere Beispielnetze IV bis VII untersucht, welche in den jeweiligen Abschnitten beschrieben werden.

5.5.2 Verkürzung der Dauer zur Störungsbehebung

Bild 5.12 zeigt Beispielnetz IV, welches aus einem offen betriebenen Mittelspannungskabelring besteht, der die 20 Kunden B_{A1} - B_{B10} versorgt. In dem Bild ist zur übersichtlicheren Darstellung nur der Trennschalter der offenen Trennstelle eingezeichnet. Der maximale Lastbedarf jedes Kunden beträgt $S_{\max} = 0,1$ MVA und die Länge jedes Stromkreisabschnittes 0,65 km (Gesamtstromkreislänge 13,65 km). An den Abgängen der Mittelspannungssammelschienen befinden sich Leistungsschalter und UMZ-Schutzrelais. Der Mittelspannungsring wird durch das 110-kV-Netz gespeist, welches als 100 % zuverlässig nachgebildet wird. Beispielnetz IV stellt einen typischen Mittelspannungsring mittlerer Länge aus Beispielnetz III dar.

Für die Grundvariante (Variante 1) wird die Dauer zur Durchführung von manuellen Schaltmaßnahmen inklusive Fehlerortung zu $T_{\text{Schalt}} = 1$ h angenommen. Unter Verwendung leitetechnischer Einrichtungen kann die benötigte Dauer zur Fehlerortung und Störungsbehebung von 1 h auf 0,5 h (Variante 2) reduziert werden /Haubrich et. al./, indem z.B. jede zweite Ortsnetzstation mit fernauslesbaren Kurzschlussanzeigern ausgerüstet wird.

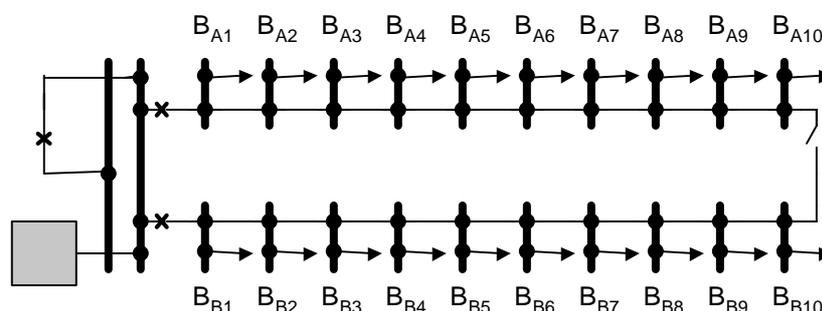


Bild 5.12: Netzplan des Beispielnetzes IV

Bild 5.13a zeigt die Verteilungsfunktionen der Erstattungen für beide Varianten. Der Betrachtungszeitraum beträgt $T_{\text{Betr}} = 20$ a. Bild 5.13b zeigt den Vergleich der Erstattungen der Varianten unter Verwendung des Signifikanztests nach Gl. 5.3, Abschnitt 5.2.2. Da die die Störungsbehebung betreffenden Maßnahmen nur die Unterbrechungsdauer und damit die energiespezifischen Erstattungen beeinflussen, wird angenommen, dass alle Kunden des Beispielnetzes mit Tarif 01 nach Tabelle 5.1 versichert sind. In Kenntnis der Kundentarifwahl kann Variante 2 monetär mit der Grundvariante 1 verglichen werden, indem der Wert der Erstattungsdivergenz ΔA_u bestimmt wird, an dem die Signifikanzwahrscheinlichkeit nach

Gl. 5.3, Abschnitt 5.2.2 einen bestimmten zu wählenden Wert annimmt. Die zu wählende Signifikanzwahrscheinlichkeit bestimmt das Risiko in der Investitionsplanung.

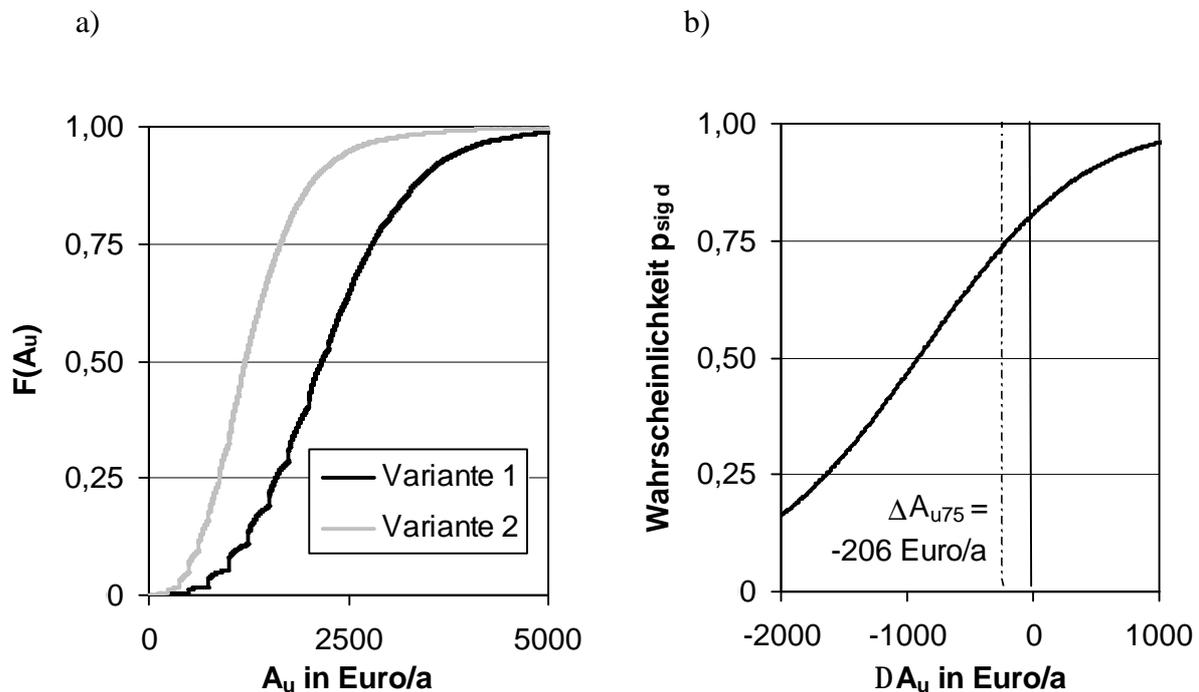


Bild 5.13: Variantenvergleich der Erstattungen für die Verkürzung der Dauer zur Störungsbehebung durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger (Verkürzung der Schaltdauer von 1 h auf 0,5 h), $\ell_{\text{Ltg}} = 0,65 \text{ km}$, Tarif 01, $T_{\text{Betr}} = 20 \text{ a}$
 a) Verteilungsfunktionen
 b) Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig,d}}$ nach Gl. 5.3, Abschnitt 5.2.2

Für identische Verteilungsfunktionen und $\Delta A_u = 0$ beträgt die Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig,d}} = 50 \%$. Deshalb wird der Netzplaner einen Wert der Signifikanzwahrscheinlichkeit höher als 50 % wählen. Die Investitionen für den Netzausbau können gerechtfertigt werden, wenn die Erstattungsdifferenz bei der gewählten Signifikanzwahrscheinlichkeit größer ist als die Investitionskosten der Ausbau- verglichen mit der Grundvariante. Den festen Investitionskosten stehen dabei auf der Zufälligkeit von Versorgungsunterbrechungen basierende Erstattungskosten gegenüber. Je höher der Wert der Signifikanzwahrscheinlichkeit gewählt wird, desto weniger Risiko trägt der Netzbetreiber. Für die Untersuchungen wird ein Risikogrenzwert der Signifikanzwahrscheinlichkeit von $p_{\text{sig,d}} = 75 \%$ verwendet, um finanzielle Verluste bei der Investitionsplanung möglichst zu vermeiden.

Für das Beispiel aus Bild 5.13 erfolgt eine Rechtfertigung der Investitionskosten von Variante 2, wenn diese niedriger als die Einsparungen der Erstattungen, d.h. der Erstattungsdifferenz der beiden Varianten von $\Delta A_{u,75} = -206$ Euro/a sind.

Der Betrachtungszeitraum hat einen wesentlichen Einfluss auf die Streuungen der Verteilungsfunktionen von Zuverlässigkeitskenngrößen. Je größer der Betrachtungszeitraum ist, desto geringer ist die Standardabweichung (vgl. auch Abschnitt 5.3.2). Bild 5.14 zeigt, dass ebenfalls die Signifikanzwahrscheinlichkeit von der Größe des Betrachtungszeitraumes abhängig ist.

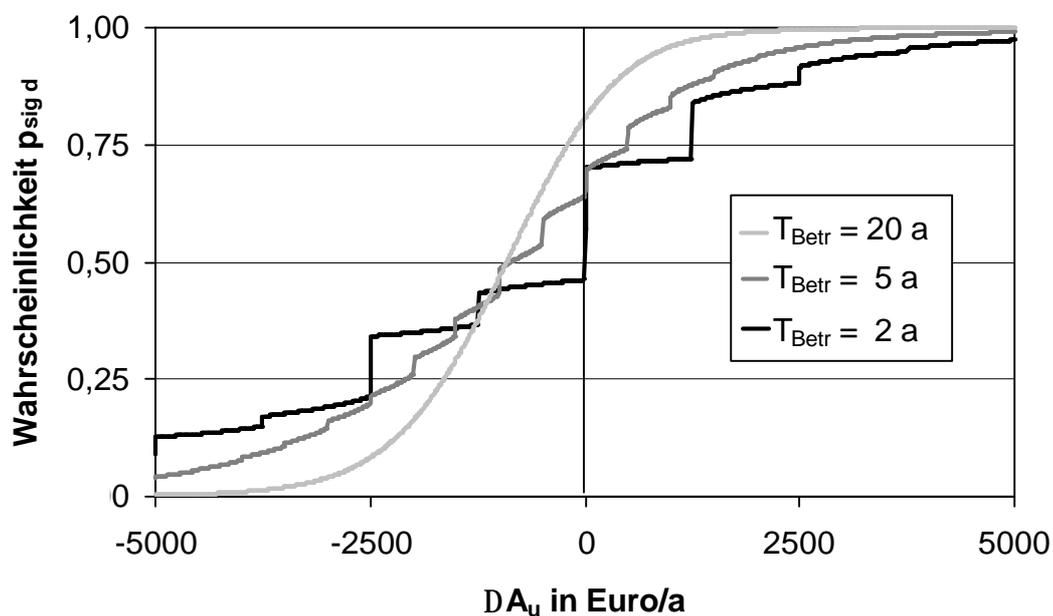


Bild 5.14: Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig},d}$ für den Variantenvergleich der Verkürzung der Störungsbehebungsdauer durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger (Verkürzung der Schaltdauer von 1 h auf 0,5 h), $l_{\text{Ltg}} = 0,65$ km, Tarif 01, verschiedene Betrachtungszeiträume T_{Betr}

Je kleiner der Betrachtungszeitraum T_{Betr} ist, desto unstetiger wird die Funktion der Signifikanzwahrscheinlichkeit. Dies führt zu größeren Werten der Erstattungsdifferenz $\Delta A_{u,75}$ für kurze Betrachtungszeiträume und somit kleineren Werten der Erstattungsdifferenz, um Investitionen zu rechtfertigen, oder dazu, dass sie aufgrund positiver Werte der Erstattungsdifferenz $\Delta A_{u,75}$ gar nicht zu rechtfertigen sind (z.B. $T_{\text{Betr}} = 2$ a und $T_{\text{Betr}} = 5$ a in Bild 5.14).

Bild 5.15 zeigt den Verlauf der Signifikanzwahrscheinlichkeit für verschiedene Tarifklassen. Man erkennt, dass eine Erhöhung des arbeitsspezifischen Bewertungsfaktors der Erstattungen

k_E zu einer linearen Dehnung der Funktionen um den gleichen Faktor führt. Daher können die Funktionen dazu verwendet werden, den Mindestwert der versicherten Kundenleistung bzw. den Mindest-Bewertungsfaktor $k_{E \min}$ zu bestimmen, ab dem die Rechtfertigung einer Investitionsmaßnahme erfolgen kann.

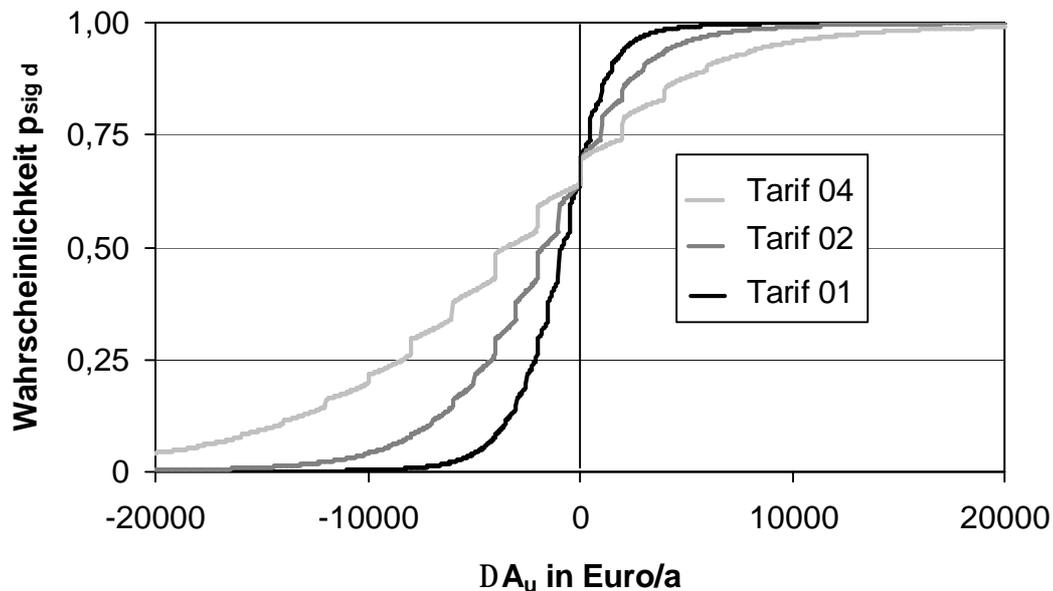


Bild 5.15: Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ für den Variantenvergleich der Verkürzung der Störungsbehebungsdauer durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger (Verkürzung der Schaltdauer von 1 h auf 0,5 h), $\ell_{\text{Ltg}} = 0,65 \text{ km}$, $T_{\text{Betr}} = 5 \text{ a}$, verschiedene Bewertungsfaktoren k_E

Da die Größe der Reduzierung der Dauern zur Störungsbehebung durch den Einsatz fernauslesbarer Kurzschlussanzeiger nicht exakt bekannt ist, was zum Beispiel vom zurückzulegenden Anfahrtsweg des Entstörpersonals abhängt, werden zusätzlich Untersuchungen durchgeführt, die eine Reduzierung der Schaltdauern von ursprünglich $T_{\text{Schalt}} = 1 \text{ h}$ um $\Delta T_{\text{Schalt}} = 0,25 \text{ h}$ auf $T_{\text{Schalt}} = 0,75 \text{ h}$ annehmen.

Tabelle 5.5 zeigt die Gegenüberstellung der Erstattungsdifferenz $\Delta A_u 75$ für Tarif 01 und der Investitionskosten sowie die Mindestwerte der Bewertungsfaktoren $k_{E \min}$ zur Rechtfertigung der Investitionen. Angenommen wird, dass alle Kunden mit dem gleichen Tarif versichert sind. Für die Investitionskosten werden analog Abschnitt 5.4.2 die Annuitäten bestimmt. Für die Lebensdauer der Kurzschlussanzeiger und ihrer Fernauslesung von $T_L = 10 \text{ a}$ wird ein jährlicher Zinsfuß von 6 % zugrunde gelegt. Die Investitionskosten für die Fernauslesung der

Kurzschlussanzeiger werden zu 7.500 Euro angenommen. Die Kosten beinhalten 10 fernauslesbare Kurzschlussanzeiger (= jede zweite Ortsnetzstation), ein Fernwirkgerät sowie die Montage.

Um die Annuitäten der Investition mit den Erstattungseinsparungen vergleichen zu können, wird angenommen, dass die Erstattungen innerhalb des Betrachtungszeitraumes T_{Betr} gleichverteilt sind und daher die Einzelerstattungen nicht mit dem Zinsfuß von 6 % bewertet werden müssen. Diese Annahme ist zulässig, wenn wie in dieser Arbeit, zeitlich konstante Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel betrachtet werden bzw. zeitlich abhängige Effekte, wie z.B. Alterung, keinen Einfluss auf die Eingangskenndaten haben.

Mit dem Ansteigen der Stromkreisabschnittslänge ℓ_{Ltg} erhöhen sich die Zuverlässigkeitskenngrößen, was zu kleineren Werten der Erstattungsdifferenz ΔA_{u75} und im Falle von negativen Werten für ΔA_{u75} zu kleineren Werten von $k_{E \text{ min}}$ führt.

Prinzipiell kann festgestellt werden, dass die Investitionskosten für eine leittechnische Aufrüstung des Netzes mit fernauslesbaren Kurzschlussanzeigern für große Betrachtungszeiträume und eine effektive Reduktion der Schaltdauern um $\Delta T_{\text{Schalt}} = 0,5$ h begründet werden können. Weiterhin ergeben sich negative Werte der Erstattungsdifferenz bei großer Stromkreisabschnittslänge ($\ell_{\text{Ltg}} = 2,6$ km) auch bei kleinem Betrachtungszeitraum $T_{\text{Betr}} = 5$ a für eine große Reduzierung der Schaltdauer $\Delta T_{\text{Schalt}} = 0,5$ h bzw. bei großem Betrachtungszeitraum $T_{\text{Betr}} = 20$ a auch bei geringerer Reduzierung der Schaltdauer $\Delta T_{\text{Schalt}} = 0,25$ h. Unterbrechungskosten von Kunden liegen herkömmlicherweise in einem Bereich von bis zu $k_E = 25$ Euro/kWh für $k_P = 0$. In den Fällen mit negativen Werten für ΔA_{u75} liegen die Mindestwerte der Bewertungsfaktoren nach

Tabelle 5.5 folglich in einem für Unterbrechungskosten von Kunden üblichen Bereich.

Tabelle 5.5: Ergebnisse des Variantenvergleichs der Verkürzung der Störungsbehebungsdauer durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger, Tarif 01

T_{Betr} in a	ℓ_{Ltg} in km	ΔA_{u75} in Euro/a		$k_{E \text{ min}}$ in Euro/kWh		Investitionskosten in Euro/a
		$\Delta T_{\text{Schalt}} = 0,5$	$\Delta T_{\text{Schalt}} = 0,25$ h	$\Delta T_{\text{Schalt}} = 0,5$ h	$\Delta T_{\text{Schalt}} = 0,25$ h	
5	0,65	493	991	-	-	1019
	1,30	5	883	-	-	
	2,60	-806	796	6	-	
20	0,65	-206	311	25	-	
	1,30	-719	137	7	-	
	2,60	-1817	-280	3	18	

5.5.3 Ausbau des Schutzsystems

In diesem Abschnitt werden Investitionen untersucht, die in das Schutzsystem getätigt werden. Bild 5.16 zeigt Beispielnetz V entsprechend Beispielnetz IV mit zusätzlichen Leistungsschaltern und Schutzrelais in den Stationen B_{A5} und B_{B5} .

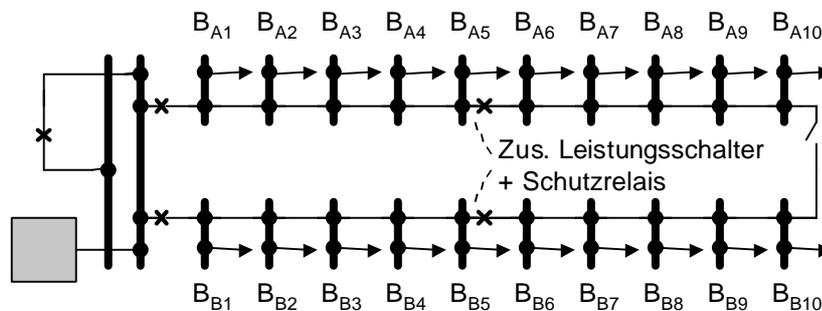


Bild 5.16: Netzplan des Beispielnetzes V

Von der Investitionsmaßnahme profitieren vorwiegend die Kunden B_{A1} - B_{A5} und B_{B1} - B_{B5} , die sich topologisch vor den zusätzlichen Relais im Stromkreis befinden. Daher werden nur Erstattungen für diese Kunden betrachtet. In Bild 5.17 ist die Signifikanzwahrscheinlichkeit des Vergleichs der Erstattungen der Beispielnetze IV und V für arbeitsspezifische und leistungsspezifische Bewertungsfaktoren sowie unterschiedliche Stromkreisabschnittslängen dargestellt.

Die Lage der Kurven ist für identische Stromkreisabschnittslängen und die Tarifklassen Tarif 01 und Tarif 10 nahezu gleich. Dies beruht auf der Tatsache, dass die Mehrzahl der Versorgungsunterbrechungen aufgrund der Durchführung manueller Schalthandlungen nicht länger als eine Stunde dauert. Im Falle einer einstündigen Versorgungsunterbrechung ergeben sich gleich große Werte für die leistungs- und die arbeitsspezifischen Erstattungsleistungen, wenn die spezifischen Bewertungsfaktoren k_P und k_E gleich sind. Die Kurvenform unterscheidet sich aber für die beiden Tarifklassen deutlich. Für leistungsspezifische Erstattungen ist die Kurvenform stufig, da die Unterbrechungsanzahl in einem bestimmten Betrachtungszeitraum nur diskrete Werte annehmen kann. Für die arbeitsspezifischen Erstattungen sind die Kurvenverläufe deutlich geglättet. Die Glättung wird durch Ausfälle bestimmt, die zu Versorgungsunterbrechungen führen welche nicht mit der Durchführung von Schaltmaßnahmen behoben werden können (z.B. Ausfälle von Ortsnetzstationen), da die Ausdauer der Betriebsmittel aus einer kontinuierlichen Verteilungsfunktion bestimmt wird.

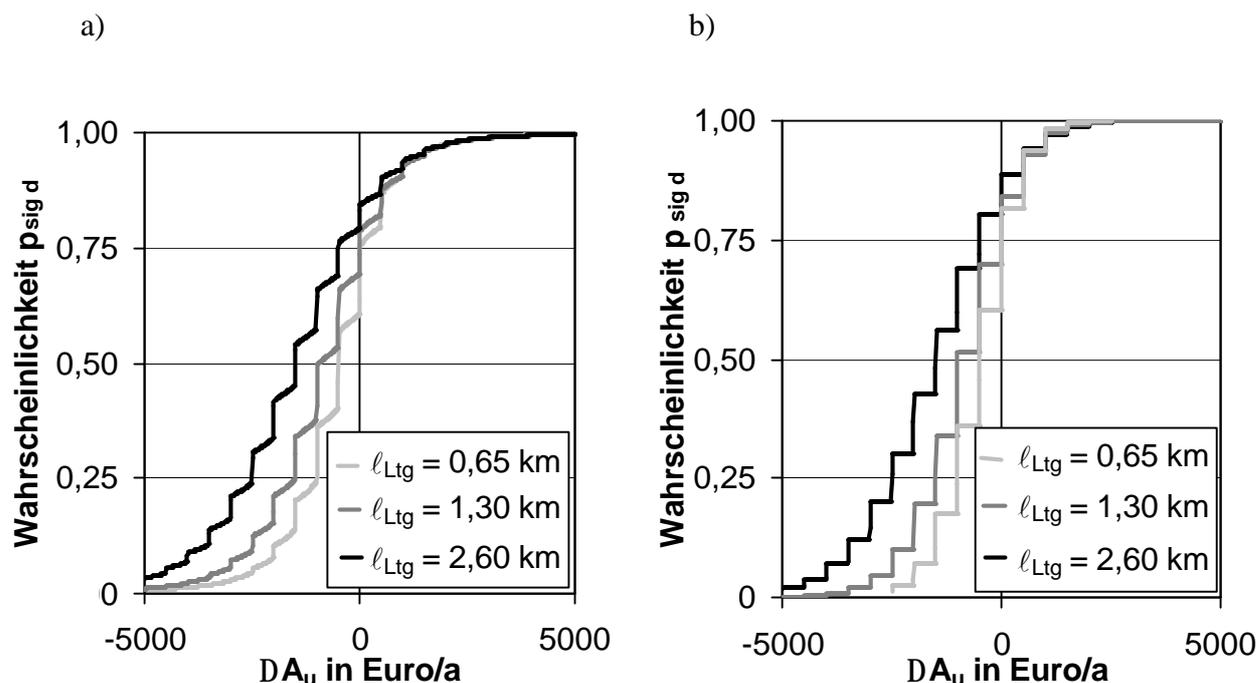


Bild 5.17: Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ für den Variantenvergleich des Ausbaus des Schutzsystems, unterschiedliche Leitungslänge ℓ_{Ltg} , $T_{\text{Betr}} = 5$ a

a) Tarif 01

b) Tarif 10

Tabelle 5.6 zeigt den Vergleich von Investitionskosten und Erstattungsänderung $\Delta A_{u 75}$ für Tarif 01 bzw. Tarif 10 sowie den Mindest-Bewertungsfaktor $k_{E \text{ min}}$ bzw. $k_{P \text{ min}}$. Als Investitionskosten für ein zusätzliches Schaltfeld werden 42.000 Euro inklusive Schutz- und Fernwirkleinrichtungen, Montage sowie anteilige Kosten für Gebäude angenommen. Die Lebensdauer wird zu $T_L = 20$ a angenommen.

Tabelle 5.6: Ergebnisse des Variantenvergleichs für den Ausbau des Schutzsystems Tarif 01 bzw. Tarif 10

T_{Betr} in a	ℓ_{Ltg} in km	$\Delta A_{u 75}$ in Euro/a		$k_{E \text{ min}}$ in Euro/kWh	$k_{P \text{ min}}$ in Euro/kW	Investitionskosten in Euro/a
		Tarif 01	Tarif 10			
5	0,65	9	3	-	-	7325
	1,30	3	1	-	-	
	2,60	-501	-497	73	74	
20	0,65	-119	-246	308	149	
	1,30	-371	-491	99	75	
	2,60	-914	-1005	40	36	

Wieder ergeben sich mit steigender Stromkreisabschnittslänge ℓ_{Ltg} , und damit häufigeren Versorgungsunterbrechungen, kleinere Werte der Erstattungsdifferenz ΔA_{u75} und niedrigere Mindestwerte der Bewertungsfaktoren k_{Emin} (für negative Werte von ΔA_{u75}). Man erkennt, dass sich lediglich für den Fall großer Stromkreisabschnittslänge und für große Betrachtungszeiträume Mindestwerte der Bewertungsfaktoren ergeben, die im Bereich hoher Unterbrechungskosten liegen. In allen anderen untersuchten Fällen können die Investitionen prinzipiell nicht gerechtfertigt werden, da sich für die Erstattungsdifferenz ΔA_{u75} positive Werte ergeben oder die Mindest-Bewertungsfaktoren zu groß sind, um sie mit Unterbrechungskosten von Kunden zu vergleichen.

5.5.4 Umstellung von Stich- auf offen betriebene Ringstrukturen

In diesem Abschnitt wird die Umstellung der Sticheinbindung von Kunde B_{B5} in eine Einschleifung in den offen betriebenen Ring untersucht. Bild 5.18 zeigt dazu den entsprechenden Netzausschnitt der beiden Beispielnetze VI und VII.

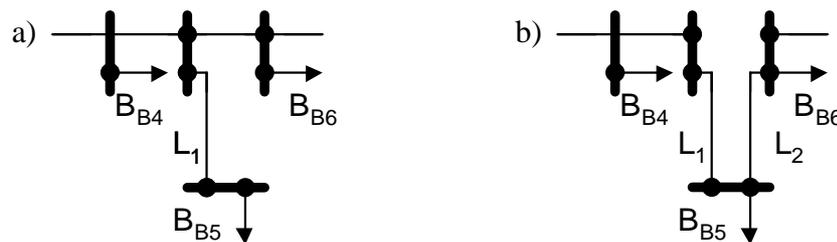


Bild 5.18: Netzausschnitte aus Beispielnetz VI und VII

a) Beispielnetz VI: Sticheinbindung von B_{B5}

b) Beispielnetz VII: Anbindung von B_{B5} in offen betriebenen Ring

Die beiden Beispielnetze unterscheiden sich von Beispielnetz IV nur in der Einbindungsart von Kunde B_{B5} . In Beispielnetz VI wird der Kunde über eine Sticheinbindung versorgt, während der Kunde in Beispielnetz VII in dem offen betriebenen Ring eingebunden ist. Da die Ergebnisse einer Zuverlässigkeitsberechnung der beiden Beispielnetze sich insbesondere in der Unterbrechungsdauer und somit in der nicht zeitgerecht gelieferten Energie für Kunde B_{B5} unterscheiden, werden nur arbeitsspezifische Erstattungen (Tarif 01) für diesen Kunden berücksichtigt.

Bild 5.19 zeigt die Signifikanzwahrscheinlichkeit des Vergleichs der Erstattungen für die beiden Beispielnetze VI und VII für verschiedene Längen der Stromkreisabschnitte L_1 und L_2 mit $l_{L1} = l_{L2}$ für verschiedene Betrachtungszeiträume.

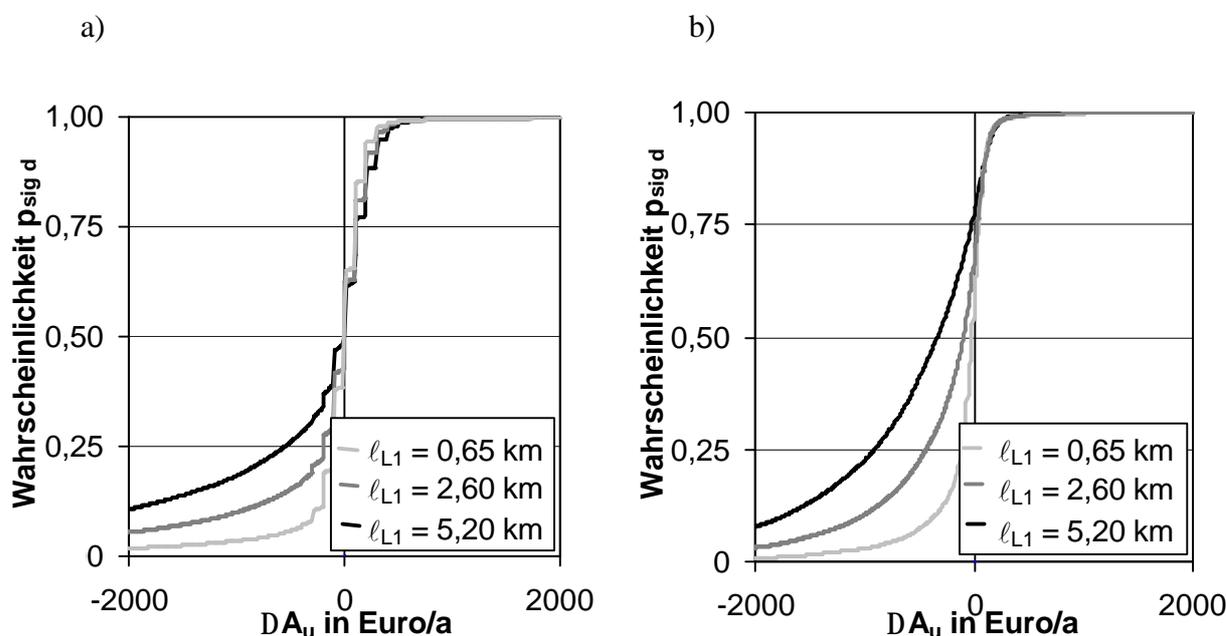


Bild 5.19: Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ für den Variantenvergleich Stich- / Ringanbindung, unterschiedliche Leitungslänge $l_{L1} = l_{L2}$, Tarif 01

a) $T_{\text{Betr}} = 5 \text{ a}$

b) $T_{\text{Betr}} = 20 \text{ a}$

Das Bild illustriert, dass die Erstattungsdifferenz $\Delta A_{u 75}$ in den meisten der untersuchten Fälle nahezu null oder sogar positiv ist (vgl. $T_{\text{Betr}} = 5 \text{ a}$). Investitionskosten für Kabel variieren in einem weiten Bereich, abhängig von der Beschaffenheit der Oberfläche (z.B. Asphalt, Kopfsteinpflaster oder natürliche Oberfläche), die für die Kabelverlegung aufgebrochen und wiederhergestellt werden muss. Die Investitionskosten für das zusätzliche Kabel L_2 werden in einem Bereich von 35.000 Euro/km bei Kabellegung durch Kabelpflügen bis zu 110.000 Euro/km bei Bitumenoberfläche und Verlegung in einem Standardgraben variiert. Die Kosten beinhalten die Materialkosten für das Kabel und Kabelzubehör, wie Kabelmuffen und Endverschlüsse sowie Kosten für die Erdarbeiten und Montage. Nimmt man eine Lebensdauer für Kabel und Freileitungen von $T_L = 40 \text{ a}$ an, so ergibt der Vergleich von Stich- und Ringstruktur, dass sich nur für den Fall einer langen Leitungslänge $l_{L1} = 5,2 \text{ km}$ und großem Betrachtungszeitraum $T_{\text{Betr}} = 20 \text{ a}$ ein negativer Wert der Erstattungsdifferenz $\Delta A_{u 75}$ ergibt. In diesem Fall liegt der Mindestwert des Bewertungsfaktors abhängig von den Kabelinvesti-

tionskosten in einem Bereich von 1890 Euro/kWh bis zu 5940 Euro/kWh. Die Einschleifung kann folglich unter dem Aspekt der Einsparung von Erstattungsleistungen nicht empfohlen werden.

5.5.5 Ergebnisse für Freileitungsnetze

Analog den vorhergehenden Abschnitten 5.5.2-5.5.4 werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse der Untersuchungen der Investitionsmaßnahmen unter Verwendung von Freileitungen statt Kabeln zusammengefasst. Freileitungen besitzen von Kabeln verschiedene Zuverlässigkeitskenndaten (vgl. Tabelle 13.11, Abschnitt 13.3.2). Die Ausfallhäufigkeit von Mittelspannungsfreileitungen ist größer als die von Mittelspannungskabeln, wodurch sich geringere Werte der Mindest-Bewertungsfaktoren für die Investitionsmaßnahmen im Bereich des Schutzsystems oder zur Störungsbehebung bei gleichen Investitionskosten ergeben (siehe Tabelle 5.7 und Tabelle 5.8).

Tabelle 5.7: Ergebnisse des Variantenvergleichs der Verkürzung der Störungsbehebungsdauer durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger, Tarif 01, vgl.

Tabelle 5.5

T_{Betr} in a	ℓ_{Ltg} in km	ΔA_{u75} in Euro/a		$k_{E \text{ min}}$ in Euro/kWh		Investitionskosten in Euro/a
		ΔT_{Schalt} = 0,5	ΔT_{Schalt} = 0,25 h	ΔT_{Schalt} = 0,5 h	ΔT_{Schalt} = 0,25 h	
5	0,65	-993	752	5	-	1019
	1,30	-3026	112	2	-	
20	0,65	-1969	-363	3	14	
	1,30	-4496	-1424	1	4	

Daher kann die Investitionsmaßnahme für Freileitungsnetze schon bei geringerer versicherter Leistung als im Falle von Kabelnetzen gerechtfertigt werden. Die Werte für $k_{E \text{ min}}$ liegen in einem für Unterbrechungskosten herkömmlichen Bereich. Aufgrund der höheren Ausfallhäufigkeit aber geringeren Aus-Dauer der Freileitungen sind die Ergebnisse für die Umstellung von Stich- (Beispielnetz VI) zu Ringstrukturen (Beispielnetz VII) für Freileitungsnetze ähnlich wie für Kabelnetze. Lediglich für einen langen Betrachtungszeitraum von $T_{\text{Betr}} = 20$ a und eine lange Leitungslänge $\ell_{\text{Ltg}} = 5,2$ km ergibt sich ein negativer Wert für die Erstattungsdifferenz ΔA_{u75} . Nimmt man Freileitungs-Investitionskosten von 40.000 Euro/km

inklusive Material- und Baukosten an, so erhält man einen Mindest-Bewertungsfaktor von $k_{Emin} = 705$ Euro/kWh.

**Tabelle 5.8: Ergebnisse des Variantenvergleichs für den Ausbau des Schutzsystems
Tarif 01 bzw. Tarif 10, vgl. Tabelle 5.6**

T_{Betr} in a	ℓ_{Ltg} in km	ΔA_{u75} in Euro/a		k_{Emin} in Euro/kWh	k_{Pmin} in Euro/kW	Investitionskosten in Euro/a
		Tarif 01	Tarif 10			
5	0,65	-2961	-2940	12	12	7325
	1,30	-6504	-6486	6	6	
20	0,65	-3878	-3753	9	10	
	1,30	-7913	-7883	5	5	

5.5.6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Untersuchungen ergeben, dass Investitionskosten zur Verkürzung der Dauer der Fehlerortung und damit der benötigten Dauer zur Wiederversorgung mittels fernauslesbarer Kurzschlussanzeiger sich dann rechtfertigen lassen, wenn die Kunden hohe arbeitsspezifische Unterbrechungskosten aufweisen und mit einem entsprechenden Tarif versichert sind. Dies gilt insbesondere für lange Betrachtungszeiträume und große Stromkreislängen. Für Freileitungsnetze erfolgt dabei eine Rechtfertigung früher als für Kabelnetze.

Die Investitionskosten zur Erweiterung des Schutzsystems lassen sich für Freileitungsnetze in den meisten Fällen rechtfertigen, während für Kabelnetze dies nur für große Betrachtungszeiträume und Leitungslängen gilt, sowie wenn die Kunden mit Tarifen versichert sind, die sehr hohe Erstattungen garantieren. Durch einen Ausbau des Schutzsystems lassen sich sowohl arbeitsspezifische als auch leistungsspezifische Erstattungen reduzieren.

Die Umstellung von Sticheinbindungen zu Ringstrukturen ist bei den betrachteten Beispielen in keinem Fall zu rechtfertigen.

6 Monetäre Bewertung von Transitunterbrechungen

6.1 Allgemeines

Die neuen Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes führen zu neuen Übertragungsszenarien elektrischer Leistung. Die Übertragung im Elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist definiert als der technisch-physikalische Vorgang der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes /DVG/. In dieser Arbeit wird für eine Leistungsübertragung nach obiger Definition in gleicher Weise der Begriff „Transit“ verwendet. Vereinfacht wird ein Transit mit nur *einer* Entnahmestelle d.h. als ein Kunde modelliert. Für den Begriff „Übergabestelle“ wird synonym der Begriff „Einspeisestelle“ verwendet.

Von zuverlässigkeitstechnischem Interesse ist sowohl der Einfluss geänderter Übertragungsszenarien auf die Versorgungszuverlässigkeit von Kunden als auch die zuverlässigkeitstechnische Bewertung von Leistungstransiten selbst. Eine Bewertung von Leistungstransiten bedeutet dabei die Bestimmung der Kenngrößen, die quantitativ beschreiben, wie zuverlässig ein Transit von dem durchleitenden Übertragungsnetz gewährleistet werden kann. Für die Untersuchung der ersten Fragestellung sind Annahmen nur schwer absehbarer zukünftiger Übertragungsszenarien notwendig. Beispiele hierzu finden sich in /Sorg et. al. 1999; Theil et. al./. Die zuverlässigkeitstechnische Bewertung von Transiten wird im Folgenden detailliert behandelt.

6.2 Modellbeschreibung

Zur zuverlässigkeitstechnischen Bewertung von Transiten muss definiert werden, unter welchen Umständen ein Transit als unterbrochen gewertet wird.

In dieser Arbeit wird ein Transit dann als unterbrochen gewertet, wenn die Leistungsentnahmestelle, d.h. der Transatkunde des Transits, eine Versorgungsunterbrechung erfährt. Zusätzlich wird der Transit als unterbrochen gewertet, wenn es an allen Übergabestellen gemeinsam nicht möglich ist, die geforderte Leistung in das Netz einzuspeisen. Gründe dafür können Ausfälle einer oder mehrerer Übergabestellen selbst sein oder Betriebsmittelausfälle, die es nicht zulassen, an der Übergabestelle die gewünschte Leistung einzuspeisen.

Da kundenbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen nur die Versorgungssituation auf der Entnahmeseite, nicht aber auf der Einspeiseseite d.h. an den Übergabestellen berücksichtigen,

ist es mit ihnen nicht möglich, die Zuverlässigkeit eines Transits zu bewerten. Daher müssen neue Kenngrößen definiert werden. Entsprechend den geläufigen und anerkannten kundenbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen werden folgende Kenngrößen zur zuverlässigkeits-technischen Bewertung von Transiten definiert:

- Unterbrechungshäufigkeit eines Transits in 1/a,
- mittlere Dauer von Transitunterbrechungen in h,
- Transit-Nichtverfügbarkeit in min/a,
- unterbrochene Transitleistung in MVA/a und
- nicht zeitgerecht gelieferte Transitenergie in MVAh/a.

Mit der Definition von Transitunterbrechungen und den dazugehörigen Kenngrößen ist entsprechend Kapitel 4 auch eine monetäre Bewertung von Transitunterbrechungen möglich. Jedoch werden die entsprechenden Transit-Unterbrechungskosten sich im Wesentlichen aus Kosten für ungeplanten Fremdbezug von anderen Einspeisungen ergeben. Die Bewertung erfolgt daher mit geringeren Bewertungsfaktoren als dies für Unterbrechungskosten üblich ist.

Ein Transit wird im Modell analog der Leistungsübertragung nach /DVG/ durch folgende Attribute beschrieben:

- Eine Entnahmestelle mit festgelegtem Wirkleistungsbedarf $P_{Tr j}$,
- eine oder mehrere Einspeisestellen und Aufteilung des Wirkleistungsbedarfs $P_{Tr j}$ auf die verschiedenen Einspeisestellen (Leistungsanteile $P_{Tr j, Esp i}$),
- Transitspriorität.

Die Transitleistung des Transits j ergibt sich aus der gesamten Leistung der verschiedenen Einspeisestellen:

$$P_{Tr j} = \sum_{i=1}^n P_{Tr j, Esp i} \quad \text{Gl. 6.1}$$

mit n = Anzahl der Einspeisestellen, j = Index des Transits, i = Index der Transiteinspeisestelle.

Jede Einspeisestelle kann zur Speisung mehrerer Transite dienen. Für einen derartigen Einspeiser ergibt sich die Einspeiseleistung im ungestörten Betrieb $P_{0, Esp i}$ zu

$$P_{0, \text{Esp } i} = \sum_{j=1}^m P_{\text{Tr } j, \text{Esp } i} \quad \text{Gl. 6.2}$$

mit $m =$ Anzahl der Transite, i, j siehe Gl. 6.1.

Die Transitprioritäten dienen dazu, die Leistungszuteilung für den Fall festzulegen, dass eine Einspeisestelle zur Speisung mehrerer Transite vorgesehen ist, aber aktuell nicht dazu in der Lage ist, genügend Leistung für alle Transite zur Verfügung zu stellen.

Erfolgt die Speisung eines Transits j aus mehr als zwei Einspeisungen und kann eine Einspeisung die geplante Leistung aufgrund einer Störung nicht liefern, so erfolgt eine Reservestellung durch die verbleibenden Einspeisungen. Die Aufteilung der zusätzlich zu liefernden Leistung $P_{\text{Tr } j \text{ add}, \text{Esp } i}$ der Transiteinspeisung i zur gesamten zusätzlichen Transiteinspeisungsleistung $P_{\text{Tr } j \text{ add}}$ erfolgt anteilig nach der Größe des Anteils der Transitleistungseinspeisung $P_{\text{Tr } j, \text{Esp } i}$ im ungestörten Betrieb für alle Einspeisungen, die noch Leistung zur Verfügung stellen können.

$$P_{\text{Tr } j \text{ add}, \text{Esp } i} = \frac{P_{\text{Tr } j, \text{Esp } i}}{\sum_{k=1}^n P_{\text{Tr } j, \text{Esp } k}} P_{\text{Tr } j \text{ add}} \quad \text{Gl. 6.3}$$

mit
$$P_{\text{Tr } j \text{ add}} = \sum_{k=1}^n P_{\text{Tr } j \text{ add}, \text{Esp } k} \quad \text{Gl. 6.4}$$

und $n, i, j =$ siehe Gl. 6.1.

Die Leistungsreserven der Einspeisungen, d.h. Einspeiseleistungsgrenzen, werden dabei berücksichtigt. Werden die Leistungsgrenzen einiger Einspeisungen erreicht bzw. sind sämtliche Leistungsreserven bereits zugeteilt, wird die verbleibende Wirkleistungsabweichung auf die noch verbleibenden Einspeisungen analog Gl. 6.3 aufgeteilt, die noch nicht ihre Leistungsgrenzen erreicht haben. Die Reservestellung erfolgt somit ähnlich dem Verfahren der Sekundärregelung /Heckmann et. al./, jedoch für einzelne Transite statt für einzelne Teilnetze.

Bild 6.1 zeigt beispielhaft ein Szenario mit zwei Transiten. Während Bild 6.1a das physikalische System mit Transiteinspeisungen, Transitleistungen und Übertragungsnetz darstellt, zeigt Bild 6.1b schematisch die Vertragsbeziehungen zwischen den Transitleistungen und den

Transiteinspeisungen mit allen Transitgrößen. Der Wirkleistungsbedarf P_{Tr1} von Transit 1 wird im ungestörten Zustand von den Einspeisungen Esp 1 ($P_{Tr1,Esp1}$) und Esp 2 ($P_{Tr1,Esp2}$) gedeckt, welche sich gegenseitig Reserve stellen. Analog dazu wird Transit 2 durch die Einspeisungen Esp 2 und Esp 3 versorgt.

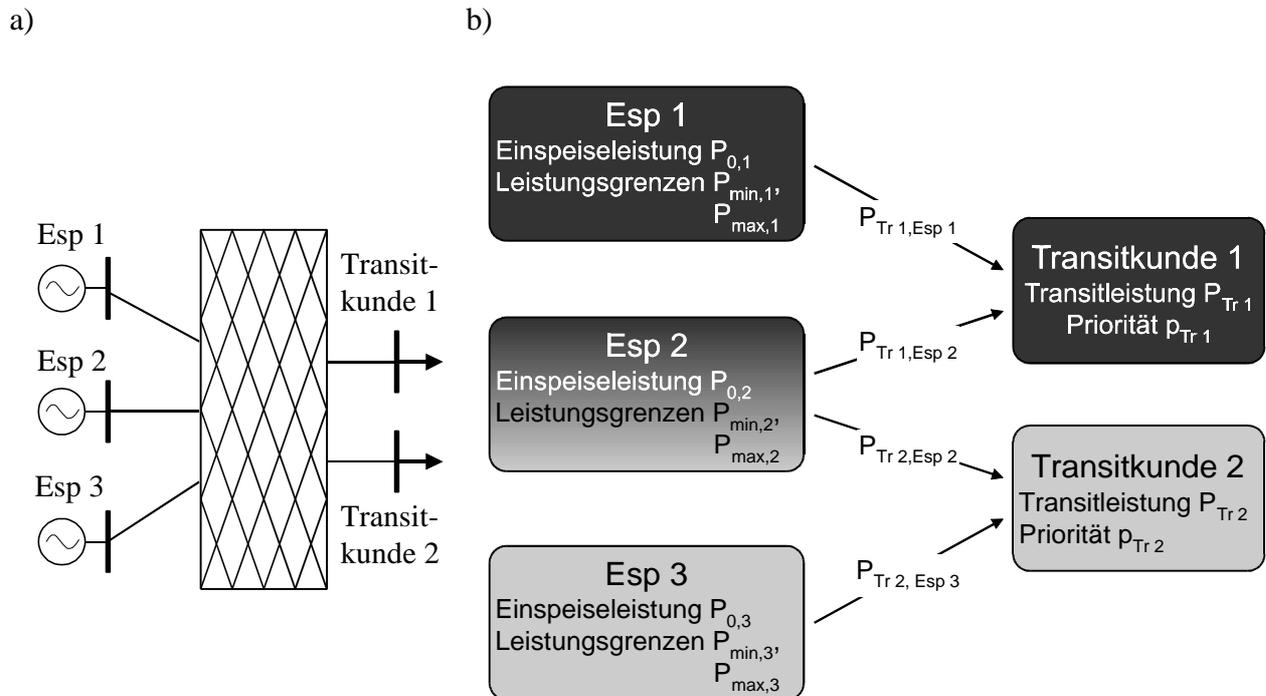
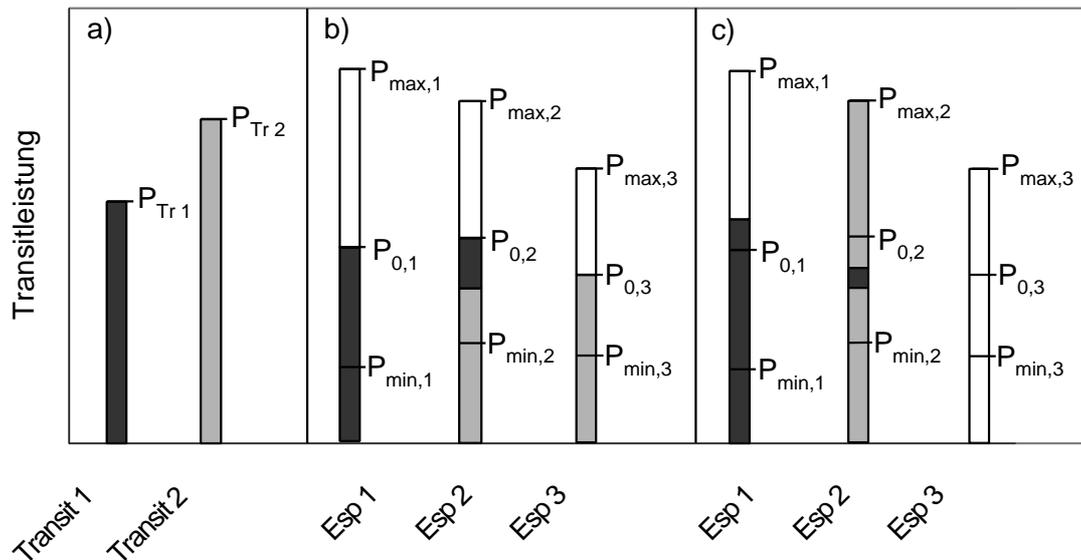


Bild 6.1: Beispiel eines Transitszenarios
a) Beispielnetz
b) Schema der Vertragsbeziehungen

Bild 6.2a zeigt für das Beispiel-Transitszenario aus Bild 6.1 den Leistungsbedarf der beiden Transite P_{Tr1} und P_{Tr2} , Bild 6.2b die Aufteilung der Leistung auf die Transiteinspeisungen im normalen ungestörten Betriebszustand und Bild 6.2c für den Fall, dass Einspeisung Esp 3 aufgrund eines Ausfalles keine Leistung in das Netz einspeisen kann.



Legende: P_0 : Wirkleistungseinspeisung im ungestörten Betrieb, P_{\min} , P_{\max} : Wirkleistungsgrenzen der Einspeisungen.

Bild 6.2: Aufteilung der Transitwirkleistung
a) Wirkleistungsbedarf der Transitzkunden
b) Aufteilung auf die Transiteinspeisungen im ungestörten Betrieb
c) Aufteilung auf die Transiteinspeisungen unter Berücksichtigung der vertraglichen Vereinbarungen bei Ausfall von Einspeisung Esp 3

Um die vertraglichen Beziehungen für die Bereitstellung von Reserveleistung nach dem Transitmodell zu gewährleisten, erfolgt nach dem Eingriff der Primär- und Sekundärregelung entsprechend eine Einspeiseleistungszuteilung nach Gl. 6.3. Bild 6.2c zeigt, dass Einspeisung Esp 2 Transitzkunde 2 vollständig sowie einen Anteil des Leistungsbedarfs von Transitzkunde 1 versorgt. Da Einspeisung Esp 2 ihre obere Wirkleistungsgrenze $P_{\max,2}$ erreicht hat, ist der Anteil der Einspeisung von Esp 2 für Transitzkunde 1 geringer als im ungestörten Betrieb. Der verbleibende Leistungsbedarf von Transitzkunde 1 wird daher von Einspeisung Esp 1 versorgt. Die vertraglichen Vereinbarungen werden somit für beide Transite eingehalten.

6.3 Berechnungsbeispiel Verbundnetz (Beispielnetz I)

Für die zuverlässigkeitstechnische Bewertung von Transiten wird ein Transitszenario von Beispielnetz I mit drei Transiten entsprechend Tabelle 6.1 untersucht. Transit 1 wird dabei von Einspeisung A versorgt, die über zwei Transformatoren zwei verschiedene Sammelschienenabschnitte einer Doppelsammelschienenanlage speist. Die Doppelsammelschiene ist über eine Doppelleitung in das Übertragungsnetz eingebunden. Transit 2 wird ebenfalls von

Einspeisung A versorgt. Zusätzlich stellt Einspeisung B aber Reserve, falls Einspeisung A aufgrund eines Ausfalles nicht mehr dazu in der Lage ist, die gesamte Transitleistung einzuspeisen. Einspeisung B speist über einen Transformator eine mehrfach in das Verbundnetz eingebundene Doppelsammelschiene. Transit 3 bezieht seine Energie von Einspeisung B ohne Reservestellung durch andere Einspeisungen.

Um nur Transitunterbrechungen zu bewerten, die durch Ausfälle im durchleitenden Verbundnetz bedingt sind, werden Ausfälle der Transiteinspeisungen selbst und Ausfälle der Transformatoren, über die die Transiteinspeisung in das Netz erfolgt, in der Berechnung nicht berücksichtigt.

Tabelle 6.1: Unterschiedliche Transitszenarien für Beispielnetz I (siehe auch Bild 13.1)

Transit	Transitkunden	Einspeisestellen
Transit 1	Kunde 5	Einspeisung A
Transit 2	Kunde 7	Einspeisung A, Reservebereitstellung durch Einspeisung B
Transit 3	Kunde 10	Einspeisung B

Bild 6.3 zeigt die transitbezogenen Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit, Nichtverfügbarkeit sowie eine monetäre Bewertung der Transitunterbrechungen mit beispielhaft gewählten 0,50 Euro/kWh für die nicht zeitgerecht gelieferte Transitenergie für die drei betrachteten Transite. Der arbeitsspezifische Bewertungsfaktor von 0,50 Euro/kWh ist im Vergleich zu den Bewertungsfaktoren von Unterbrechungskosten niedrig, da eine Transitunterbrechung aufgrund der gewählten Systemgrenzen von Beispielnetz I keine reale Versorgungsunterbrechung eines Endkunden zur Folge hat.

Die dunklen Anteile der Balken in Bild 6.3 bilden dabei die Anteile der transitbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen, die sich durch Versorgungsunterbrechungen des Transitkunden ergeben (vgl. auch Bild 3.1, Abschnitt 3.2).

Die hellen Anteile der Balken stellen Transitunterbrechungen dar, die durch Ausfälle verursacht werden, die dazu führen, dass die jeweiligen Transiteinspeisungen (Einspeisung A bzw. B) nicht dazu in der Lage sind, die geforderte Leistung in das Netz einzuspeisen. Ausfälle der Sammelschienenanlage, über die die Transiteinspeisung in das Netz eingebunden ist, sind Beispiele hierfür.

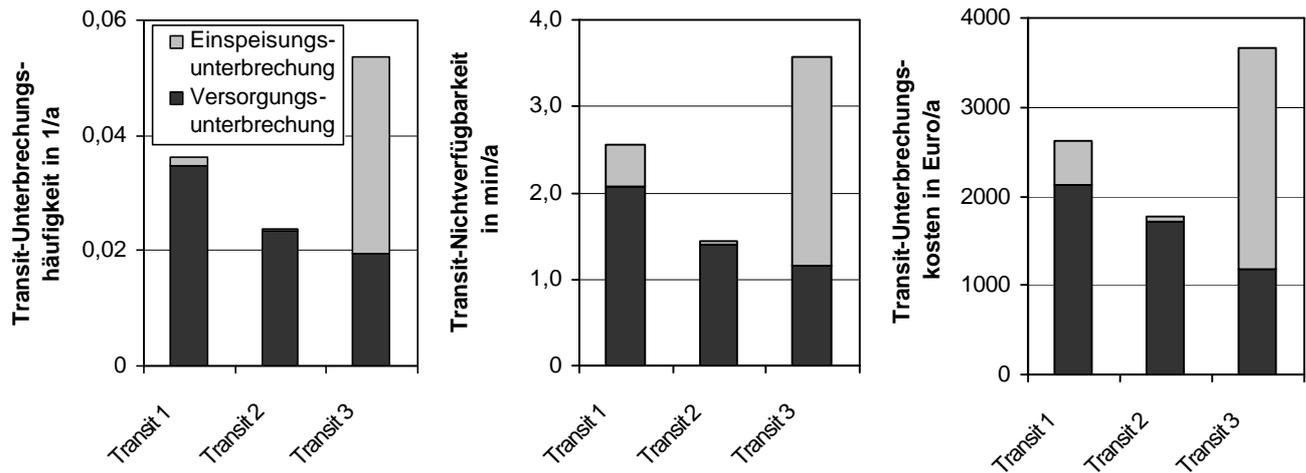


Bild 6.3: Transitbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen: Unterbrechungshäufigkeit, Nichtverfügbarkeit, Unterbrechungskosten

Transit 2 hat die niedrigsten transitbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen. Insbesondere ist der durch Einspeisungsunterbrechungen bedingte Anteil aufgrund der Reservestellung von Einspeisung B für diesen Transit äußerst gering. Nur sehr selten auftretende unabhängige überlappende Ausfälle von Netzbetriebsmitteln, bei denen weder Einspeisung A noch B die geforderte Leistung einspeisen können, führen zu Einspeisungsunterbrechungen von Transit 2. Da für Transit 1 Einspeisung A über zwei Transformatoren auf zwei unterschiedliche Sammelschienenabschnitte einer Doppelsammelschienenanlage einspeist, kann dieser Transit ebenfalls zuverlässig gewährleistet werden. Der Anteil der transitbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen, insbesondere der Transit-Nichtverfügbarkeit und der Transit-Unterbrechungskosten, ist jedoch höher als für Transit 2, da die Doppelsammelschienenanlage lediglich über eine Doppelleitung in das Verbundnetz eingebunden ist. Somit führen insbesondere Common-Mode-Ausfälle der Doppelleitung zu dem größten Anteil der aufgrund von Einspeisungsunterbrechungen bedingten Transitunterbrechungen von Transit 1. Im Falle eines derartigen Common-Mode-Ausfalles kann die Transitunterbrechung nicht durch Störungsbehebungsmaßnahmen beendet werden, d.h. die Aus-Dauer des Ausfalles muss abgewartet werden, bis die Transitunterbrechung behoben werden kann.

Die höchsten transitbezogenen Kenngrößen weist Transit 3 auf, da insbesondere der Anteil mit einspeisungsbedingten Transitunterbrechungen groß ist. Dies begründet sich durch die einfache Anbindung von Einspeisung B über nur einen Transformator und somit auch nur einen Sammelschienenabschnitt in das Netz. Ein Einfachausfall des Sammelschienen-

abschnittes führt in diesem Fall schon zu einer Transitunterbrechung, da für Transit 3 keine Reserveeinspeisung zur Verfügung steht.

Für die Transitunterbrechungskosten ist generell festzustellen, dass diese Kosten für Kunden mit einem jährlichen Spitzenlastbedarf von 150 MW (Kunde 5 und 10) bis 190 MW (Kunde 7) aufgrund der niedrigen Zuverlässigkeitskenngrößen als gering zu werten sind.

Das vorgestellte Transitmodell bietet dennoch eine gute Unterstützung bei der risikoorientierten Bewertung im Rahmen der Festlegung und Genehmigung von Transit- und Durchleitungsaufgaben.

7 Zusammenfassung

Im Zuge der Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung werden technische Fragestellungen zunehmend wirtschaftlichen Aspekten untergeordnet. Die ergriffenen Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten in allen Bereichen der Energieerzeugung und Energieverteilung werden dabei im Allgemeinen einen negativen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit haben. Gleichzeitig ist die Versorgungszuverlässigkeit ein entscheidendes Kriterium der Kundenzufriedenheit und damit auch der Kundenbindung. In den derzeit gültigen Regelwerken, die die technischen und vertraglichen Rahmenbedingungen für die Erzeugung sowie die Durchleitung und den Handel elektrischer Energie bestimmen, wird die Versorgungszuverlässigkeit jedoch nur unzureichend berücksichtigt. Es stellt sich daher die Frage, wie in Zukunft eine angemessene Versorgungsqualität in der elektrischen Energieversorgung bereitgestellt werden kann.

In diesem Zusammenhang werden auch neue Planungskriterien zur Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit in der Netzplanung diskutiert. Die folgenden Vorschläge zu derartigen Kriterien werden in diesem Forschungsvorhaben insbesondere auf ihre praktische Einsatzfähigkeit und die Einbindung in das allgemeine Risikomanagement untersucht:

- Der Kunde vereinbart mit dem Netzbetreiber ein bestimmtes Zuverlässigkeitsniveau, wobei sich der Kunde an den anfallenden Kosten, beispielsweise für einen Netzausbau, beteiligen muss.
- Es werden generelle Grenzwerte für die Zuverlässigkeit festgelegt.
- Die Kunden können sich nach dem in /Backes 1998/ vorgeschlagenen „Versicherungsmodell“ gegen Versorgungsunterbrechungen versichern.

Aufgrund der dargestellten Vorteile des Versicherungsmodells wird bei den Untersuchungen besonderer Schwerpunkt auf eine detaillierte Analyse dieses Ansatzes gelegt.

Verabredet der Kunde mit dem Netzbetreiber ein bestimmtes Zuverlässigkeitsniveau, wobei sich der Kunde an den anfallenden Kosten, beispielsweise für einen Netzausbau, beteiligen muss, besteht das Problem, die anfallenden Kosten gerecht aufzuteilen. Dies wirft erhebliche Bewertungsprobleme auf. Der Vergleich von Investitionen und zuverlässigkeitstechnischem Nutzen einzelner Maßnahmen, wie er im Rahmen der Untersuchung des Versicherungsmodells beschrieben wird, ist auch auf diesen Ansatz übertragbar. Die Untersuchungen zeigen

aber, dass Maßnahmen im Netz oft nur dann wirtschaftlich sind, wenn mehrere Kunden hohe Unterbrechungskosten aufweisen. Im Falle von Einzelabsprachen sind daher fast immer Maßnahmen auf der Kundenseite wirtschaftlicher, darüber hinaus ist im Falle von netzseitigen Investitionen aufgrund der stochastischen Streuungen das Risiko für den Netzbetreiber vergleichsweise hoch.

Die Festlegung von generellen Grenzwerten für Zuverlässigkeitskenngrößen ist äußerst schwierig. Generell bleibt die Vorgabe von Grenzwerten für Zuverlässigkeitskenngrößen angreifbar und in hohem Maße subjektiv. Zuverlässigkeitskenngrößen können aber als Basis für weitere, z.B. monetäre Betrachtungen, dienen. Wenn eine externe Instanz, beispielsweise eine Aufsichtsbehörde, Standards vorgibt, bei deren Verletzung Pönalezahlungen fällig werden, oder wenn die Zuverlässigkeit der Lieferung Einfluss auf die Anschluss- oder Durchleitungsvergütung nimmt, bestehen objektive Grenzwerte als Zielsetzung für die Planung /Backes et. al. 2000 a/.

Das Versicherungsmodell nach /Backes 1998/ erweist sich als das vorteilhafteste Modell in dieser Untersuchung. Es bietet sowohl für die Kunden wie auch für die Netzbetreiber die Möglichkeit, die individuellen und jeweils unterschiedlichen Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit geeignet zu berücksichtigen. Da es auch eine quantitative monetäre Bewertung der Zuverlässigkeit beinhaltet, ist die Einbindung in Verfahren des Risikomanagements vergleichsweise einfach und effektiv.

Im Einzelnen wird besonders auf die mit der Anwendung verbundenen Problemstellungen, wie z.B. die Festlegung einheitlicher Prämien und Erstattungen durch den Netzbetreiber, die Wahl der Tarife durch den Kunden sowie die Abschätzung des wirtschaftlichen Risikos von Maßnahmen zur Beeinflussung der Zuverlässigkeit eingegangen. Das verwendete Tarifsysteem besitzt Tarifklassen, die auf unterschiedlich gewichteten Anteilen von arbeits- und leistungsspezifischen Erstattungen beruht. Zusätzlich wird eine Tarifoption berücksichtigt, die lediglich einen Teil der möglichen Versorgungsunterbrechungen abdeckt.

Risikofaktoren, die bei der Erstellung eines Versicherungs-Tarifsystems mit festen einheitlichen Prämien und Erstattungen im Fall von Versorgungsunterbrechungen auftreten, sind durch das stochastische Risiko zufällig und selten auftretender Ereignisse sowie durch systematische Fehlabschätzungen von Versicherungsprämien auf der unsicheren Seite gegeben. Generell ist festzustellen, dass die Prämien um so höher gewählt werden müssen, je höher die

Grenzwahrscheinlichkeit festgelegt wird, einen bestimmten Wert an Erstattungen in einem definierten Betrachtungszeitraum nicht zu überschreiten. Die Sensitivität der Prämienfestlegung gegenüber den Zuverlässigkeitseingangskennndaten ist abhängig von der jeweiligen Tarifklasse, Tarifoption und der Art des Zuverlässigkeitseingangskennndatums. Unter Berücksichtigung der genannten Risikofaktoren werden für ein Mittelspannungsnetz einheitliche Prämien vorgeschlagen.

Kundenseitig genießt das Thema Versorgungszuverlässigkeit derzeit in Deutschland auf Grund der aktuell guten Versorgungssituation nur geringes Interesse. Dies wird durch den Vergleich einer Kundenumfrage und den Ergebnissen einer Zuverlässigkeitsanalyse des Netzes bestätigt. Wie die zukünftige Entwicklung bei den aktuellen Veränderungen der Investitions-, Betriebsmittelerneuerungs- und Instandhaltungsstrategien aussehen wird, lässt sich noch nicht absehen. Die Akzeptanz für eine Versicherungslösung wird mit sinkender Qualität der Versorgung steigen. Verglichen mit den Kosten für kundenseitige Investitionsmaßnahmen zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit, z.B. durch ein Notstromaggregat, sind die Prämienzahlungen als sehr niedrig einzustufen, bzw. es sind kundenseitige Investitionen nur bei außerordentlich hohen Unterbrechungskosten zu rechtfertigen.

Die Abschätzung des wirtschaftlichen Risikos von Maßnahmen zur Beeinflussung der Zuverlässigkeit aus Sicht des Netzbetreibers ergibt generell, dass die meisten untersuchten Investitionsmaßnahmen in Mittelspannungsnetzen um so eher zu vertreten sind, je länger der Betrachtungszeitraum und je größer die Stromkreislängen sind.

Einen weiteren Aspekt risikoorientierter Betrachtungen stellt die zuverlässigkeitstechnische und monetäre Bewertung von Leistungstransiten dar. Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes ist eine steigende Anzahl von Transiten zu verzeichnen. Zur zuverlässigkeitstechnischen Bewertung der Transite werden entsprechend den kundenbezogenen Kenngrößen transitbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen definiert. Ein Berechnungsbeispiel zeigt deutlich, dass die Transitzuverlässigkeit sowohl von der Qualität der Netzeinbindung des Transitzustellers als auch von der der Transiteinspeiser abhängt.

Im liberalisierten Elektrizitätsmarkt steigt die Anzahl der an der Energieversorgung beteiligten Marktteilnehmer– Erzeuger, Netzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche, Händler

und Kunden – stark an. Damit verbunden ist eine Vielzahl von Verträgen, welche die Grundlage der Abrechnung von Kosten und Erlösen für Netznutzung, Durchleitungen, Systemdienstleistungen, Verbundaushilfe sowie Bereitstellung von Reservenetzkapazität mit unterschiedlichsten Zuverlässigkeits- und Haftungsklauseln bilden. Dieses Ansteigen vertraglich geregelter Zuverlässigkeitskriterien führt dazu, dass die Bedeutung risikoorientierter Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit elektrischer Energieversorgungsnetze zukünftig noch ansteigen wird.

Durch die geänderten Anforderungen an die Planung und den Betrieb der elektrischen Energieversorgungsnetze entstehen auch neue Planungskriterien zur Berücksichtigung und Bewertung der Zuverlässigkeit. Die vorliegende Arbeit untersucht die derzeit diskutierten Modelle vor allem in Bezug auf die praktischen Einsatzmöglichkeiten. Dabei zeigt sich, dass vor allem Modelle mit einer expliziten Risikobetrachtung – wie die monetäre Bewertung bzw. das Versicherungsmodell – den neuen Anforderungen gerecht werden. Zuverlässigkeitsuntersuchungen können so in Verbindung mit geeigneten Verfahren des Risikomanagements z.B. zur Überprüfung von Investitionsentscheidungen herangezogen werden. In dieser Arbeit werden die entsprechenden Verfahren für eine risikoorientierte Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit in der Netzplanung dargestellt und auch anhand von Untersuchungen an realen Netzen verifiziert.

Das Forschungsziel wurde erreicht.

8 Literaturverzeichnis

- Allan, R.N.; Billinton, R.: Reliability evaluation of engineering systems. Plenum Press New York, London (1992)
- Allan, R.N.; Bhuiyan, M.R: Effect of failure and repair process distribution on composite system adequacy indices in sequential Monte Carlo simulation. Proceedings 11th Power Systems Computation Conference (PSCC), Avignon/Frankreich (1993), S.815-821
- Allan, R.N.; Kariuki, K.K.: Factors affecting customer outage costs due to electric service interruptions. IEE Proceedings Generation Transmission Distribution, Vol. 143, No. 6, (1996), S.521-528
- Angenend, M.; Roth, M.; Sorg, A.; Weber, Th.; Wellßow W.H.: Risikomanagement – Einsatz eines Versicherungsmodells in einem städtischen Verteilungsnetz. ETG-Fachbericht 82 zur ETG – Fachtagung Verteilungsnetze im liberalisierten Markt, Hannover (2000), S.31-40
- Asgarpoor, S.; Mathine, M.J.: Reliability evaluation of distribution systems with non-exponential down times. IEEE Trans. Power Systems, Vol. PWRS-12, No. 2, (1997), S.579-584
- Backes, J.: Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit. Dissertation Universität des Saarlandes, Saarbrücken (1998)
- Backes, J.; Sorg, A.: Zuverlässigkeitskenngrößen und Planungskriterien. FGH-AKTR - Seminar Zuverlässigkeitsanalyse für elektrische Energieversorgungssysteme, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Mannheim (2000 a)
- Backes, J.; Bertoldi, O.; Haubrich, H.-J; Koglin, H.-J.; Montebaur, A.; Schwan, M.; Sorg, A.; Wellßow, W.H.; Zdrallek, M.; Zimmermann, U.: Service reliability in a competitive market – tools, criteria and new approaches for monetary evaluation and risk management. Contribution 37/38/39-106 of the 38th Cigré Session, Paris (2000 b)
- Balzer, G.; Brauner, G.; Schweer, A.: Elektrische Verteilung – Trends 1999. etz 16 (1999), S.22-28
- BDI; VIK; VDEW: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13. Dezember 1999. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Berlin (BDI), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Essen (VIK), Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), Frankfurt a.M. (1999)
- BDI; VIK; VDEW: Verbändevereinbarung über die Bestimmung von Durchleitungsentgelten vom 22. Mai 1998. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Berlin (BDI), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Essen (VIK), Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), Frankfurt a.M. (1998)

- Billinton, R.; Wojczynski, E.: Distributional variation of distribution system reliability indices. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 11, (1985), S.3152-3160
- Billinton, R.; Tollefson, G.; Wacker, G.: Comprehensive bibliography on reliability worth and electrical service interruption costs 1980-1990. IEEE Trans. Power Systems, Vol. PWRS-6, No. 4, (1991), S.1508 –1514
- Billinton, R.; Li, W.: Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. Plenum Press, New York (1994)
- Billinton, R., Sankarakrishnan, A.: Effective techniques for reliability worth assessment in composite power system networks using Monte Carlo simulation. IEEE/PES Summer Meeting, Portland OR (1995)
- Billinton, R.; Gates, J.; Wacker, G.: Electric service reliability worth evaluation for government, institutions and office buildings. IEEE Trans. Power Systems, Vol. PWRS-14, No. 1 (1999), S.43-48
- Bitzer, B.: Störungsanalyse und Modellbildung zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit von 110-kV-Netzen. Dissertation TH Darmstadt (1981)
- Böse, C.; Hügel, R.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.: Auswertung der VDEW-Störungsstatistik für Zuverlässigkeitsanalysen, Elektrie 51 (1997), S.130-139
- Büning, H., Trenkler, G.: Nichtparametrische statistische Methoden. Walter de Gruyter & Co., Berlin, New York (1978)
- Cladé, J., Juseret, R.: 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 (1987), S.67-101
- Cramér, H.: Mathematical methods of statistics. Princeton University Press, Princeton (1974)
- Danda, R.: Zuverlässigkeitsuntersuchungen für die Jahreskraftwerksbetriebsplanung. Dissertation RWTH Aachen (1982)
- Dichirico, C.; Singh, Ch.: Reliability analysis of transmission lines with common mode failures when repair times are arbitrarily distributed. IEEE Trans. Power Systems, Vol. PWRS-3, No. 3, (1988), S.1012-1019
- DIN EN 50160: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Ausgabe: 1995-10 (Deutsche Fassung EN 50160: 1994), Beuth Verlag, Berlin (1995)
- DIN IEC: DIN IEC 56(SEC) 410. Analyse des Risikos technischer Systeme. Deutsche Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE (DKE) (1995)
- DIN IEC: DIN IEC 50 Teil 191: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch. Kapitel 191: Zuverlässigkeit und Dienstgüte. Deutsche Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE (DKE) (1996)

- DVG: Grid Code 2000- Netz- und Systemregeln der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber – Aktualisierte Ausgabe Mai 2000. Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG), Heidelberg (2000)
- EdF: Contrat Emeraude (Smaragd-Vertrag) der Electricité de France, Übersetzung aus dem Französischen. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), Frankfurt a. M. (1997)
- EnWG: Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Inkraftsetzung am 29.04.1998, Bundesgesetzblatt vom 24.04.1998, Jahrgang 1998, Teil 1, Nr. 23, S.730-736
- EU: Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. EU-Richtlinie Nr. L 27/20 DE, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 30.1.97, S.20-29
- FGH: Faltblatt INTERASS, Interaktive Erfassung und Auswertung von Störungen und Schäden. Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Mannheim (1998)
- FGH: Abschlussbericht zum AiF-Forschungsvorhaben AiF 11054 N, Probabilistische zeitsequentielle Ausfallsimulationsrechnung. Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Mannheim (1999)
- FGH: ZuBer, Programm zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit in Netzen der Elektrischen Energieversorgung Handbuch zur Version 3.05. Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Mannheim (2000)
- Freund, H.: Versorgungsqualität und ihre Kosten. Elektrizitätswirtschaft 90 (1991), Heft 16/17, S.913-915
- Goel, L.; Ren, S.: Reliability indices and worth assessment of substation originated outages using the Monte Carlo simulation technique. International Power Engineering Conference (IPEC), Singapur (1999)
- Haubrich, H.-J.; Kox, A.; Nachtkamp, J.: Optimization of restoration strategies in MV networks to meet individual customers' demands for reliability. Proceedings 13th Power Systems Computation Conference (PSCC), Trondheim/ Norwegen (1999), S.67-73
- Heckmann, W.; Sorg, A.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.: Enhanced AC Power flow solutions for reliability analysis. ETEP Vol. 11, No. 2 (2001) S.79-88
- Heiß, W.: Zur Frage der abschnittweisen Verkabelung von Mittelspannungs-Verteilungsnetzen. Dissertation RWTH Aachen (1989)
- Kalny, G.; Weilharter, B.: Preisgestaltung, Dienstleistungen, Kooperationen – Erfolgsfaktoren im liberalisierten Markt. Elektrizitätswirtschaft 96 (1997), Heft 12, S.634-639
- Kelton, D.; Law, A.: Simulation Modelling & Analysis. 2.Auflage, McGraw-Hill, Inc. (1991)
- Kochs, H.-D.: Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo (1984)

- Koglin, H.-J.; Schwan, M.; Sorg, A.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.; Zdrallek, M.: Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung. VDI-GET-Tagung, Heidelberg (1999)
- Kreyszig, E.: Statistische Methoden und ihre Anwendungen. 6. Auflage, Vandenhoeck & Ruprecht (1975)
- Lammintausta, E.; Lakervi, E.: An approach to estimate the cost of disturbance to participants of electricity markets. c International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), London (2000), S.482 - 487
- Mondovic, A.; Kunkel, J.; Nippert, Th.; Zimmermann, U.: Comparison of reliability calculation programs for the investigation of transmission and distribution networks. ETG-Fachbericht 70 zur Quality of Power Supply Conference, München (1997)
- Märtel, P.; Wellßow, W.H.: Die Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie. Elektrizitätswirtschaft 95 (1996), Heft 25, S.1685-1689
- Nickel, M.; Weidmann, R.: Die Kunden stehen im Mittelpunkt – Ergebnisse des VDEW-Kundenfokus. Elektrizitätswirtschaft 99 (2000), Heft 5, S.6-13
- Nick, W.R.: Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsnetze im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit. Dissertation RWTH Aachen (1992)
- Ofgem: Utilities Act 2000– Financial Penalties. Office of Gas and Electricity Markets, London (2000)
- Papula, L.: Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler. Band 3, 2. Auflage, Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH (1997)
- Pflüger, K: Entwicklungstendenzen im Übertragungsnetz. FGH-Fachtagung 2000 Versorgungsqualität – Wettbewerbsvorteil im Spannungsfeld von Kosten und Customer Value, Mannheim (2000)
- Pohlmann, M.: BGH zur Zulässigkeit von Haftungsklauseln in Sonderkundenverträgen. Elektrizitätswirtschaft 97 (1998), Heft 14, S.17-21
- Rietdorf, H.-D.: Neu bei der Allianz: Stromausfall- / Stromkaskoversicherung. Allianz Report, Nr. 3 (1999), S.198-199
- Rinne, H.: Taschenbuch der Statistik. Verlag Harri Deutsch, Frankfurt a.M. (1997)
- Roos, E.: Versorgungszuverlässigkeit elektrischer Hoch- und Mittelspannungsnetze bei Nutzung von Kabeln. Dissertation Universität des Saarlandes, Saarbrücken (1989)
- Schweer, A.H.: Zur Frage der Datenbasis für Zuverlässigkeitsanalysen in der Netzplanung. Dissertation RWTH Aachen (1989)
- Sorg, A.; Weber, Th.; Zdrallek, M.: Reliability calculation of power transits. IEEE Power Tech Conference, Budapest/Ungarn (1999)
- Sorg, A.; Wellßow, W.H.: Valuation of planning criteria in a competitive market. Proceedings International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring, and Power Technologies (DRPT), London (2000 a), S.130-136

- Sorg, A.; Stöver, I.; Weber, Th.; Wellßow, W.H., Zdrallek, M: Investigation of an supply interruption insurance system. 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Funchal, Madeira/Portugal (2000 b)
- Storm, R.: Wahrscheinlichkeitsrechnung, mathematische Statistik und statistische Qualitätskontrolle. 7.Auflage, VEB Fachbuchverlag Leipzig (1979)
- Theil, G.; Theil, M.: Verfahren zur Abschätzung der Auswirkung des liberalisierten Energiemarktes auf Zuverlässigkeit und Energiekosten in Netzbereichen. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), TU Wien (1999)
- Van Geert, E.: Towards a customer oriented approach of quality of supply in an open market. Contribution 37-116 of the 38th Cigré Session, Paris (2000)
- VDEW: Störungsstatistik, Anleitung zur systematischen Erfassung von Störungen in Netzen über 1 kV und deren statistische Auswertung. 4. Ausgabe, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), Frankfurt a.M. (1994)
- VDEW: Distribution Code 2000 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen. VDEW-Materialien M-32/2000, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), Frankfurt a.M. (2000 a)
- VDEW: Metering Code 2000 - Abrechnungszählung und Datenbereitstellung. VDEW-Materialien M-33/2000, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), Frankfurt a.M. (2000 b)
- VEA: Aktueller Netznutzungsentgeltvergleich (Strom). <http://www.vea.de/entgelte.html>, Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. (VEA), Stand 01.02.2001
- Wellßow, W.H.: Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung. Dissertation TH Darmstadt (1986)
- Wellßow W.H.: Inaccuracies in power system reliability evaluation. Proceedings 9th Power Systems Computation Conference (PSCC), Lissabon/Portugal (1987), S.133-139
- Wellßow, W.H.: The significance of reliability indices to system planning. European Transactions on Electrical Power, ETEP 4 (1994), S.119- 126

Anhang - Inhaltsverzeichnis

9	Anhang A: Formelzeichen und Nebenzeichen	71
9.1	Formelzeichen	71
9.2	Nebenzeichen (Indizes)	72
9.3	Abkürzungen (zum Teil auch als Indizes verwendet)	73
10	Anhang B: Zuverlässigkeitskenngrößen	74
10.1	Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	74
10.2	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen	74
10.3	Unterbrechungswahrscheinlichkeit / Nichtverfügbarkeit	74
10.4	(Kumulierte) unterbrochene Leistung	74
10.5	(Kumulierte) nicht zeitgerecht gelieferte Energie	75
11	Anhang C: Beschreibung der Ausfallmodelle	76
11.1	Unabhängiger Einfachausfall	76
11.2	Common-Mode-Ausfall	76
11.3	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall	76
11.4	Schutzüberfunktion	77
11.5	Schutzunterfunktion	77
11.6	Ausfall während determinierter Ausschaltung der Reservekomponente	77
12	Anhang D: Verteilungsfunktionen als Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung	78
12.1	Allgemeines	78
12.2	Beschreibung der untersuchten Verteilungsfunktionen	80
12.2.1	Übersicht	80
12.2.2	Exponentialverteilung	83
12.2.3	Weibullverteilung	83
12.2.4	Hyperexponentialverteilung	83
12.2.5	Hyperweibullverteilung	84
12.2.6	Gammaverteilung	84
12.2.7	Normalverteilung	84
12.2.8	Lognormalverteilung - Logarithmische Normalverteilung	85
12.2.9	Pearson Typ 5-Verteilung	85
12.2.10	Wald-Verteilung	85
12.3	Verteilungsfunktionen der Aus-Dauer von Betriebsmitteln	86
12.3.1	Parameterschätzmethoden	86
12.3.1.1	Übersicht	86
12.3.1.2	Momentenmethode	87
12.3.1.3	Maximum-Likelihood-Methode	88
12.3.1.4	Methode der kleinsten Quadrate	89
12.3.1.5	Supremum-Minimum-Methode	90
12.3.2	Anpassungstests	90
12.3.2.1	Allgemeines	90
12.3.2.2	Kolmogoroff-Smirnoff-Test	91
12.3.3	Verteilungsfunktionen aus der VDEW-Störungsstatistik	93
12.3.3.1	Allgemeines	93
12.3.3.2	Untersuchung von Parameterschätzmethoden	93
12.3.3.3	Untersuchung von Verteilungsfunktionstypen	95
12.3.3.4	Berechnungsbeispiel	97
12.3.4	Schlussfolgerungen für die Datenermittlung	100
13	Anhang E: Beispielnetze	102
13.1	Beschreibung des Verbundnetzes (Beispielnetz I)	102
13.1.1	Allgemeines	102
13.1.2	Verwendete Kenndaten	104

13.2	Beschreibung des 110-kV-Netzes (Beispielnetz II)	108
13.2.1	Allgemeines	108
13.2.2	Verwendete Kenndaten	112
13.3	Beschreibung des Mittelspannungsnetzes (Beispielnetz III)	114
13.3.1	Allgemeines	114
13.3.2	Verwendete Kenndaten	114
13.3.3	Ergebnisse der Kundenumfrage	116
14	Anhang F: Tabellen- und Bilderverzeichnis	120
14.1	Tabellen	120
14.2	Bilder	121

9 Anhang A: Formelzeichen und Nebenzeichen

9.1 Formelzeichen

A	Erstattungen
a, b, c, d, e, f	Allgemeine Hilfsgrößen
a	Parameter für Hyperexponentialverteilung
	Parameter für Hyperweibullverteilung
	Parameter für Wald-Verteilung
$\Delta A_{u 75}$	75 %-Wahrscheinlichkeitswert der Erstattungsdifferenz zweier Varianten
b	Parameter für Weibullverteilung
	Parameter für Wald-Verteilung
b_1, b_2	Parameter für Hyperweibullverteilung
c	Parameter für Weibullverteilung
	Parameter für Gammaverteilung
	Parameter für Pearson Typ 5-Verteilung
c_1, c_2	Parameter für Hyperweibullverteilung
D	Prüfgröße des zweiseitigen Kolmogoroff-Smirnoff-Anpassungstests
D_0	Wahrscheinlichkeit für die Sofortabschaltung eines Kraftwerks
E	Energie
$E()$	Erwartungswert
$F()$	Verteilungsfunktion
$f()$	Verteilungsdichtefunktion
H	Häufigkeit eines Ereignisses
i, j, k, m	Allgemeine Zählvariablen z.B. für Betriebsmittel
ℓ_{Ltg}	Leitungslänge
K	Kosten
ΔK	Kostendifferenz
k_i', k_i''	absolute Differenz an den Sprungstellen zwischen Näherungsfunktion und empirischer Verteilungsfunktion für den zweiseitigen Kolmogoroff-Smirnoff-Anpassungstest
k_P, k_E	leistungs- / arbeitsspezifischer Bewertungsfaktor
L	Leistung
m_k'	k-tes Moment um Null einer Stichprobe
n	Anzahl
P	Wirkleistung
p	Wahrscheinlichkeit
p_{sig}	Signifikanzwahrscheinlichkeit
Q	Nichtverfügbarkeit bzw. Wahrscheinlichkeit
\Re	Menge der reellen Zahlen
S	Scheinleistung
s	Summe der Abstandsquadrate

	Startversagerwahrscheinlichkeit eines Kraftwerks
T	Zeitraum oder Dauer (eines Ereignisses)
T_A	Aus-Dauer
T_{Betr}	Betrachtungszeitraum
T_L	Lebensdauer eines Betriebsmittels
T_{Schalt}	Dauer zur Durchführung einer Schaltmaßnahme
T_z	Anfahrzeit eines Kraftwerks
U	Spannungsbetrag
$V()$	Varianz
X	Zufallsvariable
x	allgemeine Variable
	Zufallsgröße
Y	Zufallsgröße
z	Zufallsgröße
α	Anforderungsrate in Zustand „Bedarf“ eines Kraftwerks
	Grenzwahrscheinlichkeit
α^*	Signifikanzniveau
β	Anforderungsrate in Zustand „Kein Bedarf“ eines Kraftwerks
δ	Abschaltrate im gestörten Betrieb eines Kraftwerks
λ	Ausfallrate
	Parameter für Exponentialverteilung
	Parameter für Gammaverteilung
	Parameter für Pearson Typ 5-Verteilung
μ	Instandsetzungsrate
	Parameter für Normalverteilung
μ^*	Parameter für Lognormalverteilung
μ_k'	k-tes Moment um Null einer Näherungsfunktion
σ	Parameter für Normalverteilung
σ^*	Parameter für Lognormalverteilung
$\sigma_r()$	relative Standardabweichung
τ_{a1}, τ_{a2}	Parameter für Hyperexponentialverteilung

9.2 Nebenzeichen (Indizes)

0	Anfangswert
A	Ausfall
add	zusätzlicher Wert
i, j, k, m	Allgemeine Zählvariablen z.B. für Betriebsmittel
Kund	Kunde
max	Maximalwert
min	Minimalwert
n	Nennwert (nominal value)

Tr	Transit
u	Unterbrechung

9.3 Abkürzungen (zum Teil auch als Indizes verwendet)

A, B, C	Hilfsbezeichnungen für z.B. Netzkomponenten, Kunden etc.
AiF	Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen "Otto von Guericke" e.V.
AVBEltV	Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
B	Last bzw. Kunde
BGH	Bundesgerichtshof
Cigré	Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques, (International Conference on Large High Voltage Electric Systems)
D0, D1	Tarifoptionen
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft e.V.
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Esp	Einspeisung
Ex	Exponentialverteilung
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
Ga	Gammaverteilung
He	Hyperexponentialverteilung
Hw	Hyperweibullverteilung
L	Stromkreis, Leitung
Lo	Lognormalverteilung
MKQ	Methode der kleinsten Quadrate
MLM	Maximum-Likelihood-Methode
MM	Momentenmethode
MS	Mittelspannung
No	Normalverteilung
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
PBR	Performance-based rating
prl	probabilistic risk limit
Pt	Pearson Typ 5-Verteilung,
SMM	Supremum-Minimum-Methode
UMZ-Schutz	Unabhängiger Maximalstrom-Zeitschutz
USV	Unabhängige Stromversorgung
Var	Variante
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e. V. (seit 13. Dezember 2000) vormals Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.
VPE	Vernetztes Polyethylen
Wa	Wald-Verteilung,
We	Weibullverteilung

10 Anhang B: Zuverlässigkeitskenngrößen

10.1 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.

10.2 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, Inbetriebnahme eines Provisoriums oder Reparatur des fehlerhaften Elementes vollständig wiederversorgt werden kann.

10.3 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.

10.4 (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 das Ausmaß der Unterbrechungen.

10.5 (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 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.

11 Anhang C: Beschreibung der Ausfallmodelle

11.1 Unabhängiger Einfachausfall

Unter einem unabhängigen Einfachausfall versteht man den Ausfall eines Auslösebereiches aufgrund des Fehlers eines einzelnen Betriebsmittels. Ein unabhängiger Einfachausfall steht in keinem ursächlichen Zusammenhang zu anderen determinierten oder stochastischen eventuell zeitgleichen Störungen oder Ausfällen /VDEW 1994/. Zu Einfachausfällen zählen z.B. automatische Ausschaltungen durch den Schutz aufgrund von Kurzschlüssen aber auch Fehlausschaltungen, d.h. unbeabsichtigte Ausschaltungen eines Auslösebereiches. Einfachausfälle können zeitlich überlappen, ohne dass ein kausaler Zusammenhang zwischen diesen Ausfällen besteht.

11.2 Common-Mode-Ausfall

Das Ausfallmodell beinhaltet den *gleichzeitigen* Ausfall mehrerer Betriebsmittel aufgrund *derselben Ursache* /VDEW 1994/. Dabei wird von einer konzeptgemäßen Ausschaltung aller betroffenen Auslösebereiche ausgegangen. Prinzipiell können Common-Mode-Ausfälle zwischen allen Betriebsmittelarten auftreten. Aufgrund der kleinen Zahl von Ereignissen steht jedoch außer für den Common-Mode-Ausfall Stromkreis/Stromkreis keine gesicherte Datenbasis zur Verfügung. Typische Beispiele für Common-Mode-Ausfälle sind: Blitzschlag in Mast oder Erdseil mit rückwärtigem Überschlag auf zwei oder mehrere Stromkreise einer Mehrfachleitung und Ausschaltung der betroffenen Stromkreise durch den Schutz sowie Mastumbruch oder Seiltanzen bei Mehrfachleitungen.

11.3 Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall

In mit Erdschlusskompensation oder mit isoliertem Sternpunkt betriebenen Netzen kann ein stehender Erdschluss auftreten, der zu einer Erhöhung der Leiter-Erd-Spannung um den Faktor $\sqrt{3}$ in den nicht fehlerbetroffenen Leitern führt. Der Erdschluss stellt den Ausgangspunkt für das Modell Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall dar. Kommt es aufgrund der erhöhten Spannungsbeanspruchung zu einem weiteren einpoligen Fehler in einem anderen Leiter auf einem anderen Betriebsmittel, so geht der stehende Erdschluss in einen Doppelerdkurzschluss über, der zu einem Schutzeingriff führt. In 90 % der Fälle werden beide vom Fehler betroffenen Auslösebereiche nicht konzeptgemäß ausgeschaltet /Bitzer/.

11.4 Schutzüberfunktion

Anregungen von Schutzrelais durch Teilkurzschlussströme können zu nicht konzeptgemäßen Ausschaltungen von Leistungsschaltern führen /Bitzer/. Das Ausfallmodell Schutzüberfunktion kann also nur als Folgeausfall als Störungsausweitung auftreten. Schutzüberfunktionen können z.B. hervorgerufen werden durch unzureichende Schutzeinstellung, Messfehler, falschen Richtungsentscheid, Wandlersättigung sowie Defekte an den Schutzeinrichtungen.

11.5 Schutzunterfunktion

Ein Mehrkomponentenausfall durch Schutzunterfunktion beginnt mit dem Ausfall einer Komponente, der einen Kurzschluss zur Voraussetzung hat. Die kurzschlussbehaftete Komponente wird im Normalfall gemäß Schutzkonzept vom Netzschutz selektiv ausgeschaltet. Unterbleibt dies aber, so übernimmt der Reserveschutz die Ausschaltung. Dies führt zum Ausfall aller Komponenten im Reserveauslösebereich der betroffenen Komponente.

11.6 Ausfall während determinierter Ausschaltung der Reservekomponente

Störungsauswertungen in der Vergangenheit haben die Vermutung bestätigt, dass Komponenten, deren Reservekomponente determiniert ausgeschaltet ist, eine signifikant höhere Ausfallhäufigkeit aufweisen als im Normalschaltzustand /Bitzer/. Determinierte Ausschaltungen erfolgen z.B. wegen Instandhaltungsmaßnahmen, Revisionen und Baumaßnahmen. Ursache für die erhöhte Ausfallhäufigkeit der Reservekomponente sind Fehlbedienungen in Zusammenhang mit der determinierten Ausschaltung, z.B. versehentliche Ausschaltung der noch im Betrieb befindlichen Komponente oder fehlerhafte Prüfung des Schutzsystems.

12 Anhang D: Verteilungsfunktionen als Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung

12.1 Allgemeines

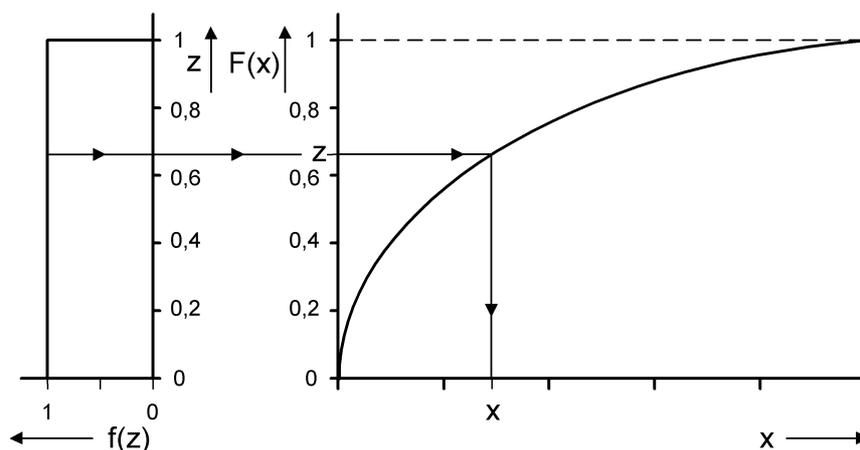
Bei der Verwendung von simulativen Ansätzen zur Zuverlässigkeitsberechnung können für die Zuverlässigkeitskenndaten der Komponenten beliebige Verteilungsfunktionen berücksichtigt werden.

Bei der zeitsequentiellen Monte-Carlo-Simulation werden aus den Verteilungen der Betriebsdauern und der Dauern des störungsbedingten Nichtbetriebs der Komponenten (Aus-Dauer) die Ausfallzeitpunkte und die Wiederinbetriebnahmezeitpunkte der einzelnen Systemkomponenten mit Hilfe von Zufallszahlen ermittelt.

Zufallsgrößen, die einer bestimmten Verteilungsfunktion gehorchen, können nach /Kelton/ aus (0,1)-gleichverteilten Zufallsgrößen, die durch entsprechende Zufallsgeneratoren geliefert werden, nach Bild 12.1 bestimmt werden. Dazu wird die (0,1)-gleichverteilte Zufallsgröße z als Ordinaten- bzw. Funktionswert der Verteilungsfunktion $F(x)$ angenommen, die gewünschte Zufallsgröße ist der Abszissenwert x :

$$x = F^{-1}(z)$$

Gl. 12.1



Legende: z : (0,1)-gleichverteilte Zufallszahl,
 $F(x)$: Verteilungsfunktion von x ,
 x : $F(x)$ -verteilte Zufallszahl.

Bild 12.1: Erzeugung einer $F(x)$ -verteilten Zufallszahl x

In der Regel sind aus Statistiken nur die Erwartungswerte und Streuungen für Zuverlässigkeitskenndaten vorhanden. Funktionstyp und Parameter der Verteilungsfunktion sind dagegen

meistens unbekannt. Um als Ergebnis der statistischen Auswertung eine vollspezifizierte Verteilungsfunktion zu erhalten, müssen sowohl Verteilungstyp, als auch deren Parameter ermittelt werden. Grundsätzlich kann der Typ einer Verteilung nur anhand theoretischer Überlegungen bestimmt werden, was aber aufgrund der vielfältigen Einflüsse z.B. bei der Zufallsgröße Betriebsmittel-Aus-Dauer auf erhebliche Schwierigkeiten stößt. In der Literatur werden deshalb mehrere Verteilungsmodelle angegeben, die für die Beschreibung der Betriebs- und Aus-Dauern von Betriebsmitteln geeignet sind:

- Exponentialverteilung (/Allan et. al. 1993; Asgarpoor et. al.; Billinton et. al. 1985; Dichirico et. al.; Goel et. al.; Kochs/),
- Weibullverteilung (/Allan et. al. 1993; Billinton et. al. 1994; Goel et. al./),
- Gammaverteilung (/Allan et. al. 1992; Dichirico et. al./),
- Hyperexponentialverteilung (/Schweer/),
- Normalverteilung (/Allan et. al. 1992; Allan et. al. 1993; Goel et. al./),
- Lognormalverteilung (/Allan et. al. 1992; Allan et. al. 1993; Asgarpoor et. al.; Billinton et. al. 1985; Goel et. al./),
- Pearson Typ 5-Verteilung (/Kelton et. al./),
- Wald-Verteilung (/Rinne/).

Die Betriebsdauern sind unter der Annahme einer konstanten Ausfallhäufigkeit exponentialverteilt /Backes 1998/. Die VDEW-Störungsstatistik /Böse et. al./ enthält seit 1994 alle relevanten Störungsdaten für Hoch- und Höchstspannungs-Betriebsmittel. Kumulierte statistische Verteilungsfunktionen bzw. Summenhäufigkeitsfunktionen von Betriebsmittel-Aus-Dauern können aus der Statistik ermittelt werden und ein Vergleich mit den oben angeführten Standard-Verteilungsfunktionen wird möglich. Die Modellierung der Verteilungsfunktionen der Betriebsmittel-Aus-Dauern mittels Standard-Verteilungsfunktionen statt der direkten diskret vorliegenden Funktionen aus der VDEW-Statistik ist sinnvoll, da man kontinuierliche Verteilungsfunktionen erhält, die einzelne Datenfehler bzw. Datenungenauigkeiten ausgleichen können.

Dazu ist das Programm INTERASS (Interaktive Erfassung und Auswertung von Störungen und Schäden /FGH 1998/), mit welchem Daten der VDEW-Störungsstatistik gesammelt, verwaltet und ausgewertet werden können, erweitert worden. Im ersten Schritt werden die Parameter der unbekanntenen Verteilungsfunktionen mit statistischen Methoden so bestimmt, dass sie sich der empirischen Verteilung der Statistik möglichst gut annähern. Im nächsten Schritt erfolgt eine Überprüfung der Güte der Anpassung mittels Anpassungstests.

12.2 Beschreibung der untersuchten Verteilungsfunktionen

12.2.1 Übersicht

Die neun untersuchten Verteilungsfunktionen und die zugehörigen Dichtefunktionen sowie ihre Parameter, Erwartungswerte und Varianzen sind zusammenfassend in Tabelle 12.1 angegeben. Eine grafische Darstellung erfolgt in Bild 12.2. Im Folgenden werden die Funktionen und ihre Anwendung kurz beschrieben.

Tabelle 12.1: Verteilungsfunktionen und ihre Parameter

Verteilungstyp	Dichtefunktion $f(x)$, Verteilungsfunktion $F(x)$	Erwartungswert $E(x)$, Varianz $V(x)$
Exponentialverteilung	$f(x) = \vartheta \cdot e^{-\vartheta \cdot x}$ $F(x) = 1 - e^{-\vartheta \cdot x}$ $\vartheta \in \mathfrak{R}^+; x \geq 0$	$E(X) = \frac{1}{\vartheta}$ $V(X) = \frac{1}{\vartheta^2}$
Weibullverteilung	$f(x) = \frac{c}{b} \cdot \left(\frac{x}{b}\right)^{c-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{b}\right)^c}$ $F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{b}\right)^c}$ $b, c \in \mathfrak{R}^+; x \geq 0$	$E(X) = b \cdot G\left(1 + \frac{1}{c}\right)$ $V(X) = b^2 \cdot \left[G\left(1 + \frac{2}{c}\right) - G^2\left(1 + \frac{1}{c}\right) \right]$
Hyperexponentialverteilung	$f(x) = \frac{a}{t_{A1}} \cdot e^{-\frac{x}{t_{A1}}} + \frac{(1-a)}{t_{A2}} \cdot e^{-\frac{x}{t_{A2}}}$ $F(x) = 1 - a \cdot e^{-\frac{x}{t_{A1}}} - (1-a) \cdot e^{-\frac{x}{t_{A2}}}$ $t_{A1}, t_{A2} > 0; a \in (0;1); x \geq 0$	$E(X) = a \cdot t_{A1} + (1-a) \cdot t_{A2}$ $V(X) = (2-a) \cdot a \cdot t_{A1}^2 + (1-a)^2 \cdot t_{A2}^2 - 2 \cdot (1-a) \cdot a \cdot t_{A1} \cdot t_{A2}$
Hyperweibullverteilung	$f(x) = a \cdot \frac{c_1}{b_1} \cdot \left(\frac{x}{b_1}\right)^{c_1-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{b_1}\right)^{c_1}}$ $+ (1-a) \cdot \frac{c_2}{b_2} \cdot \left(\frac{x}{b_2}\right)^{c_2-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{b_2}\right)^{c_2}}$ $F(x) = 1 - a \cdot e^{-\left(\frac{x}{b_1}\right)^{c_1}} - (1-a) \cdot e^{-\left(\frac{x}{b_2}\right)^{c_2}}$ $b_1, b_2, c_1, c_2 \in \mathfrak{R}^+; a \in (0;1); x \geq 0$	$E[X] = a \cdot b_1 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{c_1}\right) + (1-a) \cdot b_2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{c_2}\right)$ $V[X] = a \cdot b_1^2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{2}{c_1}\right) + (1-a) \cdot b_2^2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{2}{c_2}\right) - \left[a \cdot b_1 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{c_1}\right) + (1-a) \cdot b_2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{c_2}\right) \right]^2$
Gammaverteilung	$f(x) = \frac{\vartheta^c \cdot x^{c-1} \cdot e^{-\vartheta \cdot x}}{\Gamma(c)}$ $F(x) = \frac{\vartheta^c}{\Gamma(c)} \int_0^x \tilde{x}^{c-1} \cdot e^{-\vartheta \tilde{x}} d\tilde{x}$ $\tilde{x} = \vartheta x; \vartheta, c \in \mathfrak{R}^+; x \geq 0$	$E(X) = \frac{c}{\vartheta}$ $V(X) = \frac{c}{\vartheta^2}$

mit $G(x) = \int_0^{\infty} e^{-u} \cdot u^{x-1} du$.

Verteilungstyp	Dichtefunktion f(x), Verteilungsfunktion F(x)	Erwartungswert E(x), Varianz V(x)
Normalverteilung	$f(x) = \frac{1}{s \cdot \sqrt{2p}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2 \cdot s^2}}$ $F(x) = \frac{1}{s \cdot \sqrt{2p}} \cdot \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(\tilde{x}-\mu)^2}{2 \cdot s^2}} d\tilde{x}$ $\mu \in \mathfrak{R}; s \in \mathfrak{R}^+; x \in \mathfrak{R}$	$E(X) = \mu$ $V(X) = s^2$
Lognormalverteilung	$f(x) = \frac{1}{s^* \cdot \sqrt{2p}} \cdot \frac{1}{x} \cdot e^{-\frac{[\ln(x)-\mu^*]^2}{2 \cdot s^{*2}}}$ $F(x) = \frac{1}{s^* \cdot \sqrt{2p}} \cdot \int_0^x \frac{1}{\tilde{x}} \cdot e^{-\frac{[\ln(\tilde{x})-\mu^*]^2}{2 \cdot s^{*2}}} d\tilde{x}$ $\mu^* \in \mathfrak{R}; s^* \in \mathfrak{R}^+; x \geq 0$	$E(X) = e^{\left(\mu^* + \frac{s^{*2}}{2}\right)}$ $V(X) = e^{(2\mu^* + s^{*2})} \cdot (e^{s^{*2}} - 1)$
Wald-Verteilung	$f(x) = \sqrt{\frac{b}{2 \cdot p \cdot x^3}} \cdot e^{-\frac{b}{2 \cdot x} \cdot \left(\frac{x}{a} - 1\right)^2}$ $F(x) = F\left[\sqrt{\frac{b}{x}} \cdot \left(\frac{x}{a} - 1\right)\right] + e^{\left(\frac{2 \cdot b}{a}\right)} \cdot F\left[-\sqrt{\frac{b}{x}} \cdot \left(\frac{x}{a} + 1\right)\right]$ $F(z) = \text{Standardnormalverteilung}$ $a, b \in \mathfrak{R}^+; x > 0$	$E[X] = a$ $V[X] = \frac{a^3}{b}$
Pearson Typ 5-Verteilung	$f(x) = \frac{x^{-(c+1)}}{?^{-c} \cdot G(c)} \cdot e^{-\frac{?}{x}}$ $F(x) = 1 - \frac{?\left(\frac{?}{x}; c\right)}{G(c)}$ $?, c \in \mathfrak{R}^+; x > 0$	$E[X] = \frac{?}{c-1}, c > 1$ $V[X] = \frac{?^2}{(c-1)^2 \cdot (c-2)}, c > 2$

mit $G(x) = \int_0^{\infty} e^{-u} \cdot u^{x-1} du$; $?(u, x) = \int_0^u e^{-\tilde{u}} \cdot \tilde{u}^{x-1} d\tilde{u}$.

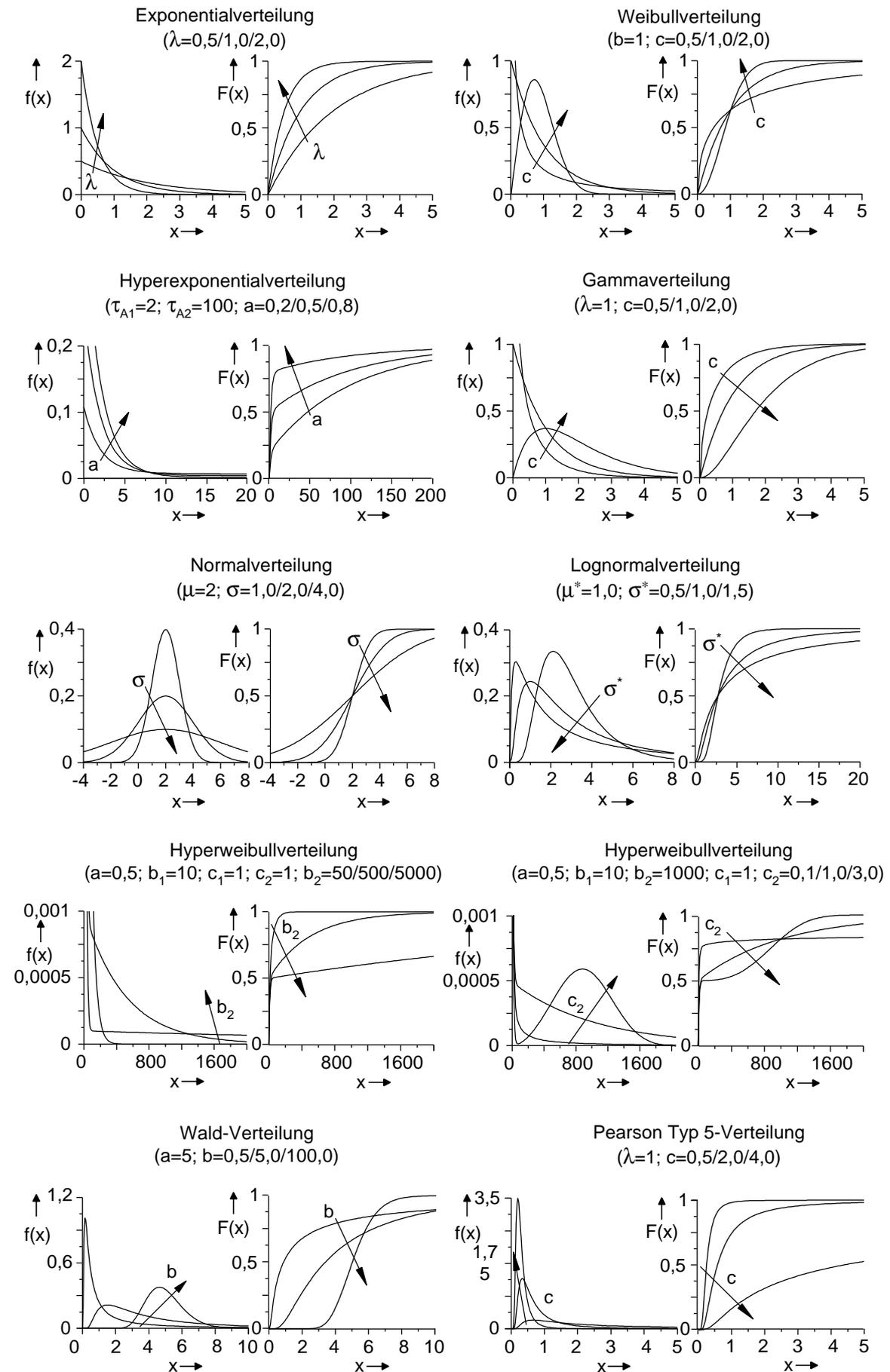


Bild 12.2: Grafische Darstellung der Verteilungsfunktionen

12.2.2 Exponentialverteilung

Die Exponentialverteilung spielt in der Zuverlässigkeitsberechnung bei der Beschreibung von Lebensdauern sowie von Betriebs- und Instandsetzungsdauern eine bedeutende Rolle /Kochs/. Bei Modellierung konstanter zeitunabhängiger Ausfallraten ergeben sich exponentialverteilte Betriebsdauern /Allan et. al. 1992/. Der einzige Verteilungsparameter λ stellt einen Skalierungsfaktor dar. Die Exponentialverteilung ist ein Spezialfall der später noch beschriebenen Weibull-, Gamma- und Hyperexponentialverteilung.

12.2.3 Weibullverteilung

Diese Verteilung mit dem Maßstabsparameter b und dem die Gestalt charakterisierenden Parameter c zeichnet sich im Gegensatz zur Exponentialverteilung durch eine größere Variabilität aus, wodurch sie folglich auch vielseitiger einsetzbar ist. Ähnlich der Exponentialverteilung findet sie Anwendung in der Zuverlässigkeitsanalyse als Modell für die Beschreibung der Lebensdauern speziell von hintereinander geschalteten Systemen /Storm/. Mittels weibullverteilten Betriebsdauern kann stückweise auch die in drei Abschnitte eingeteilte „Badewannenkurve“ nachgebildet werden. Die Badewannenkurve bildet in ihrem ersten und dritten Abschnitt erhöhte Ausfallhäufigkeiten von Betriebsmitteln nach, während die Ausfallhäufigkeit im mittleren Abschnitt konstant und niedriger als die der beiden anderen Abschnitte ist. Der Formfaktor c (siehe Tabelle 12.1) beeinflusst die Ausfallrate. Mit einem Formfaktor $c < 1$ erhält man eine monoton fallende, für $c > 1$ eine monoton wachsende Funktion der Ausfallrate /Allan et. al. 1992/. Der Sonderfall $c = 1$ entspricht der Exponentialverteilung, die eine konstante Ausfallrate besitzt. Somit kann der Bereich der Frühausfälle mit einer Weibull-Funktion, deren Parameter $c < 1$ ist, der Bereich der Zufallsausfälle mit $c = 1$ und der Bereich der Verschleißausfälle mit $c > 1$ beschrieben werden.

12.2.4 Hyperexponentialverteilung

Die Hyperexponentialverteilung wird speziell zur Nachbildung der Verteilungsfunktion von Betriebsmittel-Aus-Dauern erstmals bei /Schweer/ beschrieben. Bei der Verteilung handelt es sich um eine sogenannte Mischverteilung der Exponentialverteilung /Rinne/. Eine Mischverteilung entsteht als gewogenes Mittel $m \geq 2$ verschiedener Verteilungen, die i.d.R. zur selben parametrischen Verteilungsfamilie gehören und sich dann nur in den Parameterwerten unterscheiden. Mit der Funktion ist eine Einteilung in kurze und lange Aus-Dauern und damit eine bessere Anpassung als mit der Exponentialverteilung möglich. Der Parameter a gibt den

Anteil kurzzeitiger Aus-Dauern zur Anzahl der Gesamtausfälle, der Parameter τ_{A1} , bzw. τ_{A2} den Mittelwert kurzer bzw. langer Aus-Dauern /Nick; Schweer/ an. Als Sonderfall ist auch hier die Exponentialverteilung enthalten.

12.2.5 Hyperweibullverteilung

Die Hyperweibullverteilung stellt eine Weiterentwicklung der Hyperexponentialverteilung dar. Der Grundgedanke ist, dass man statt zwei Exponentialverteilungen flexibler anpassbare Weibullverteilungen für die Mischverteilung verwendet. Die Hyperweibullverteilung ist 5-parametrisch, weshalb aufgrund der großen Anzahl von Freiheitsgraden einerseits eine gute Anpassbarkeit möglich ist, andererseits jedoch die Schätzung der unbekanntenen Verteilungsparameter schwieriger und aufwendiger wird. Die Parameter b_1 und b_2 sind die Skalen-, die Parameter c_1 und c_2 die Formparameter der einzelnen Weibullverteilungen. Der Parameter a bestimmt wie bei der Hyperexponentialverteilung das Gewicht der beiden Weibullverteilungen in der Mischverteilung.

12.2.6 Gammaverteilung

Die Gammaverteilung besitzt zwei Funktionsparameter, die ähnliche Bedeutung wie die der Weibull-Funktion haben. Der Skalierungsparameter λ bewirkt eine Dehnung bzw. Stauchung der Kurve, der Formfaktor c beeinflusst die Gestalt der Funktion. Die Gammaverteilung weist ähnliche Eigenschaften wie die Weibullverteilung auf und wird daher in nahezu den gleichen Anwendungsbereichen eingesetzt. Sie enthält als Spezialfälle einige wichtige Verteilungen. Für ganzzahliges c ergibt sich die sog. Erlangverteilung, für $\lambda = 0,5$ und $c = n/2$ mit ganzzahligem n die χ^2 -Verteilung /Allan et. al. 1992/.

12.2.7 Normalverteilung

Die Normalverteilung, auch „Gaussche Normalverteilung“ genannt, ist die wohl bekannteste und am häufigsten verwendete Verteilung auf dem Gebiet der Statistik. Für die Zuverlässigkeitsberechnung und im Besonderen für die Modellierung von Betriebs- oder Aus-Dauern besitzt die Funktion meist nur eine untergeordnete Bedeutung, obwohl sich in der Literatur einige Beispiele finden (z.B. (/Allan et. al. 1992; Allan et. al. 1993; Goel et. al./). Die Normalverteilung ist zwei-parametrisch. Der Parameter μ der Normalverteilung, die eine symmetrische Dichtefunktion besitzt, entspricht dem Lageparameter, der auch gleichermaßen der Erwartungswert ist. Der Parameter σ gibt die Dehnung bzw. Stauchung der „Glockenkurve“ an und besitzt somit die Eigenschaft eines Skalierungsparameters, der auch der

Varianz dieser Verteilung entspricht. Nachteilig bei der Nachbildung von Dauern mittels Normalverteilung ist die Tatsache, dass die Verteilung je nach Parameterwahl auch in den negativen Bereich reichen kann.

12.2.8 Lognormalverteilung - Logarithmische Normalverteilung

Die Lognormalverteilung, auch logarithmische Normalverteilung genannt, ergibt sich, wenn der Logarithmus der Zufallsvariablen normalverteilt ist, d.h. durch Transformation der Normalverteilung in den logarithmischen Raum. Sie ist daher ebenfalls zwei-parametrisch. Die Lognormalverteilung besitzt eine große Bedeutung in der Nachbildung von Betriebs- und Aus-Dauern von Betriebsmitteln /Allan et. al. 1992/.

12.2.9 Pearson Typ 5-Verteilung

Die Pearson Typ 5-Verteilung, auch inverse Gammaverteilung genannt, kann denselben Anwendungsgebieten wie die Lognormalverteilung zugeordnet werden /Kelton et. al./, da die Dichte der Pearson Typ 5-Verteilung eine ähnliche Form wie die Lognormal-Dichte besitzt. Analog zur Lognormalverteilung, bei der die Zufallsvariable X dann und nur dann logarithmisch normalverteilt ist, wenn der Logarithmus dieser Zufallsvariablen $Y = \ln(X)$ normalverteilt ist, ist eine Zufallsvariable X dann und nur dann Pearson Typ 5-verteilt, wenn der Kehrwert dieser Zufallsvariablen $Y = 1/X$ gammaverteilt ist. Die Pearson Typ 5-Verteilung ist eine zwei-parametrische Funktion, wobei der Funktionsparameter λ einen Skalierungsparameter und c einen die Form charakterisierenden Parameter darstellt.

12.2.10 Wald-Verteilung

Die Wald-Verteilung, die auch als „inverse Gaussverteilung“ bezeichnet wird /Rinne/, stellt ein weiteres Derivat der Normalverteilung dar. Für den Grenzfall $a \rightarrow \infty$ geht die Wald-Verteilung in eine spezielle Pearson Typ 5-Verteilung mit $\lambda = b/2$ und $c = 1/2$ über.

12.3 Verteilungsfunktionen der Aus-Dauer von Betriebsmitteln

12.3.1 Parameterschätzmethoden

12.3.1.1 Übersicht

Um die angeführten Verteilungsfunktionstypen mit den empirischen Verteilungsfunktionen der VDEW-Störungsstatistik vergleichen zu können, müssen zunächst die Parameter der Verteilungen mittels geeigneter Verfahren so bestimmt werden, dass die Verteilungen sich möglichst gut an die empirische Verteilungsfunktion anpassen.

Bezüglich der Parameterschätzmethoden unterscheidet man in der Schätztheorie zwischen Punkt- und Intervallschätzung /Rinne/. Bei der Punktschätzung wird ein einziger Schätzwert für den oder die unbekannt Parameter ermittelt. Im Gegensatz dazu erhält man bei der Intervallschätzung einen Bereich für die unbekannt Parameter, aus dem diese mit einer bestimmten, vorher definierten Wahrscheinlichkeit stammen /Kreyszig/.

Da für die simulative Zuverlässigkeitsberechnung vollspezifizierte Verteilungsfunktionen mit konkreten Parameterwerten erforderlich sind, wird für die hier vorliegende Aufgabenstellung die Punktschätzung vorgezogen. Ein Nachteil der Punktschätzung gegenüber der Intervallschätzung ist, dass keine direkten Aussagen über die Genauigkeit des einzelnen Näherungswertes getroffen werden können. Um trotzdem eine Aussage über die Qualität der ermittelten Schätzwerte zu erhalten, wird nach der Parameterschätzung ein Anpassungstest durchgeführt (siehe Abschnitt 12.3.2). Die folgenden Ausführungen beschränken sich ausschließlich auf die Punktschätzung.

Zu beachten ist, dass die empirische Verteilung selbst nur eine zufällige Stichprobe einer Grundgesamtheit darstellt. Daraus folgt, dass die ermittelten Parameter der Verteilungsfunktionen nur Schätzwerte darstellen können. Weiter lassen sich je nach Schätzmethode anhand einer konkreten Stichprobe verschiedene Schätzwerte für die unbekannt Parameter ermitteln. Daraus ist zu schließen, dass die tatsächlichen, aber unbekannt Parameter niemals exakt berechenbar sind, sie können lediglich mit einer gewissen Genauigkeit und Sicherheit approximiert werden. Dazu sind verschiedene Schätzmethoden denkbar.

Folgende noch näher beschriebene Schätzmethoden wurden im statistischen Auswertungsteil des Programms INTERASS realisiert:

- Momentenmethode,
- Maximum-Likelihood-Methode,
- Methode der kleinsten Quadrate,
- Supremum-Minimum-Methode.

12.3.1.2 Momentenmethode

Die Momentenmethode (z.B. /Cramér/) ist eine häufig verwendete und einfach zu handhabende Methode. Bei dieser Methode werden die Nullmomente der Näherungsfunktion durch die Momente um Null der Stichprobenfunktion geschätzt, wobei das k-te Moment um Null der Stichprobe wie folgt definiert ist:

$$m'_k = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i^k \quad \text{Gl. 12.2}$$

mit $k = 1, 2, 3, \dots, z$, $z = \text{Anzahl unbekannter Parameter}$, $n = \text{Anzahl Stichprobenwerte}$.

Das k-te Nullmoment der Näherungsfunktion mit dem Parametervektor $\vec{\Phi}$ ergibt sich folgendermaßen:

$$\mu'_k = \int_{-\infty}^{+\infty} x^k \cdot f(x, \vec{\Phi}) \cdot dx \quad \text{Gl. 12.3}$$

mit $k = 1, 2, 3, \dots, z$, $z = \text{Anzahl unbekannter Parameter}$, $n = \text{Anzahl Stichprobenwerte}$.

Daraus resultiert ein Gleichungssystem von z Gleichungen mit z Unbekannten folgender Gestalt:

$$\begin{aligned} \mu'_1 &= \int_{-\infty}^{+\infty} x \cdot f(x, \vec{\Phi}) dx = m'_1 \\ \mu'_2 &= \int_{-\infty}^{+\infty} x^2 \cdot f(x, \vec{\Phi}) dx = m'_2 \\ &\vdots \\ \mu'_z &= \int_{-\infty}^{+\infty} x^z \cdot f(x, \vec{\Phi}) dx = m'_z \end{aligned} \quad \text{Gl. 12.4}$$

Die Lösung des Gleichungssystems ergibt den gesuchten Parametervektor $\vec{\Phi}$. In der Regel ist das Gleichungssystem nichtlinear und muss mittels eines geeigneten Iterationsverfahrens gelöst werden. Ein Gauss-Seidel-Iterationsalgorithmus hat sich hier aufgrund seiner guten Konvergenzeigenschaften als vorteilhaft erwiesen.

Mit der Momentenmethode geschätzte Parameter sind immer konsistent, d.h. mit wachsendem Stichprobenumfang konvergieren sie gegen die wahren, unbekannt Parameter. Meist sind sie jedoch nur asymptotisch erwartungstreu, d.h. der Erwartungswert der geschätzten Parameter ist gleich dem zu schätzenden wahren Parameter nur für einen großen Stichproben-

umfang. Desweiteren sind die Schätzfunktionen der Momentenmethode, das sind die Funktionen der gesuchten Parameter F in Abhängigkeit der Stichprobe, oftmals nicht wirksamst und nicht suffizient /Rinne/. Eine Schätzfunktion heißt wirksamst bzw. absolut effizient, wenn sie die kleinste Varianz von allen möglichen Schätzfunktionen besitzt. Wenn eine Schätzmethode alle in den n Stichprobenvariablen enthaltenen Informationen ausnutzt, bezeichnet man sie als suffizient bzw. erschöpflich.

12.3.1.3 Maximum-Likelihood-Methode

Diese Methode basiert auf dem Prinzip der maximalen „Mutmaßlichkeit“ (maximum likelihood), d.h. dass unter allen möglichen Stichproben die entnommene die größte Wahrscheinlichkeit besitzt /Papula/. Die Wahrscheinlichkeit einer Stichprobe, Unabhängigkeit der Stichprobenwerte angenommen, errechnet sich aus der Multiplikation der Einzelwahrscheinlichkeiten der Stichprobenwerte. Die so gebildete Funktion für eine stetig verteilte Grundgesamtheit mit der Dichtefunktion $f(x)$ heißt Likelihood-Funktion:

$$L(x_1, \dots, x_n; \Phi_1, \dots, \Phi_z) = \prod_{i=1}^n f(x_i) \quad \text{Gl. 12.5}$$

mit z = Anzahl unbekannter Parameter, n = Anzahl Stichprobenwerte.

Die Parameter Φ_i werden so bestimmt, dass sich das Maximum der Likelihood-Funktion ergibt. Hinreichende Bedingung dafür ist, dass die partiellen Ableitungen der Likelihood-Funktion nach den Parametern Φ_i verschwinden. Aus rechentechnischen Gründen wird der Logarithmus der Funktion statt ihrer selbst differenziert, da dies zu einer Differentiation einer Summenfunktion statt eines Produktes führt. Dies ist zulässig, weil einerseits die Likelihood-Funktion nur positive Werte annehmen kann, und andererseits die Lage des Maximums durch Logarithmierung nicht beeinflusst wird:

$$\frac{\partial L^*(x_1, \dots, x_n; F_1, \dots, F_z)}{\partial F_j} = \frac{\partial}{\partial F_j} \{ \ln [L(x_1, \dots, x_n; F_1, \dots, F_z)] \} = 0 \quad \text{Gl. 12.6}$$

$$\Rightarrow \sum_{i=1}^n \frac{1}{f(x_i; F_1, \dots, F_z)} \cdot \frac{\partial f(x_i; F_1, \dots, F_z)}{\partial F_j} = 0 \quad \text{Gl. 12.7}$$

Gleichung 12.7 folgend kann ein Gleichungssystem bestehend aus z Gleichungen mit z unbekanntem Parametern aufgestellt werden:

$$\begin{aligned}
\sum_{i=1}^n \frac{1}{f(x_i; F_1, \dots, F_z)} \cdot \frac{\partial f(x_i; F_1, \dots, F_z)}{\partial F_1} &= 0 \\
\sum_{i=1}^n \frac{1}{f(x_i; F_1, \dots, F_z)} \cdot \frac{\partial f(x_i; F_1, \dots, F_z)}{\partial F_2} &= 0 \\
&\vdots \\
\sum_{i=1}^n \frac{1}{f(x_i; F_1, \dots, F_z)} \cdot \frac{\partial f(x_i; F_1, \dots, F_z)}{\partial F_z} &= 0
\end{aligned}
\tag{Gl. 12.8}$$

Das Gleichungssystem besitzt unter bestimmten Regularitätsvoraussetzungen genau einen Lösungsvektor $\vec{\Phi}$ /Storm/. Die mittels Maximum-Likelihood-Methode geschätzten Parameter sind immer konsistent und mindestens asymptotisch erwartungstreu /Rinne/. Die Maximum-Likelihood-Methode nimmt eine dominierende Stellung in der Schätztheorie ein, nicht zuletzt deswegen, weil deren Schätzfunktionen auch wirksamst und immer suffizient sind /Storm/.

Für Exponential- und Normalverteilungen sind die Momentenmethode und die Maximum-Likelihood-Methode identisch.

12.3.1.4 Methode der kleinsten Quadrate

Bei diesem ursprünglich aus der Regressionsrechnung stammenden Verfahren werden die unbekannt Parameter der anzupassenden Verteilungsfunktion so bestimmt, dass sich für die Summe der Abstandsquadrate zwischen Anpassungskurve $F(x)$ und empirischer Verteilung $F_n(x)$ ein Minimum ergibt. Begründet wird dieser Ansatz mit dem Hauptsatz der Statistik (Gesetz von Gliwenko z.B. /Rinne/), der besagt, dass sich die empirische Verteilungsfunktion mit zunehmendem Stichprobenumfang der theoretischen Verteilungsfunktion nähert. Es lässt sich zeigen, dass die empirische Summenhäufigkeitsfunktion eine erwartungstreue, konsistente und effektive Schätzung der theoretischen Verteilungsfunktion darstellt /Storm/.

Die Summe der Abstandsquadrate s ist folgendermaßen definiert:

$$s = \sum_{i=1}^n \left[F_n(x_i) - F(x_i, \vec{\Phi}) \right]^2 \Rightarrow \text{MIN} \tag{Gl. 12.9}$$

mit n = Anzahl Stichprobenwerte.

Wie bei der Likelihood-Funktion werden die Parameter Φ_i bestimmt, indem die Funktion s partiell nach den Parametern differenziert und gleich Null gesetzt wird. Es entsteht wiederum ein i.d.R. nichtlineares Gleichungssystem mit z Gleichungen für z unbekannte Parameter:

$$\begin{aligned}
-\frac{1}{2} \cdot \frac{\partial s(F_1, \dots, F_z)}{\partial F_1} &= \sum_{i=1}^z [F_n(x_i) - F(x_i; \vec{F})] \cdot \frac{\partial F(x_i; \vec{F})}{\partial F_1} = 0 \\
-\frac{1}{2} \cdot \frac{\partial s(F_1, \dots, F_z)}{\partial F_2} &= \sum_{i=1}^z [F_n(x_i) - F(x_i; \vec{F})] \cdot \frac{\partial F(x_i; \vec{F})}{\partial F_2} = 0 \\
&\vdots \\
-\frac{1}{2} \cdot \frac{\partial s(F_1, \dots, F_z)}{\partial F_z} &= \sum_{i=1}^z [F_n(x_i) - F(x_i; \vec{F})] \cdot \frac{\partial F(x_i; \vec{F})}{\partial F_z} = 0
\end{aligned}
\tag{Gl. 12.10}$$

12.3.1.5 Supremum-Minimum-Methode

Die Supremum-Minimum-Methode ist ein auf die Hyperexponentialverteilung zugeschnittenes Verfahren, das die Prüfgröße D als den betragsmäßigen Maximalwert der Differenz zwischen beobachteter Verteilungsfunktion $F_n(x)$ und hypothetischer Funktion $F(x)$ des zweiseitigen Kolmogoroff-Smirnoff-Anpassungstests (siehe auch Abschnitt 12.3.2.2) minimiert:

$$D = \max_{i=1}^n |F(x_i) - F_n(x_i)| \tag{Gl. 12.11}$$

mit n = Anzahl Stichprobenwerte.

Wie beschrieben stellt der Parameter a der Hyperexponentialverteilung den Anteil kurzzeitiger Aus-Dauern zur Anzahl der Gesamtausfälle, der Parameter τ_{A1} , bzw. τ_{A2} den Mittelwert kurzer bzw. langer Aus-Dauern dar (siehe Tabelle 12.1). Bei einem bestimmten Wert für a können die Parameter τ_{A1} und τ_{A2} mittels der Momentenmethode nach Gl. 12.4 geschätzt werden. Die Wahl des Parameters a stellt den Freiheitsgrad dar und wird so bestimmt, dass das Supremum nach Gl. 12.11 ein Minimum annimmt.

12.3.2 Anpassungstests

12.3.2.1 Allgemeines

Um die Güte der Anpassung der nach Abschnitt 12.3.1 ermittelten Funktion an die empirische Summenhäufigkeitsfunktion zu beurteilen, ist die Durchführung von Anpassungstests notwendig.

Bei Anpassungstests wird zwischen verteilungsgebundenen und verteilungsfreien sowie zwischen parametrischen und nichtparametrischen Tests unterschieden. Von einem verteilungsgebundenen Test wird gesprochen, wenn die Verteilung der Prüfgröße vom Typ der hypothetischen Verteilungsfunktion abhängt, dementsprechend sind bei verteilungsfreien

Tests die Teststatistiken unabhängig von der speziellen Form der angenommenen Verteilung. Bei Abhängigkeit des Tests von den Verteilungsparametern handelt es sich um einen parametrischen Test, bei dem von der Kenntnis des Verteilungstyps ausgegangen wird. Ansonsten handelt es sich um einen nichtparametrischen Anpassungstest /Rinne/.

Für die hier zu untersuchende Fragestellung sind verteilungsfreie, nichtparametrische Tests besonders geeignet. Der Kolmogoroff-Smirnoff-Test und der Chi-Quadrat-Test (χ^2 -Quadrat-Test) sind hier die bekanntesten. Für den Chi-Quadrat-Test sind gruppierte Daten notwendig, wobei jede Klasse mindestens fünf Stichprobenwerte enthalten sollte /Storm/. Aufgrund der Gruppierung der Daten ist der Chi-Quadrat-Test nur für große Stichproben geeignet, da sonst der durch die Klassifizierung entstehende Informationsverlust zu hoch ausfallen würde. Deshalb wird hier dem Kolmogoroff-Smirnoff-Test der Vorzug gegeben.

Aufgrund der Zufälligkeit einer Stichprobe werden empirische und theoretische Verteilung zufallsbedingt voneinander abweichen. Die Schwierigkeit besteht darin festzustellen, ob diese Abweichung daraus resultiert, dass die Stichprobe nicht der Grundgesamtheit entstammt oder rein zufälliger Natur ist. Prinzipiell ist darüber keine absolut sichere Aussage möglich. Anhand einer geeigneten Teststatistik ist es jedoch möglich, unter Angabe eines Signifikanzniveaus, eine Testentscheidung zu treffen.

12.3.2.2 Kolmogoroff-Smirnoff-Test

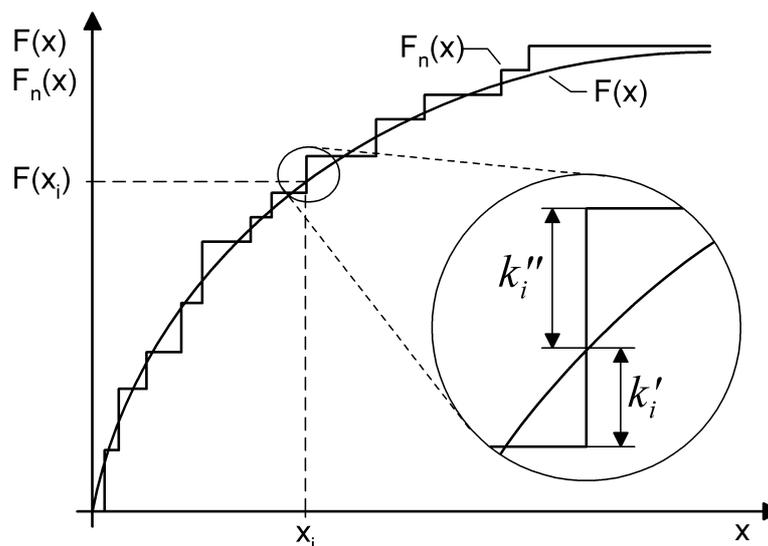
Vorteil des Kolmogoroff-Smirnoff-Anpassungstests ist, dass er auch bei kleinen Stichprobenumfängen trotz Abnahme der Trennschärfe immer noch gute Ergebnisse erzielt. Zur Durchführung des Tests wird die Prüfgröße D , die sich aus dem Vergleich der hypothetischen Verteilungsfunktion mit der empirischen Verteilungsfunktion ergibt, mit einem kritischen Wert, der abhängig von einem gewünschten Signifikanzniveau α^* ist, verglichen.

Die Prüfgröße D ist die maximale Ordinatendifferenz zwischen empirischer und hypothetischer Verteilungsfunktion. Die Summenhäufigkeitsverteilung ist eine stückweise konstante Funktion während die theoretische Verteilung eine streng monoton wachsende Funktion darstellt. Daher sind zur Berechnung der maximalen Abweichung nur die Sprungstellen zu betrachten, d.h. es ist die Folge k_i der absoluten Differenzen an den Sprungstellen zwischen den beiden Funktionen zu untersuchen. Die kleinste obere Schranke dieser Folge, auch Supremum genannt, entspricht dann der maximalen Ordinatendifferenz und ist die gesuchte Prüfgröße /Büning et al./:

$$D = \max_{i=1}^n |F(x_i) - F_n(x_i)| = \sup(k_i) \quad \text{Gl. 12.12}$$

mit $k'_i = |F(x_i) - F_n(x_i)|$; $k''_i = |F(x_i) - F_n(x_{i+1})|$; $F(x)$ = hypothetische Verteilungsfunktion; $F_n(x)$ = empirische Verteilungsfunktion und $i = 1, 2, \dots, n$; n = Anzahl Stichprobenwerte.

Eine grafische Darstellung zur Ermittlung der Prüfgröße ist in Bild 12.3 zu sehen. Ist die Prüfgröße größer als der kritische Wert, wird die Hypothese, dass es sich um die untersuchte Verteilungsfunktion handelt, verworfen. Das Signifikanzniveau α^* ist die Fehlerwahrscheinlichkeit für eine fälschliche Verwerfung der hypothetischen Verteilungsfunktion. Übliche Werte für das Signifikanzniveau α^* liegen in einem Bereich von 0,5 % bis 20 %.



Legende: siehe Gl. 12.12.

Bild 12.3: Ermittlung der Prüfgröße beim Kolmogoroff-Smirnoff-Anpassungstest

Umgekehrt zur oben beschriebenen Vorgehensweise kann aber auch die Grenzwahrscheinlichkeit α aus der Prüfgröße D bestimmt werden, ab welcher die Hypothese gerade noch angenommen wird /Rinne/. Dieses Verfahren wird hier angewendet, da mittels der unterschiedlichen Werte für die Grenzwahrscheinlichkeit der einzelnen zu testenden Verteilungsfunktionen ein quantitativer Vergleich möglich ist.

Die Grenzwahrscheinlichkeit α berechnet sich unter Voraussetzung der sogenannten Kolmogoroff-Statistik aus der Anzahl n und der Prüfgröße D :

$$a = D \cdot \sum_{j=0}^{\lfloor n-nD \rfloor} \binom{n}{j} \cdot \left(1 - D - \frac{j}{n}\right)^{n-j} \cdot \left(D + \frac{j}{n}\right)^{j-1} \quad \text{Gl. 12.13}$$

Für einen großen Stichprobenumfang n ist es für die Berechnung von α zweckmäßig, folgende Näherungsformel zu verwenden:

$$a \approx 1 - e^{-2nD^2} \quad \text{Gl. 12.14}$$

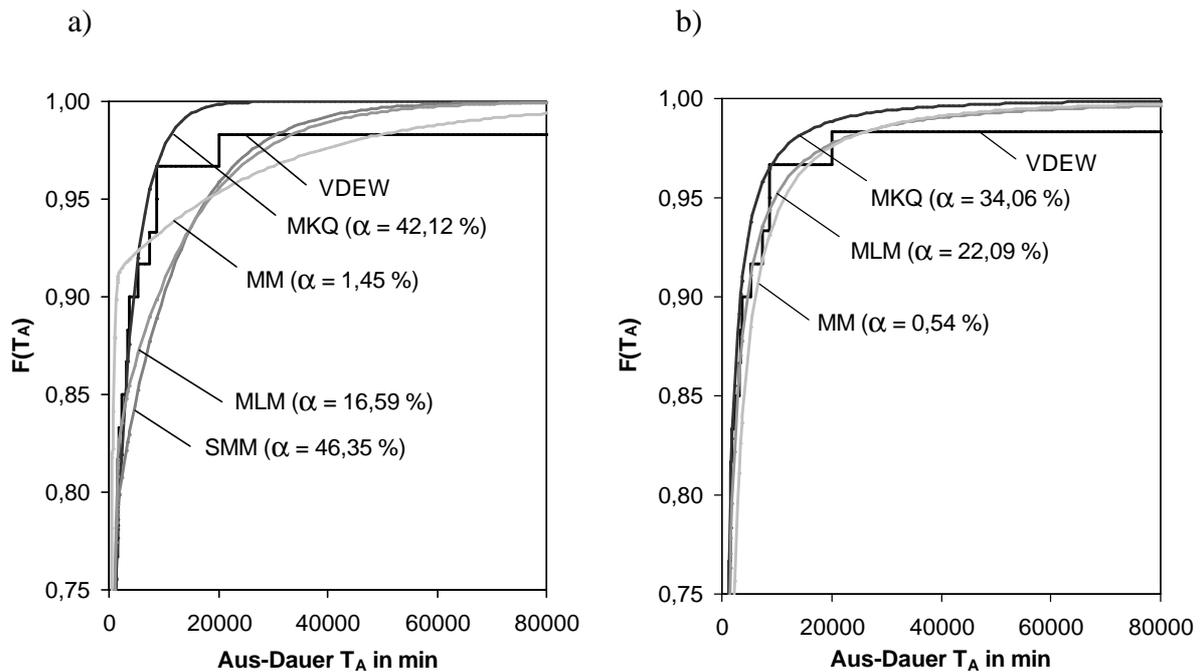
12.3.3 Verteilungsfunktionen aus der VDEW-Störungsstatistik

12.3.3.1 Allgemeines

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der statistischen Analyse von Betriebsmittel-Aus-Dauern der VDEW-Störungsstatistik beispielhaft anhand von verschiedenen Betriebsmitteltypen und Ausfallmodellen vorgestellt. Der Erfassungszeitraum für die aus der VDEW-Störungsstatistik stammenden und für die Auswertung benötigten empirischen Daten beträgt vier Jahre (1994-1997). Um eine ausreichende Datenbasis sicherzustellen, erfolgt eine Datenanalyse nur für Betriebsmittel und Ausfallmodelle, deren Stichprobenumfang größer zehn ist. Als Vergleichskriterium wird die mittels des Kolmogoroff-Smirnoff-Tests ermittelte Grenzwahrscheinlichkeit α verwendet.

12.3.3.2 Untersuchung von Parameterschätzmethoden

Bild 12.4 zeigt das Ergebnis der Anwendung unterschiedlicher Schätzmethoden auf eine konkrete Stichprobe für die beispielhaft ausgewählten Funktionstypen Hyperexponential- und Lognormalverteilung. Es handelt sich dabei um unabhängige Einfachausfälle von 220-kV-Transformatoren.



Legende: VDEW: empirische Verteilungsfunktion der VDEW-Störungsstatistik, MKQ: Methode der kleinsten Quadrate, MM: Momentenmethode, MLM: Maximum-Likelihood-Methode, SMM: Supremum-Minimum-Methode.

Bild 12.4: Vergleich verschiedener mittels unterschiedlicher Schätzmethoden ermittelter Verteilungsfunktionen und der empirischen Verteilung (VDEW) für unabhängige Einfachausfälle von 220-kV-Transformatoren
a) Hyperexponentialverteilung
b) Lognormalverteilung

Unterschiedliche Schätzmethoden besitzen unterschiedliche Güten. Anhand von Bild 12.4 lässt sich beispielhaft bestätigen, dass durch die Momentenmethode geschätzte Parameter meist eine geringere Güte besitzen, als Parameter die mittels Maximum-Likelihood-Methode geschätzt werden (Ausnahme: Exponential- und Normalverteilung, da in diesem Fall diese Methoden identisch sind). Für die meisten Untersuchungen liegt die Grenzwahrscheinlichkeit der mittels der Momentenmethode geschätzten Verteilungsfunktion deutlich unter der mit anderen Schätzmethoden ermittelten Funktionen. Welche Schätzmethoden allerdings die besten Resultate erzielen, kann durchaus verschieden sein. Für Bild 12.4 ergeben sich beispielsweise im Falle der Hyperexponentialverteilung die besten Ergebnisse bei Anwendung der Supremum-Minimum-Methode, während für die Lognormalverteilung die Methode der kleinsten Quadrate dominiert (siehe auch Tabelle 13.5, Tabelle 13.6 und Tabelle 13.9 in Anhang E).

12.3.3.3 Untersuchung von Verteilungsfunktionstypen

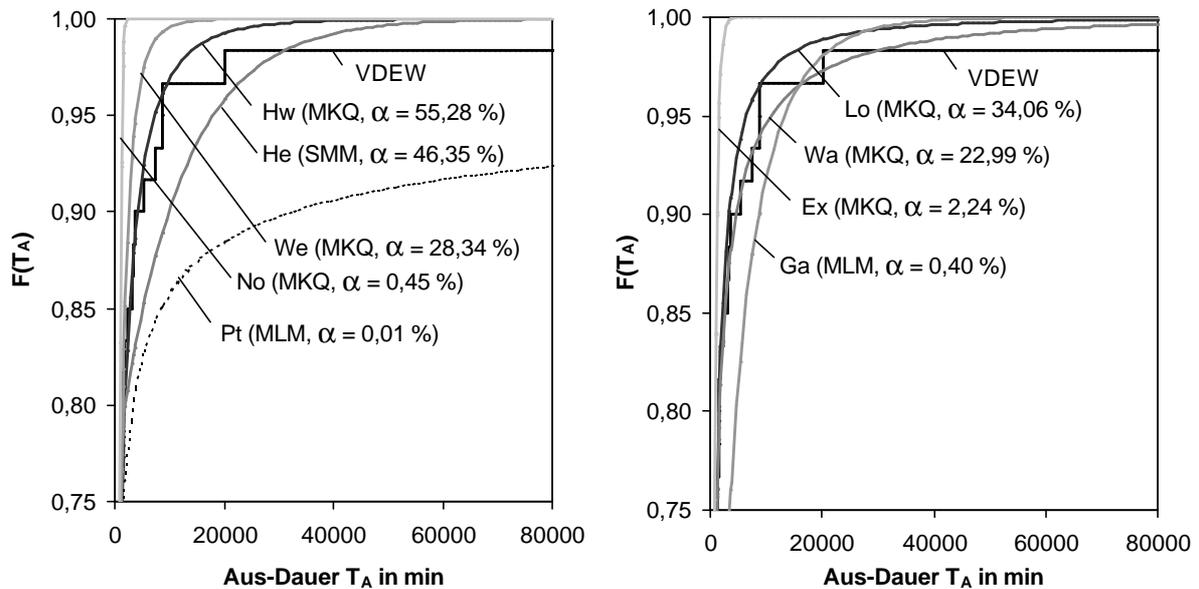
Ergebnisse zur Untersuchung der Anpassbarkeit der unterschiedlichen Verteilungsfunktionstypen zeigt Bild 12.5. Die statistischen Auswertungen werden anhand der Beispiele unabhängiger Einfachausfall von 220-kV-Transformatoren und 220-kV-Freileitungen dargestellt. Die Funktionen werden für alle implementierten Verteilungstypen für die jeweiligen Parameterschätzmethoden, die die beste Anpassbarkeit, d.h. die höchste Grenzwahrscheinlichkeit α des Kolmogoroff-Smirnoff-Tests aufweisen, präsentiert.

Man erkennt, dass sich von den untersuchten Verteilungstypen die Hyperweibullverteilung den beobachteten Kurven am besten annähert. Im Gegensatz zu den anderen Funktionstypen ist die Hyperweibullverteilung fünf-parametrisch, was eine gute Anpassungsfähigkeit an die empirischen Verteilungsfunktionen ermöglicht. Die Analyse aller Ausfallmodelle, Betriebsmitteltypen und Spannungsebenen der VDEW-Störungsstatistik zeigt, dass sich diese Aussage verallgemeinern lässt (vgl. auch Tabelle 13.9 in Anhang E). Lediglich in einzelnen Fällen ergibt sich eine bessere Anpassbarkeit für die zwei-parametrische Pearson Typ 5-Verteilung oder eine gleich gute Anpassung der Hyperexponentialverteilung als Sonderfall der Hyperweibullverteilung. Nach der Hyperweibullverteilung weist die Hyperexponentialverteilung aufgrund der nächst höheren Parameteranzahl eine sehr gute Anpassbarkeit auf. Dennoch erlauben die zwei-parametrischen Weibull-, Wald- und im Speziellen die Lognormal- und Pearson Typ 5-Verteilung oftmals ähnlich gute und in manchen Fällen sogar bessere Ergebnisse als die Hyperexponentialverteilung.

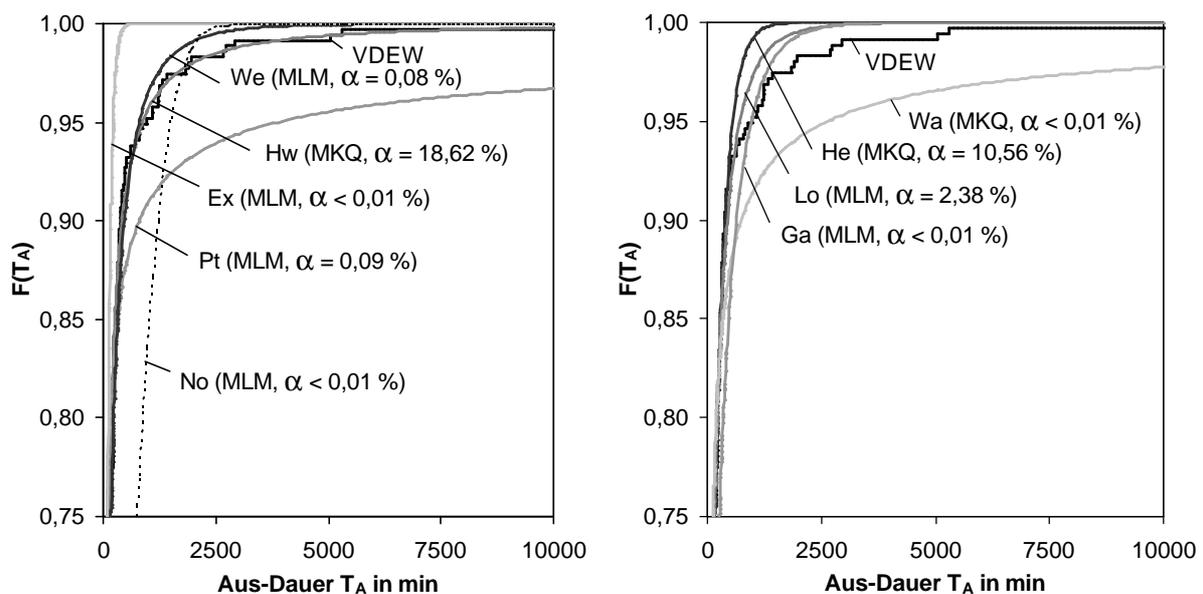
Daher sollte für jeden Komponententyp und jedes Ausfallmodell die jeweils am besten geeignete Funktion ausgewählt werden. Die Gamma- und speziell die Normal- und Exponentialverteilungen liefern in der überwiegenden Anzahl der Fälle unbefriedigende Ergebnisse. Nicht nur anhand der Grenzwahrscheinlichkeit α ist dies in Bild 12.5 deutlich erkennbar.

Für die übrigen Betriebsmitteltypen und Ausfallmodelle für 220-kV-, 380-kV- und mit Erdschlusskompensation betriebene 110-kV-Netze befinden sich die Ergebnisse der Parameterschätzung und des Anpassungstests für die am besten an die jeweilige empirische Verteilungsfunktion anpassbare Verteilungsfunktionen in Tabelle 13.5, Tabelle 13.6 und Tabelle 13.9 in Anhang E.

a)



b)



Legende: siehe auch Bild 12.4, Ex: Exponentialverteilung, Ga: Gammaverteilung, He: Hyperexponentialverteilung, Hw: Hyperweibullverteilung, Lo: Lognormalverteilung, No: Normalverteilung, Pt: Pearson Typ 5-Verteilung, Wa: Wald-Verteilung, We: Weibullverteilung.

Bild 12.5: Vergleich der empirischen Verteilung (VDEW) mit verschiedenen voll spezifizierten Verteilungsfunktionen, ermittelt mit der Schätzmethode, die die höchste Grenzwahrscheinlichkeit erzielt

a) Unabhängiger Einfachausfall 220-kV-Transformatoren

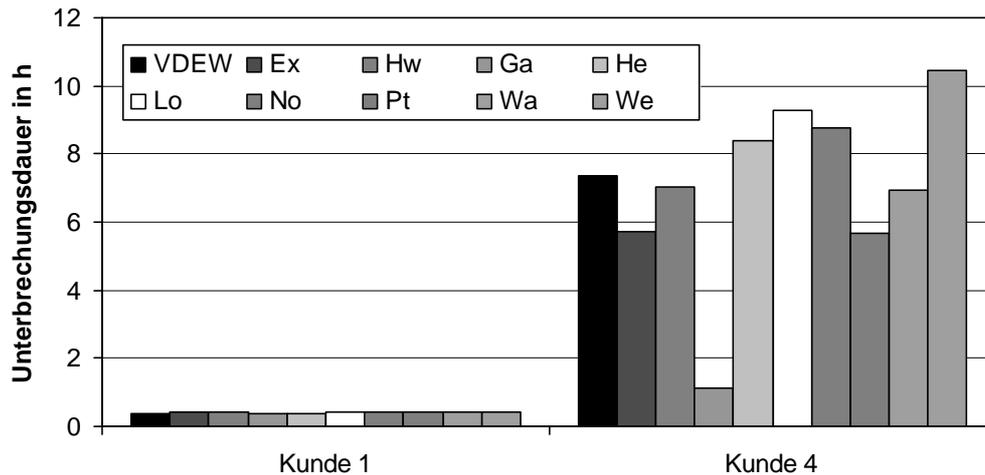
b) Unabhängiger Einfachausfall 220-kV-Freileitungen

Die Ergebnisse zeigen, dass in allen Fällen, mit einer Ausnahme, eine Grenzwahrscheinlichkeit zwischen 7 % und 79 % erzielt wird. Lediglich für unabhängige Einfachausfälle von 110-kV-Freileitungen wird eine Grenzwahrscheinlichkeit von 0,55 % erreicht. Je nach Anwendungsfall liegen übliche Werte für das Signifikanzniveau α^* und damit auch für die Grenzwahrscheinlichkeit α in einem Bereich von 0,5 % bis 20 %. Insbesondere bei diskreten Verteilungen mit einer großen Stichprobenanzahl stellt ein Signifikanzniveau $\alpha < 1$ % keine Seltenheit dar /Büning et. al./. Ein Grund für den niedrigen Wert der Grenzwahrscheinlichkeit kann aber auch die Tatsache sein, dass in Realität die Aus-Dauern der Betriebsmittel von verschiedenen stochastischen und/oder deterministischen Einflüssen bestimmt werden, die nicht getrennt werden können. Wenn deterministische Einflüsse Bedeutung haben und die empirische Funktion nicht einem Standardfunktionstyp entspricht, liefern statistische Tests nur unzulängliche Ergebnisse.

12.3.3.4 Berechnungsbeispiel

Dieser Abschnitt beschreibt beispielhaft den Einfluss verschiedener Verteilungsfunktionstypen der Betriebsmittel-Aus-Dauer auf die Ergebnisse einer Zuverlässigkeitsberechnung ausgewählter Kunden von Beispielnetz II (siehe Abschnitt 13.2). Die Berechnungen erfolgen jeweils mit einem der vorgestellten Verteilungsfunktionstypen und den durch die Schätzmethoden ermittelten Parametern, die die beste Anpassung gegenüber der empirischen Verteilungsfunktion der VDEW-Störungsstatistik erzielten. Der jeweilige Verteilungsfunktionstyp wird für alle Betriebsmittel und alle Ausfallmodelle verwendet.

Bild 12.6 zeigt die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung anhand der Erwartungswerte der mittleren Unterbrechungsdauer für die Kunden 1 und 4 aus Beispielnetz II für die untersuchten Verteilungsfunktionstypen im Vergleich mit den Ergebnissen, die sich bei direkter Verwendung der diskreten Verteilungsfunktionen der Aus-Dauer der VDEW-Störungsstatistik ergeben.



Legende: siehe Bild 12.5

Bild 12.6: Erwartungswert der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen für verschiedene Verteilungsfunktionsstypen der Betriebsmittel-Aus-Dauer (Beispielnetz II)

Man erkennt deutlich, dass der zur Modellierung der Betriebsmittel-Aus-Dauer verwendete Verteilungsfunktionsstyp einen großen Einfluss auf den Erwartungswert der Unterbrechungsdauer von Kunde 4 hat, während die Ergebnisse für Kunde 1 keine signifikanten Unterschiede aufweisen. Die Ursache für dieses Ergebnis liegt in der Einbindungsart der Kunden in das Netz begründet. Kunde 1 ist an eine mehrfach eingebundene Doppelsammelschiene angeschlossen, während Kunde 4 über eine Einschleifung in das Netz eingebunden ist. Kunde 1 erfährt somit vorwiegend Versorgungsunterbrechungen durch Ausfälle der Sammelschiene selbst, die jedoch durch Wiederversorgungsmaßnahmen wie Sammelschienenwechsel (nach 0,5 h) meist vor Ablauf der Aus-Dauer behoben werden können. Kunde 4 erleidet dagegen Versorgungsunterbrechungen durch Common-Mode-Ausfälle der speisenden Leitungen oder der Sammelschiene selbst, die aber erst nach Ablauf der Aus-Dauer, d.h. nach Reparatur, zu beheben sind. Somit sind die Ergebnisse für diejenigen Kunden besonders vom Verteilungstyp der Aus-Dauer abhängig, bei denen der Großteil der Versorgungsunterbrechungen nicht durch Wiederversorgungsmaßnahmen, sondern erst nach Ablauf der Aus-Dauer zu beenden ist.

Die verschiedenen Erwartungswerte der Zuverlässigkeitskenngröße Unterbrechungsdauer für verschiedene Verteilungsfunktionsstypen der Aus-Dauer ergeben sich aufgrund der verschiedenen Funktionsparameter der Aus-Dauer-Verteilungsfunktionen. Durch die unterschiedliche Anpassbarkeit der verschiedenen Verteilungsfunktionsstypen an die diskreten Verteilungen der VDEW-Störungsstatistik ergeben sich Funktionsparameter, die unterschiedliche

Erwartungswerte der Funktionen bedingen. Lediglich bei Verwendung der Momentenmethode, die aber in den wenigsten Beispielen zufriedenstellende Schätzergebnisse lieferte, sind der Erwartungswert der diskreten Verteilungsfunktion und der hypothetischen anzupassenden Verteilungsfunktion gleich (vgl. Abschnitt 12.3.1.2).

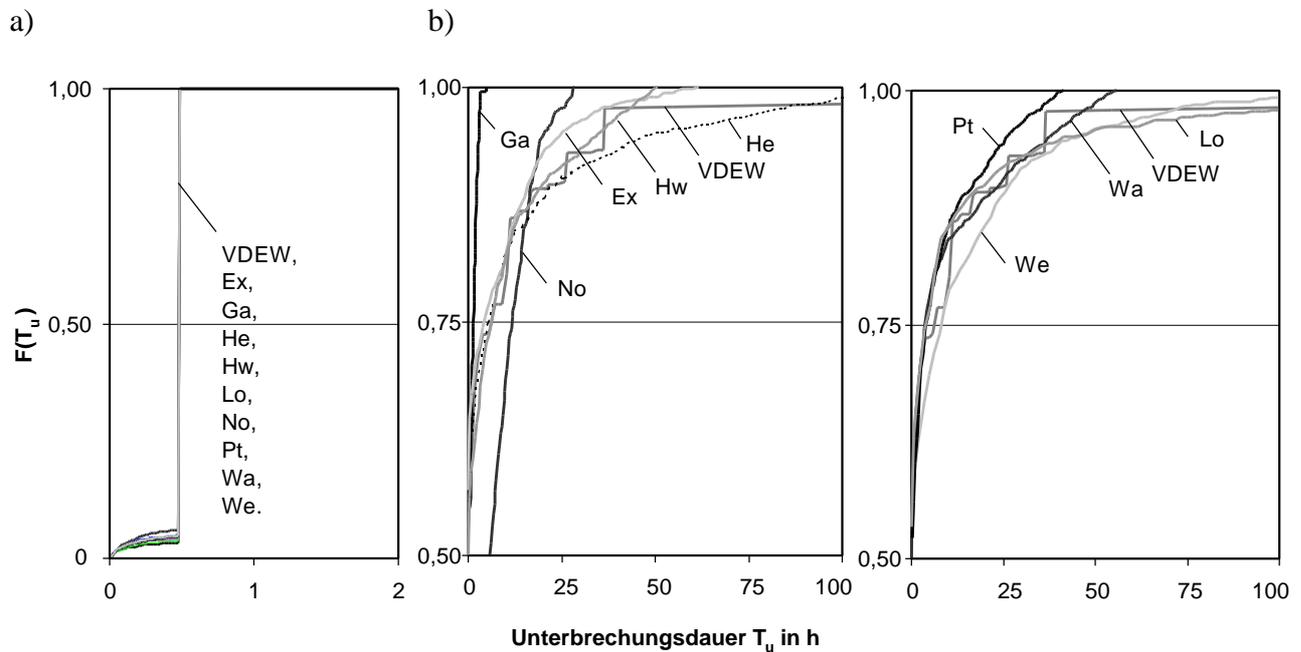
Erkennbar ist in Bild 12.6, dass unter Verwendung der Verteilungsfunktionen, die die beste Anpassbarkeit erlauben (Hyperweibull-, Hyperexponentialverteilung), Ergebnisse erzielt werden, die nahe an den Ergebnissen liegen, die sich bei direkter Verwendung der diskreten Verteilungsfunktion der VDEW-Störungsstatistik ergeben. Die weniger gut anpassbaren Funktionstypen (z.B. Gamma-, Exponentialverteilung) liefern die größten Abweichungen zu den Ergebnissen der Verteilungsfunktion der VDEW-Störungsstatistik. Eine Ausnahme stellt hier die Normalverteilung dar, bei deren Verwendung, trotz ihrer schlechten Anpassbarkeit, ein Erwartungswert erzielt wird, der dicht bei dem Ergebnis liegt, welches sich bei Verwendung der Verteilungsfunktionen der VDEW-Störungsstatistik ergibt.

Bild 12.7 zeigt die Verteilungsfunktionen der Unterbrechungsdauern für die beiden Kunden. Hier wird das Ergebnis für die geringen Unterschiede, die sich bei Verwendung unterschiedlicher Aus-Dauer-Verteilungsfunktionen für Kunde 1 ergeben, bestätigt. Aufgrund der Durchführung von Wiederversorgungsmaßnahmen ist die Wahrscheinlichkeit für den Eintritt von länger als 0,5 h andauernden Versorgungsunterbrechungen nahezu null.

Für Kunde 4 wird die Notwendigkeit der Verwendung von möglichst kontinuierlichen Verteilungsfunktionen der Aus-Dauer sichtbar. Aufgrund der geringen Datenbasis für einige Ausfallmodelle und Betriebsmittel ist der Verlauf der Verteilungsfunktion der Unterbrechungsdauer bei Verwendung der diskreten Aus-Dauer-Verteilungsfunktionen der VDEW-Störungsstatistik deutlich diskret. In Realität wird sich der Verlauf bei einer geeigneten, möglichst umfangreichen Datenbasis aber einer kontinuierlichen Funktion annähern. Die Verwendung von kontinuierlichen, an die diskreten Funktionen angepasste Verteilungen ist daher sinnvoll, da so die Modellierung realitätsnäher erfolgt.

Weiterhin werden die Ergebnisse für Kunde 4 aus Bild 12.6 in Bild 12.7 für die meisten Verteilungsfunktionstypen bestätigt. Die Verteilungsfunktionstypen, bei deren Verwendung sich Erwartungswerte der Unterbrechungsdauer ergeben, die nur kleine Abweichungen zu dem Erwartungswert aufweisen, der sich bei Verwendung der diskreten empirischen Verteilungsfunktionen ergibt, zeigen ebenfalls eine gute Anpassbarkeit der Verteilungsfunktionen der Unterbrechungsdauer. Lediglich für den Verteilungsfunktionstyp Normalverteilung trifft dies nicht zu, da trotz guter Übereinstimmung der Erwartungswerte der Unterbrechungs-

dauern der Verlauf der Verteilungsfunktion, die sich bei Verwendung normalverteilter Aus-Dauern ergibt, sehr stark von der diskreten VDEW-Verteilungsfunktion der Unterbrechungsdauer abweicht.



Legende: siehe Bild 12.5.

Bild 12.7: Verteilungsfunktionen der Dauer von Versorgungsunterbrechungen für verschiedene Verteilungsfunktionsstypen der Betriebsmittel-Aus-Dauer
a) Kunde 1, Beispielnetz II
b) Kunde 4, Beispielnetz II

12.3.4 Schlussfolgerungen für die Datenermittlung

Es wird gezeigt, dass die Verwendung von kontinuierlichen Verteilungsfunktionen zur Nachbildung der Betriebsmittel-Aus-Dauer zur Vermeidung bzw. zum Ausgleich von Datenungenauigkeiten und zur sinnvollen Ergänzung kleiner Datenbasen empfehlenswert ist. Dazu werden neun verschiedene Standardverteilungsfunktionsstypen bzw. speziell aus Standardverteilungsfunktionsstypen (im Falle der Hyperexponential- und Hyperweibullverteilung) hergeleitete Funktionstypen verwendet. Die Parameter dieser Funktionen werden mittels verschiedener Methoden geschätzt und die Ergebnisse anhand der Berechnung der Grenzwahrscheinlichkeit analog dem Kolmogoroff-Smirnoff-Test verifiziert.

Aus der Beispielauswertung lässt sich schließen, dass die Parameterschätzmethoden, mit denen die besten Ergebnisse erzielt werden, oftmals unterschiedlich sind. Gute Ergebnisse erzielen in den überwiegenden Fällen die Maximum-Likelihood-Methode, die speziell für die

Hyperexponentialverteilung entwickelte Suprem-Minimum-Methode und die ursprünglich aus der Regressionsrechnung stammende Methode der kleinsten Quadrate. Mit der Momentenmethode werden nur in einigen Fällen (Ausnahme: Exponential- und Normalverteilung, wo Maximum-Likelihood- und Momentenmethode identisch sind) zufriedenstellende Ergebnisse erzielt.

Generell lassen sich die besten Anpassungen mit denjenigen Funktionstypen erzielen, die eine hohe Parameteranzahl aufweisen. Daher liefert die für die hier zu untersuchende Fragestellung speziell entwickelte Hyperweibullverteilung im Vergleich zu den übrigen untersuchten Funktionstypen in den allermeisten Fällen die besten Ergebnisse. Die Auswertung zeigt aber, dass in Einzelfällen auch andere Funktionstypen selbst mit geringerer Parameteranzahl gleichwertige oder sogar bessere Anpassungen erbringen können.

Als Eingangsdaten einer Zuverlässigkeitsanalyse sollte daher für jedes Ausfallmodell und jeden Komponententyp diejenige Verteilungsfunktion ausgewählt werden, die unabhängig von der Art der Schätzmethode die beste Anpassung an die empirische Verteilung der VDEW-Störungsstatistik erlaubt.

Die zuverlässigkeitstechnische Untersuchung eines Beispielnetzes zeigt, dass der Verteilungsfunktionstyp der Betriebsmittel-Aus-Dauer auf die Dauer von Versorgungsunterbrechungen derjenigen Kunden besonderen Einfluss hat, deren Versorgungsunterbrechungen in der Regel nicht vor Ende der Aus-Dauer durch Schaltmaßnahmen behoben werden können. In diesen Fällen zeigen ebenfalls die Verteilungsfunktionstypen, die die größten Werte für die Grenzwahrscheinlichkeit bei der Durchführung des Anpassungstests erzielten, die beste Anpassbarkeit der Ergebnisse, d.h. die beste Übereinstimmung des Erwartungswertes und des Verteilungsfunktionsverlaufs der Unterbrechungsdauer bei Verwendung des hypothetischen Funktionstyps und des diskreten Funktionstyps der VDEW-Störungsstatistik.

Da die Unterbrechungsdauer zur Ermittlung anderer Kenngrößen, wie z.B. Nichtverfügbarkeit, nicht zeitgerecht gelieferte Energie oder in monetären Kenngrößen weiter Eingang findet, ist eine möglichst korrekte Ermittlung und Verwendung der Verteilungsfunktionen für die Betriebsmittel-Aus-Dauer insbesondere für Risikoanalysen von besonderem Interesse.

13 Anhang E: Beispielnetze

13.1 Beschreibung des Verbundnetzes (Beispielnetz I)

13.1.1 Allgemeines

Bei Beispielnetz I handelt es sich um ein realitätsnahes 220-kV-/380-kV-Übertragungsnetz, welches Energie in 10 Einspeisungen verschiedener 110-kV-Netzgruppen liefert. Diese Einspeisungen werden direkt als Kunde (Last) an den 220-kV- bzw. 380-kV-Sammelschienen nachgebildet. Das Netz ist ein reines Freileitungsnetz, das mit niederohmiger Sternpunktterdung betrieben wird. Bild 13.1 zeigt den Netzplan des Beispielnetzes I.

Das Beispielnetz I wird im Wesentlichen über sieben Kraftwerksblöcke gespeist. Das umgebende Verbundnetz wird durch Ersatzzweige und Ersatzspeisungen nachgebildet. Die Ersatzzweige sind in Bild 13.1 nicht dargestellt.

Tabelle 13.1 fasst die charakteristischen Daten von Beispielnetz I in einer Netzstatistik zusammen:

Tabelle 13.1: Netzstatistik des Beispielnetzes I ($U_n = 220 \text{ kV} / 380 \text{ kV}$)

Stromkreislänge in km	2062,3
Knotenanzahl	126
Anzahl der Kunden	10
Spitzenlast P in MW	1862,0
Spitzenlast Q in Mvar	472,0

Die Berechnungen erfolgen für Beispielnetz I mittels der Monte-Carlo-Simulationsmethode mit einem Gesamtsimulationszeitraum von 100.000 a. Bild 13.2 zeigt die Konvergenzeigenschaft des Verfahrens anhand des Verlaufs der Unterbrechungshäufigkeit und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie in Abhängigkeit der Anzahl der Simulationsspiele für den Kunden von Beispielnetz I mit dem geringsten Erwartungswert für die Unterbrechungshäufigkeit (Kunde 10). Der Betrachtungszeitraum T_{Betr} ist zu 5 a gewählt. Man erkennt eine gute Konvergenz des Verfahrens für die gewählte Gesamtsimulationsdauer von 100.000 a (= 20.000 Simulationsspiele * 5 a).

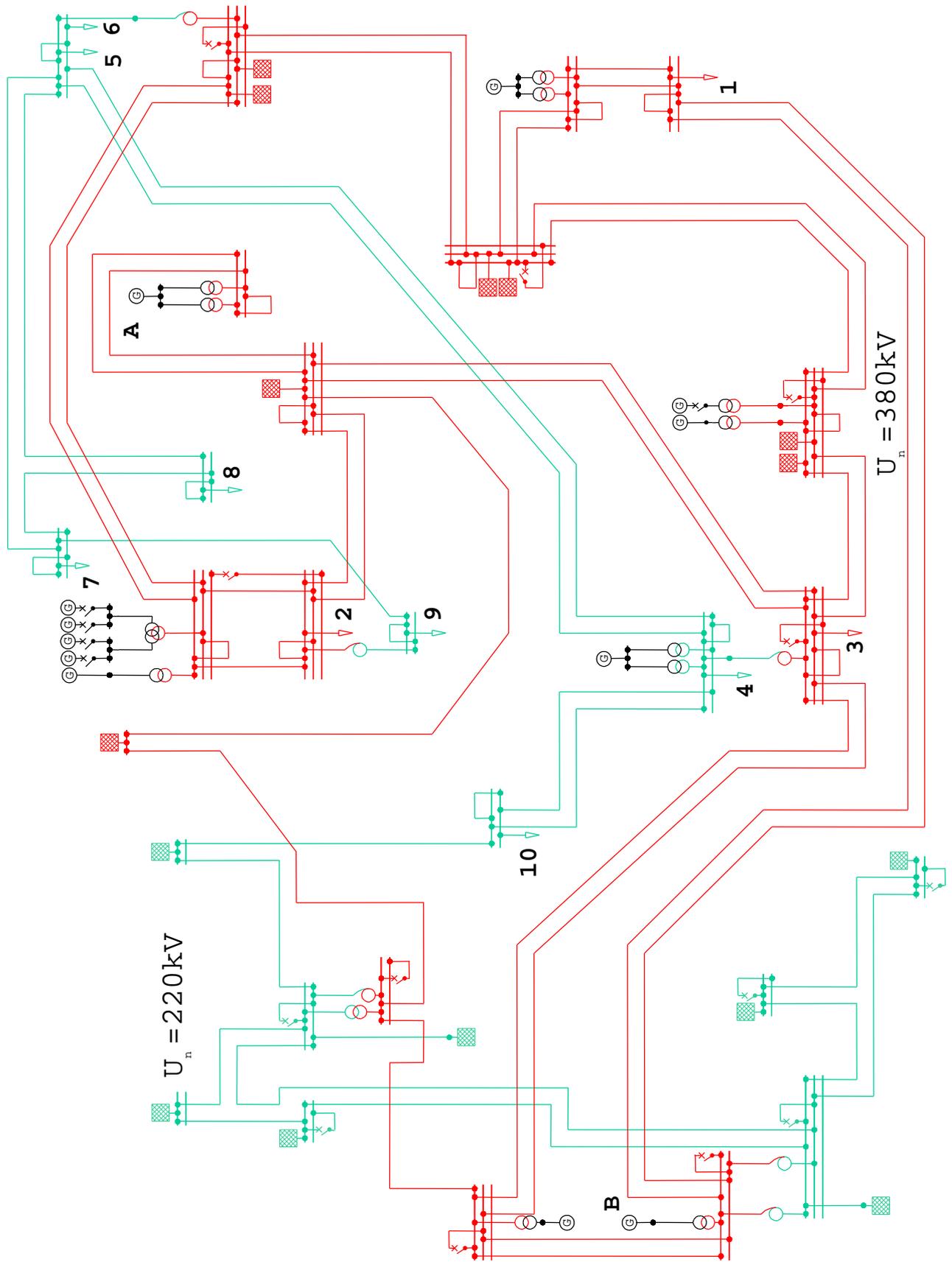


Bild 13.1: Netzplan des Beispielnetzes I

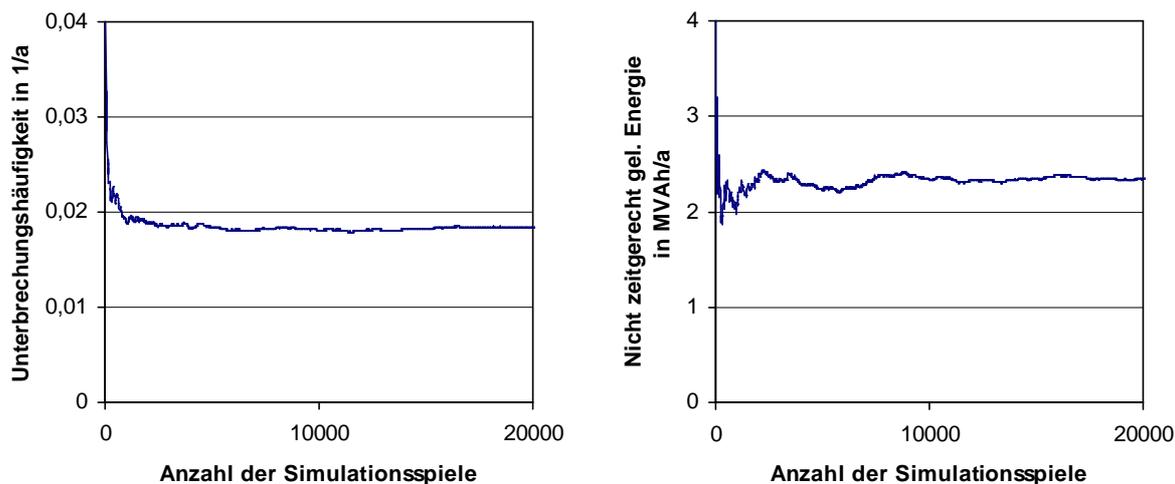


Bild 13.2: Konvergenzeigenschaft des Monte-Carlo-Simulationsverfahrens von Kunde 10 für die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie, $T_{\text{Betr}} = 5$ a

13.1.2 Verwendete Kenndaten

Tabelle 13.2: Zuverlässigkeitskenndaten von 380-kV-Betriebsmitteln (Beispielnetz I) nach /Böse et. al./

Ausfallmodell	Betriebsmittel	$E(H_A)$	$E(T_A)$	$E(p_A)$
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0049	9,53	-
	Transformator	0,0288	170,17	-
	Sammelschiene	0,011	0,38	-
	Feld abgangsseitig	0,0052	34,34	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0052	4,99	-
Common-Mode	Freileitung	0,00012	8,23	-
Schutzunterfunktion	-	-	0,10	0,0027
Schutzüberfunktion	-	-	0,69	0,0035

Legende: $E(H_A)$ Erwartungswert der Ausfallhäufigkeit in a^{-1} bzw. $km^{-1}a^{-1}$,

$E(T_A)$ Erwartungswert der Aus-Dauer in h,

$E(p_A)$ Erwartungswert der bedingten Wahrscheinlichkeit.

Tabelle 13.3: Zuverlässigkeitskenndaten von 220-kV-Betriebsmitteln (Beispielnetz I) nach /Böse et. al./

Ausfallmodell	Betriebsmittel	E(H _A)	E(T _A)	E(p _A)
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0071	3,68	-
	Transformator	0,044	49,37	-
	Sammelschiene	0,008	5,55	-
	Feld abgangsseitig	0,0028	18,75	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0038	11,29	-
Common-Mode	Freileitung	0,0005	7,77	-
Schutzunterfunktion	-	-	0,25	0,0028
Schutzüberfunktion	-	-	0,97	0,00059

Legende: siehe Tabelle 13.2.

Tabelle 13.4: Zuverlässigkeitskenndaten Kraftwerke nach /Mondovic et. al./

Kraftwerkstyp	λ	$1/\mu$	δ	s	T _z	D ₀	$1/\alpha$	$1/\beta$
Grundleistungsblock	0,0008	78,8	0,290	-	3	59	2760	6000
Mittelleistungsblock	0,0013	43,91	0,061	1,63	3	10	4760	4000
Spitzenleistungsblock	0,0279	91,05	0,164	7,83	0,17	81	8460	300

Legende: λ : Ausfallrate in 1/h,

μ : Instandsetzungsrate in 1/h,

δ : Abschalttrate im gestörten Betrieb in 1/h,

s: Startversagerwahrscheinlichkeit in %,

T_z: Anfahrzeit in h,

D₀: Wahrscheinlichkeit für Sofortabschaltung in %,

α : Anforderungsrate in Zustand Bedarf in 1/h,

β : Anforderungsrate in Zustand kein Bedarf in 1/h.

Die Dauer zur Durchführung von Wiederversorgungsmaßnahmen, wie z.B. für Sammelschienenwechsel, Einschaltung betriebsmäßig ausgeschalteter Betriebsmittel etc. beträgt nach /Mondovic et. al./ zwischen 0,3 h und 1 h.

Tabelle 13.5: Bestmögliche an die empirischen Verteilungen der VDEW-Störungsstatistik (Auswertungsjahre 1994-1997) angepasste Verteilungsfunktionen der Betriebsmittel-Aus-Dauer für 220-kV-Netze*

Ausfallmodell	Betriebsmittel	Verteilungsfunktionstyp/ Schätz- methode	Parameter der Verteilungs- funktion	Erwartungswert/ rel. Standard- abweichung der Ausgleichkurve	Ereignis- anzahl	Erwartungswert/ rel. Standard- abweichung der Stichprobe	Grenzwahr- scheinlich- keit α
Unabhängiger Einfach- ausfall	Frei- leitung	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,280$ $b_1 = 8,0 \text{ min}$ $b_2 = 145,2 \text{ min}$ $c_1 = 1,242$ $c_2 = 0,618$	$E(T_A) = 154 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 2,05$	355	$E(T_A) = 221 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 3,49$	18,62 %
	Trans- formator	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,328$ $b_1 = 238,2 \text{ min}$ $b_2 = 1285,8 \text{ min}$ $c_1 = 1,587$ $c_2 = 0,547$	$E(T_A) = 1551 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 2,38$	60	$E(T_A) = 2962 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 4,17$	55,28 %
	Feld abgangs- seitig	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,360$ $b_1 = 199,1 \text{ min}$ $b_2 = 1854,4 \text{ min}$ $c_1 = 6,961$ $c_2 = 1,127$	$E(T_A) = 1203 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,23$	11	$E(T_A) = 1125 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,12$	65,75 %
	Feld sammel- schienen- seitig	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,644$ $b_1 = 152,26 \text{ min}$ $b_2 = 1920,1 \text{ min}$ $c_1 = 1,427$ $c_2 = 1,579$	$E(T_A) = 702 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,44$	19	$E(T_A) = 677 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,39$	79,22 %
Common- Mode	Frei- leitung	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,503$ $b_1 = 46,09 \text{ min}$ $b_2 = 980,1 \text{ min}$ $c_1 = 1,695$ $c_2 = 1,312$	$E(T_A) = 469 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,39$	12	$E(T_A) = 466 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,40$	73,32 %

Legende: MKQ: Methode der kleinsten Quadrate.

* Ausgewertet wurden nur die Modelle und Betriebsmittel, für die im Betrachtungszeitraum mehr als 10 Ereignisse aufgetreten sind.

Tabelle 13.6: Bestmögliche an die empirischen Verteilungen der VDEW-Störungsstatistik (Auswertungsjahre 1994-1997) angepasste Verteilungsfunktionen der Betriebsmittel-Aus-Dauer für 380-kV-Netze*

Ausfallmodell	Betriebsmittel	Verteilungsfunktionstyp/ Schätz- methode	Parameter der Verteilungs- funktion	Erwartungswert/ rel. Standard- abweichung der Ausgleichkurve	Ereignis- anzahl	Erwartungswert/ rel. Standard- abweichung der Stichprobe	Grenzwahr- scheinlich- keit α
Unabhängiger Einfach- ausfall	Frei- leitung	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,160$ $b_1 = 6,4 \text{ min}$ $b_2 = 220,7 \text{ min}$ $c_1 = 2,203$ $c_2 = 0,679$	$E(T_A) = 243 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,70$	202	$E(T_A) = 572 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 4,16$	27,14 %
	Trans- formator	Hyper- weibull / MLM	$a = 0,430$ $b_1 = 224,6 \text{ min}$ $b_2 = 5647,3 \text{ min}$ $c_1 = 1,316$ $c_2 = 0,562$	$E(T_A) = 5385 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 2,62$	39	$E(T_A) = 5736 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 2,73$	63,58 %
	Feld- abgangs- seitig	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,808$ $b_1 = 277,7 \text{ min}$ $b_2 = 11882,2 \text{ min}$ $c_1 = 1,232$ $c_2 = 5,169$	$E(T_A) = 2306 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,88$	13	$E(T_A) = 2061 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 2,10$	71,65 %
	Feld- sammel- schienen- seitig	Hyper- exponential / MLM	$a = 0,572$ $\tau_{A1} = 198,2 \text{ min}$ $\tau_{A2} = 434,2 \text{ min}$	$E(T_A) = 299 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,14$	17	$E(T_A) = 299 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,13$	66,06 %
Schutzüber- funktion	-	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,371$ $b_1 = 5,5 \text{ min}$ $b_2 = 73,5 \text{ min}$ $c_1 = 1,165$ $c_2 = 1,503$	$E(T_A) = 44 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,06$	13	$E(T_A) = 42 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,01$	68,96 %

Legende: MKQ: Methode der kleinsten Quadrate, MLM: Maximum-Likelihood-Methode.

* Ausgewertet wurden nur die Modelle und Betriebsmittel, für die im Betrachtungszeitraum mehr als 10 Ereignisse aufgetreten sind.

13.2 Beschreibung des 110-kV-Netzes (Beispielnetz II)

13.2.1 Allgemeines

Beispielnetz II stellt ein aus zwei Netzgruppen bestehendes reales 110-kV-Verteilnetz dar, welches ein ländliches deutsches Gebiet mit elektrischer Energie versorgt. Es ist ein reines Freileitungsnetz, das mit Erdschlusskompensation betrieben wird. Die Versorgungsstruktur und die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen sind typisch für deutsche 110-kV-Verteilnetze. Bild 13.3 zeigt den Netzplan des Beispielnetzes II.

Die obere 110-kV-Netzgruppe wird an vier Standorten aus dem 220-kV-Verbundnetz über acht 220-kV-/110-kV-Transformatoren, die untere Netzgruppe an vier Standorten über sechs 220-kV-/110-kV-Transformatoren gespeist. Weiterhin existieren in der unteren Netzgruppe sechs kleine, dezentrale Kraftwerkseinheiten, die direkt in das 110-kV-Verteilnetz einspeisen.

Die beiden Netzgruppen sind im Normalbetrieb aufgrund der sonst zu hohen Kurzschlussleistung nicht gekuppelt, können aber im Störfall zu Zwecken der Störungsbehebung gekuppelt werden.

Das Netz versorgt insgesamt 63 Kunden bzw. Lasten. Dabei handelt es sich um ausgedehnte Mittelspannungsnetze, die als Last (Kunde) direkt an den 110-kV-Sammelschienen der Umspannwerke nachgebildet wurden. Für diese Kunden werden die Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt. Die Redundanz unterlagerter Netze wird nicht berücksichtigt. Von den überlagerten Netzen werden nur einige direkt angrenzende Betriebsmittel nachgebildet, die auch ausfallen können. Die nicht explizit nachgebildeten Betriebsmittel werden durch Ersatzzweige modelliert. Die Leitungslänge des Beispielnetzes II beträgt ca. 1200 km, die größtenteils als Mehrfachleitungen ausgeführt sind. Tabelle 13.7 fasst die charakteristischen Daten in einer Netzstatistik zusammen:

Tabelle 13.7: Netzstatistik des Beispielnetzes II ($U_n = 110$ kV)

Stromkreislänge in km	1204,1
Knotenanzahl	150
Anzahl der Kunden	63
Spitzenlast P in MW	1239,8
Spitzenlast Q in Mvar	403,5

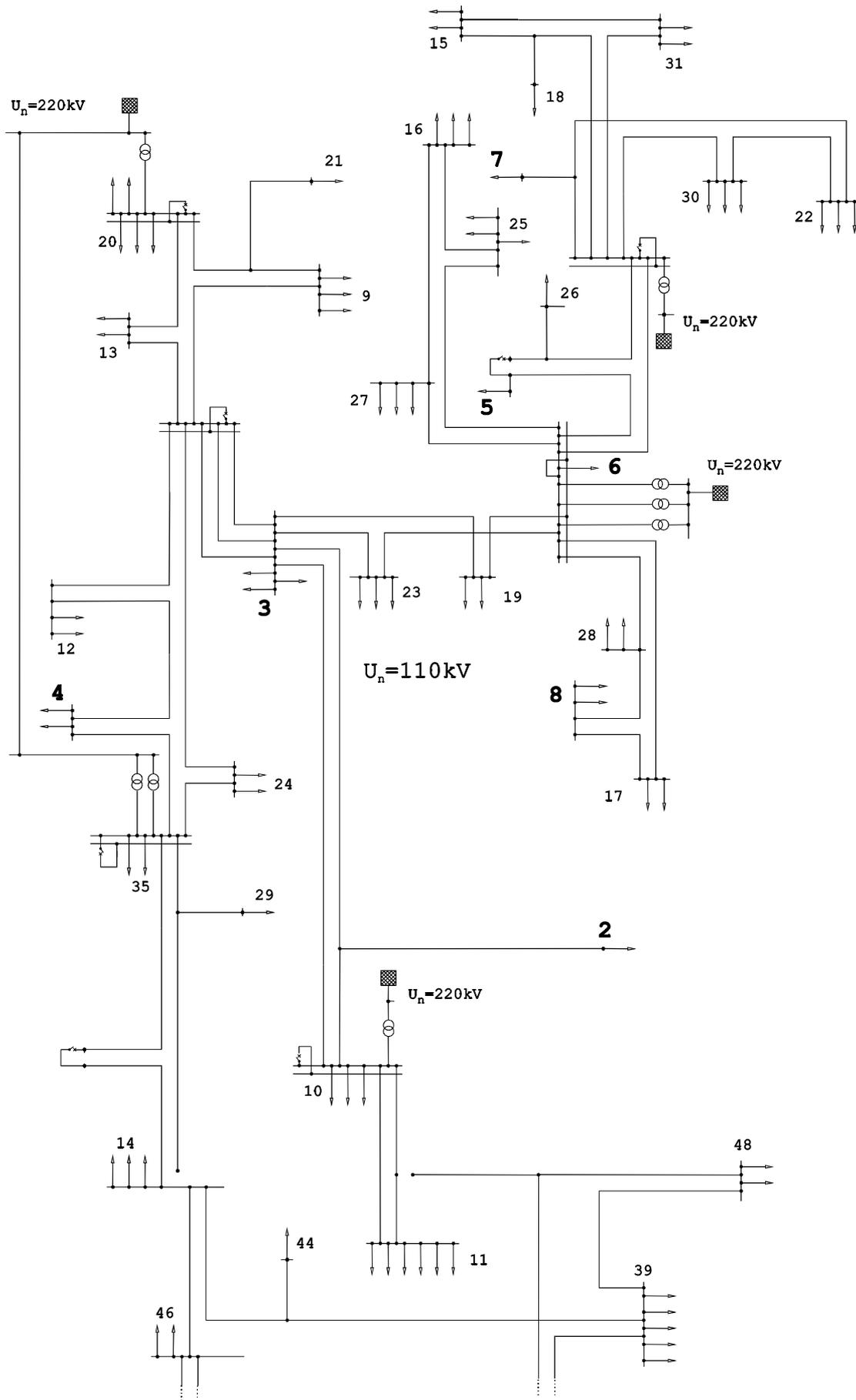


Bild 13.3: Netzplan des Beispielnetzes II (oberer Teil)

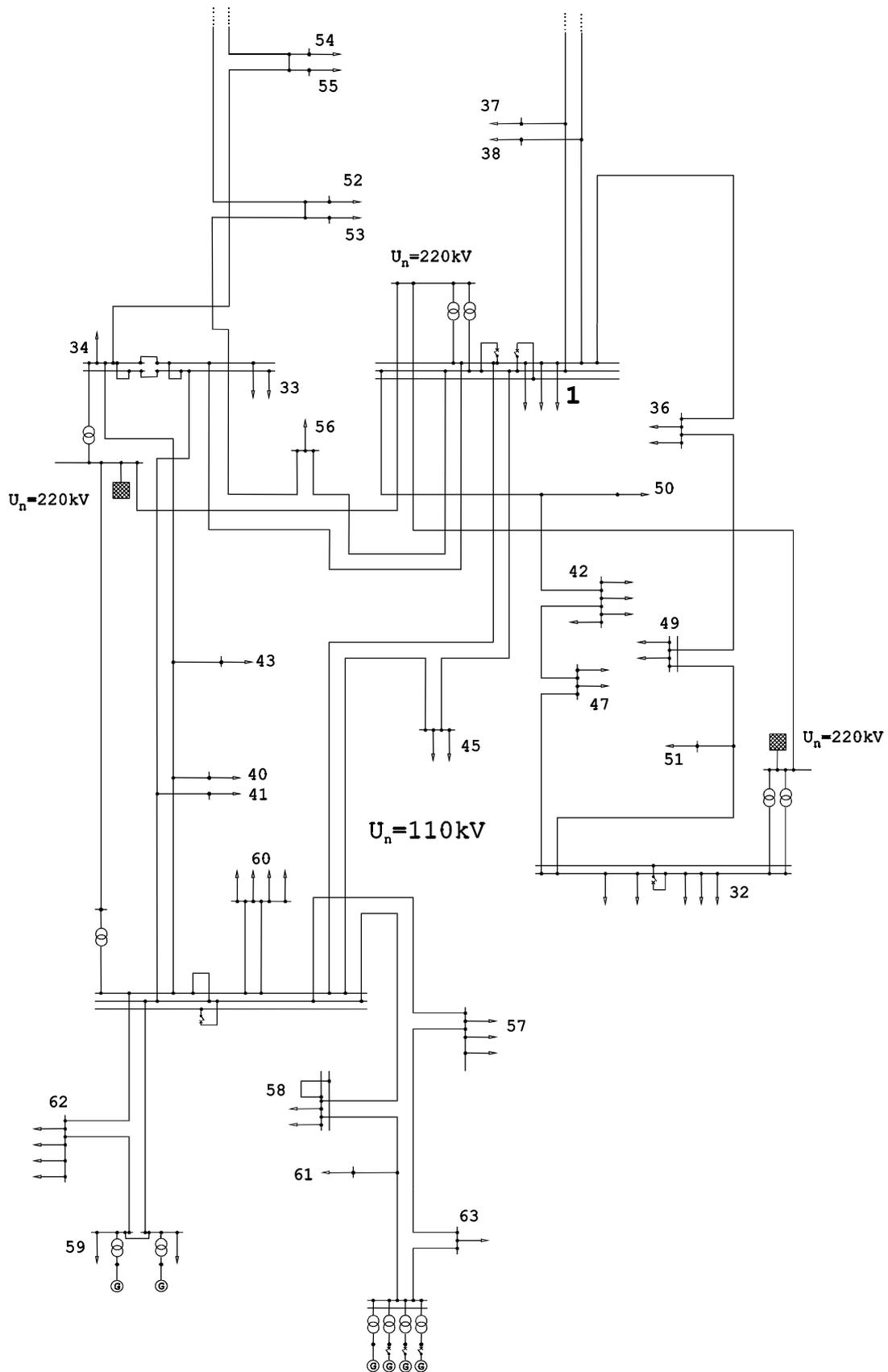


Bild 13.3: Netzplan des Beispielnetzes II (unterer Teil)

Die Berechnungen erfolgen für Beispielnetz II mittels der Monte-Carlo-Simulationsmethode und einem Gesamtsimulationszeitraum von 100.000 a. Bild 13.4 zeigt die Konvergenzeigenschaft der Methode anhand des Verlaufs der Unterbrechungshäufigkeit und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie in Abhängigkeit der Anzahl der Simulationsspiele für den Kunden von Beispielnetz II mit dem geringsten Erwartungswert für die Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit (Kunde 20). Der Betrachtungszeitraum T_{Betr} ist zu 5 a gewählt. Die Konvergenz ist bei der gewählten Gesamtsimulationsdauer von 100.000 a (= 20.000 Simulationsspiele * 5 a) gut.

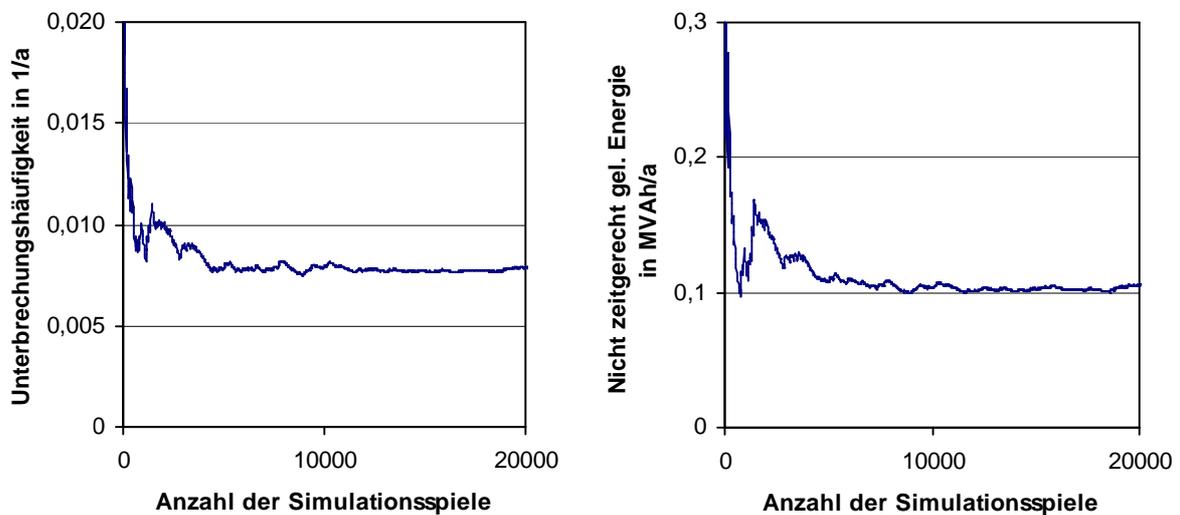


Bild 13.4: Konvergenzeigenschaft des Monte-Carlo-Simulationsverfahrens für die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie von Kunde 20, $T_{\text{Betr}} = 5$ a

13.2.2 Verwendete Kenndaten

Tabelle 13.8: Zuverlässigkeitskenndaten von 110-kV-Betriebsmitteln (Beispielnetz II)

Ausfallmodell	Betriebsmittel	$E(H_A)$	$E(T_A)$	$E(p_A)$
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0028	4,49	-
	Kabel	0,0065	182,06	-
	Transformator	0,0085	104,53	-
	Sammelschiene	0,0014	46,42	-
	Feld abgangsseitig	0,0009	26,45	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0005	4,37	-
Erdschluss	Freileitung	0,0007	5,75	-
	Kabel	0,0007	5,75	-
	Transformator	0,0016	5,75	-
	Feld abgangsseitig	0,0002	5,75	-
Mehrfacherdschluss	Freileitung	-	1,96	0,00015
	Kabel	-	150	0,00015
	Transformator	-	16,23	0,00176
	Feld abgangsseitig	-	24,85	0,00006
Common-Mode	Freileitung	0,0013	2,57	-
Ausfall während determinierter Ausschaltung der Reserve- komponente	-	-	0,38	0,0166
Schutzunterfunktion	-	-	0,15	0,009
Schutzüberfunktion	-	-	0,32	0,0012

Legende: siehe Tabelle 13.2.

Die benutzten Erwartungswerte der Zuverlässigkeitskenndaten konnten zum Teil der VDEW-Störungsstatistik /Böse et. al./ entnommen werden. Sie wurden durch Daten aus /Wellßow 1986/ sinnvoll ergänzt. Die Dauern zur Durchführung von Wiederversorgungsmaßnahmen, wie z.B. für Sammelschienenwechsel, Einschaltung betriebsmäßig ausgeschalteter Betriebsmittel etc. beträgt nach /Mondovic et. al./ zwischen 10 min und 1 h.

Tabelle 13.9: Bestmögliche an die empirischen Verteilungen der VDEW-Störungsstatistik (Auswertungsjahre 1994-1997) angepasste Verteilungsfunktionen der Betriebsmittel-Aus-Dauer für mit Erdschlusskompensation betriebene 110-kV-Netze*

Ausfallmodell	Betriebsmittel	Verteilungsfunktionstyp/ Schätz- methode	Parameter der Verteilungs- funktion	Erwartungswert/ rel. Standard- abweichung der Ausgleichkurve	Ereignis- anzahl	Erwartungswert/ rel. Standard- abweichung der Stichprobe	Grenzwahr- scheinlich- keit α
Unabhängiger Einfach- ausfall	Frei- leitung	Hyper- weibull / MLM	$a = 0,356$ $b_1 = 2,5 \text{ min}$ $b_2 = 257,0 \text{ min}$ $c_1 = 1,867$ $c_2 = 0,589$	$E(T_A) = 256 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 2,36$	380	$E(T_A) = 269 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 2,74$	0,55 %
	Kabel	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,234$ $b_1 = 104,5 \text{ min}$ $b_2 = 12318,4 \text{ min}$ $c_1 = 1,784$ $c_2 = 0,654$	$E(T_A) = 12822 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,89$	20	$E(T_A) = 10924 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,49$	74,60 %
	Trans- formator	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,892$ $b_1 = 407,5 \text{ min}$ $b_2 = 46840,6 \text{ min}$ $c_1 = 0,488$ $c_2 = 2,659$	$E(T_A) = 5242 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 2,66$	79	$E(T_A) = 6272 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 3,31$	57,11 %
	Feld abgangs- seitig	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,702$ $b_1 = 303,7 \text{ min}$ $b_2 = 5551,4 \text{ min}$ $c_1 = 1,363$ $c_2 = 2,784$	$E(T_A) = 1668 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,43$	37	$E(T_A) = 1587 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,49$	65,23 %
	Feld sammel- schienen- seitig	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,780$ $b_1 = 108,0 \text{ min}$ $b_2 = 955,9 \text{ min}$ $c_1 = 1,044$ $c_2 = 1,766$	$E(T_A) = 270 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,47$	13	$E(T_A) = 262 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,44$	71,65 %
Mehrfach- erdschluss	Frei- leitung	Pearson Typ 5 / MKQ	$\lambda = 2,70 \text{ min}$ $c = 0,5$	keine Angabe möglich	15	$E(T_A) = 118 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,74$	63,66 %
Common- Mode	Frei- leitung	Hyper- weibull / MLM	$a = 0,720$ $b_1 = 3,6 \text{ min}$ $b_2 = 338,7 \text{ min}$ $c_1 = 1,515$ $c_2 = 0,570$	$E(T_A) = 155 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 3,83$	86	$E(T_A) = 154 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 3,13$	7,01 %
Schutzüber- funktion	-	Hyper- weibull / MKQ	$a = 0,513$ $b_1 = 4,9 \text{ min}$ $b_2 = 24,1 \text{ min}$ $c_1 = 2,535$ $c_2 = 2,244$	$E(T_A) = 13 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 0,88$	11	$E(T_A) = 19 \text{ min} /$ $\sigma_r(T_A) = 1,64$	72,51 %

Legende: MKQ: Methode der kleinsten Quadrate, MLM: Maximum-Likelihood-Methode.

* Ausgewertet wurden nur die Modelle und Betriebsmittel, für die im Betrachtungszeitraum mehr als 10 Ereignisse aufgetreten sind.

13.3 Beschreibung des Mittelspannungsnetzes (Beispielnetz III)

13.3.1 Allgemeines

Beispielnetz III ist ein typisches deutsches städtisches Mittelspannungs-Kabelnetz. Es wird mit Erdschlusskompensation betrieben. Gespeist wird das MS-Netz über ein Umspannwerk, das sowohl auf der 110-kV- als auch auf der MS-Seite eine Doppelsammelschienenanlage umfasst. Die MS-Sammelschienenabschnitte werden dabei jeweils über einen Transformator gespeist, der an unterschiedlichen 110-kV-Sammelschienenabschnitten der 110-kV-Doppelsammelschienenanlage angeschlossen ist.

Das Netz versorgt insgesamt 138 Lasten. Dabei handelt es sich sowohl um ausgedehnte Niederspannungsnetze als auch Industriekunden, die als Last (Kunde) direkt an Ortsnetzstationen angeschlossen nachgebildet wurden.

Tabelle 13.10 fasst die charakteristischen Daten in einer Netzstatistik zusammen:

Tabelle 13.10: Netzstatistik des Beispielnetzes III ($U_n = 11$ kV)

Stromkreislänge in km	95,8
110-kV-/11-kV-Umspannwerke	1
Ortsnetzstationen / Kunden	138
Spitzenlast P in MW	15,1
Spitzenlast Q in Mvar	2,4

13.3.2 Verwendete Kenndaten

Tabelle 13.11: Zuverlässigkeitskenndaten von MS-Betriebsmitteln (Beispielnetz III)

Ausfallmodell	Betriebsmittel	$E(H_A)$	$E(T_A)$	$E(p_A)$
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0828	4,0	-
	Kabel	0,0189	15,0	-
	Transformator	0,0015	8,0	-
	Feld abgangsseitig	0,0002	3,2	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0001	3,2	-
	Ortsnetzstation	0,006	6,5	-
Mehrfacherdschluss	Freileitung	0,003	4,0	0,00077
	Kabel	0,013	13,4	0,0033
Schutzunterfunktion	-	-	1,0	0,009
Schutzüberfunktion	-	-	1,0	0,00013

Legende: siehe Tabelle 13.2.

Die benutzten Erwartungswerte der Zuverlässigkeitskenndaten konnten zum Teil der VDEW-Störungsstatistik entnommen werden. Sie wurden durch Daten aus /Heiß; Nick; Roos; Wellßow 1986/ sinnvoll ergänzt. Die Aus-Dauern der Betriebsmittel wurden als lognormalverteilt mit einer Streuung von $\sigma_r(T_A) = 200\%$ angenommen.

Die Dauern zur Durchführung von Wiederversorgungsmaßnahmen, wie z.B. Freischaltung fehlerbetroffener Betriebsmittel und Wiedereinschaltung intakter Betriebsmittel sowie Trennstellenverlegungen werden mit einer 1 h nachgebildet.

Die Berechnungen erfolgen für Beispielnetz III mittels der Monte-Carlo-Simulationsmethode und einem Gesamtsimulationszeitraum von 10.000 a. Bild 13.5 zeigt die Konvergenzeigenschaft der Methode anhand des Verlaufs der Unterbrechungshäufigkeit und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie in Abhängigkeit der Anzahl der Simulationsspiele für den Kunden von Beispielnetz III mit dem geringsten Erwartungswert für die Unterbrechungshäufigkeit und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Kunde 137). Der Betrachtungszeitraum T_{Betr} ist zu 5 a gewählt. Man erkennt eine gute Konvergenz des Verfahrens für die gewählte Gesamtsimulationsdauer von 10.000 a (= 2.000 Simulationsspiele * 5 a).

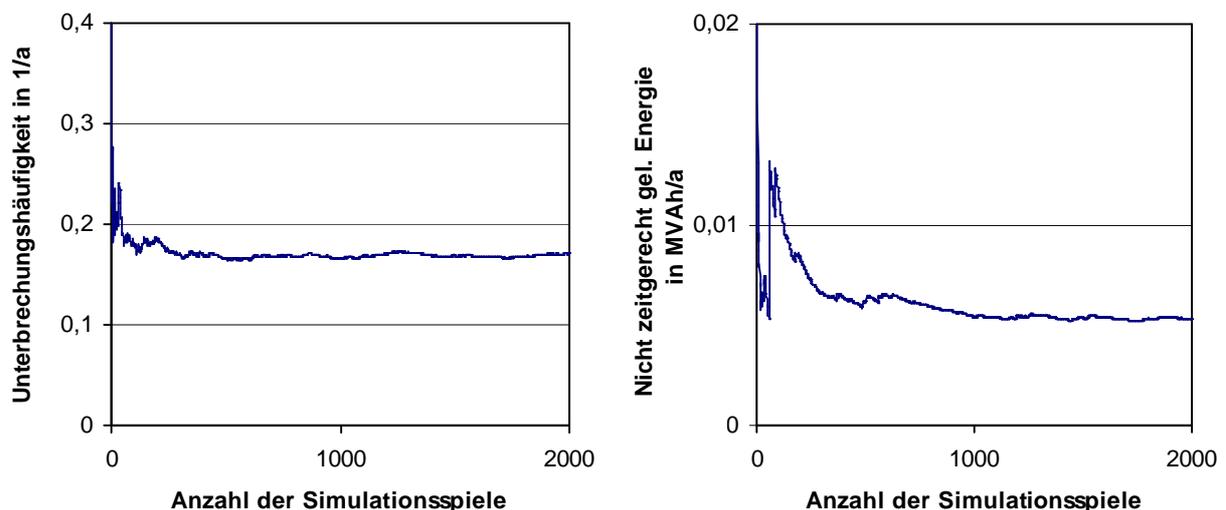


Bild 13.5: Konvergenzeigenschaft des Monte-Carlo-Simulationsverfahrens von Kunde 137 für die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie, $T_{\text{Betr}} = 5$ a

13.3.3 Ergebnisse der Kundenumfrage

Durch eine Befragung von Sondervertragskunden eines städtischen Energieversorgungsunternehmens wurde im 4. Quartal 1999 versucht, das Kundenbedürfnis zur Produktqualität Versorgungszuverlässigkeit zu ermitteln. Der betrachtete Kundenkreis wird vorzugsweise über die 10-kV-Spannungsebene beliefert. Ein entsprechender Fragebogen wurde mit der Zielsetzung erstellt, die Anforderungen aus Sicht der Kunden zu erfahren bezüglich

- der benötigten Versorgungsqualität,
- der Anzahl der zulässigen Versorgungsunterbrechungen,
- der maximalen Zeit bis zur Wiederversorgung,
- der Relation zwischen Versorgungsqualität und
- Strompreis bzw. Netznutzungsentgelt,
- der Notwendigkeit von Versicherungen und
- der Festlegung von Produktqualitäten.

Im Rahmen der Befragung wurden 63 ausgewählte Kunden angesprochen. Der Rücklauf von lediglich 19 Fragebögen hinterlässt als ersten Eindruck, dass die Kunden derzeit offensichtlich keinen zwingenden Grund sehen, sich mit der Zuverlässigkeit der Versorgung zu beschäftigen. Trotz der geringen Zahl an Rückläufen lassen sich einige interessante Schlussfolgerungen ziehen.

Im Folgenden werden die Kundenreaktionen auf die wesentlichen Fragen zusammengefasst:

1. Versorgungsqualität

Wie schätzen Sie die aktuelle Versorgungsqualität/Strom ein?

Qualität	Anzahl	Anteil
Gut	15	79%
Zufriedenstellend	4	21%
Schlecht	0	0%

2. Anzahl an Versorgungsunterbrechungen

Welche Anzahl an Versorgungsunterbrechungen halten Sie in einer Spanne von 10 Jahren noch für akzeptabel (finanzieller Schaden bleibt im Rahmen)?

Anzahl	Anzahl	Anteil
0	4	21%
1	2	10%
2	7	37%
5	6	32%
10	0	0%

3. Zeit bis zur Wiederversorgung

Welche Zeit bis zur Wiederversorgung halten Sie für Ihr Unternehmen im Falle einer Versorgungsunterbrechung noch für akzeptabel?

Dauer	Anzahl	Anteil
0 Minuten	2	11%
10 Minuten	4	21%
½ Stunde	9	47%
1 Stunde	3	16%
2 Stunden	1	5%

4. Bessere Versorgungsqualität/Strom

Sind Sie an einer besseren Versorgungsqualität/Strom interessiert (z. B. durch Bereitstellung einer USV-Anlage oder einer anderen Versorgungsvariante)?

	Anzahl	Anteil
Ja	4	21%
Nein	15	79%

Falls ja, welche Erhöhung Ihres Strompreises wäre für eine erhöhte Versorgungsqualität/Strom vorstellbar?

	Anzahl	Anteil
keine	4	100%
ca. 2 %	0	0%
ca. 4 %	0	0%
ca. 10 %	0	0%

5. *Schlechtere Versorgungsqualität/Strom*

Ist das Gegenteil von 4. der Fall: Sie möchten einen geringeren Strompreis bei gleichzeitigen Einbußen in der Versorgungsqualität?

	Anzahl	Anteil
Ja	0	0%
Nein	19	100%

Falls ja, welche Verringerung ihres Strompreises erwarten Sie bei einer schlechteren Versorgungsqualität/Strom?

	Anzahl	Anteil
ca. 2 %	-	-
ca. 4 %	-	-
ca. 6 %	-	-
ca. 10 %	-	-

6. *Stromversicherung*

Die Zuverlässigkeit von Stromnetzen kann selbst bei höchstem technischen Standard nicht 100% erreichen. Für eine alternative Risikobewertung sind Versicherungsmodelle denkbar. Eine Versicherung würde im Schadensfall, d. h. bei einer Versorgungsunterbrechung für die vertraglich vereinbarten Schäden haften. Im Gegenzug würden Kunden regelmäßige Versicherungsprämien zahlen. Kommt für unser Unternehmen in Frage:

	Anzahl	Anteil
Ja	0	0%
Vielleicht	10	53%
Nein	9	47%

7. *Versorgungsgarantie*

Was halten Sie von einem Vorschlag, - soweit technisch möglich – eine Ihren Erfordernissen angepasste Versorgungsqualität/Strom vertraglich zu vereinbaren? Bei einer Unterschreitung der vereinbarten Versorgungsqualität erfolgt eine Entschädigungszahlung der GEW. Kommt für unser Unternehmen in Frage:

	Anzahl	Anteil
Ja	2	11%
Vielleicht	12	63%
Nein	4	21%
Keine Antwort	1	5%

Die Höhe der Entschädigungszahlung hängt neben der vertraglichen Vereinbarung vor allem von Ihren Ausfallkosten ab. Wie hoch schätzen Sie diese ein (z. B. in DM/Unterbrechung und oder DM/min Versorgungsunterbrechung)?

	Anzahl	Anteil
beantwortet	9	47%
nicht beantwortet	10	53%

14 Anhang F: Tabellen- und Bilderverzeichnis

14.1 Tabellen

Tabelle 3.1:	Zuverlässigkeitskenngrößen	8
Tabelle 4.1:	Vorschlag für die Bewertung der Unterbrechungskosten /Nick/	17
Tabelle 5.1:	Tarifklassen	21
Tabelle 5.2:	Tarifoptionen	22
Tabelle 5.3:	Versicherungsprämien für $T_{\text{Betr}} = 5$ a, $pr_{D0} = 70$ %, $pr_{D1} = 90$ %, $n_{\text{Kund}} = 20$ (hohe leistungsspez. Erstattungen), 125 % der Zuverlässigkeitskenndaten).....	34
Tabelle 5.4:	Vergleich von Prämienzahlungen, Investitionskosten und Unterbrechungskosten für die Kunden mit dem größten (Kunde 59) bzw. kleinsten (Kunde 137) Erwartungswert für Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit von Beispielnetz III, Tarif 01, $T_{\text{Betr}} = 20$ a....	38
Tabelle 5.5:	Ergebnisse des Variantenvergleichs der Verkürzung der Störungsbehebungsdauer durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger, Tarif 01	45
Tabelle 5.6:	Ergebnisse des Variantenvergleichs für den Ausbau des Schutzsystems Tarif 01 bzw. Tarif 10..	47
Tabelle 5.7:	Ergebnisse des Variantenvergleichs der Verkürzung der Störungsbehebungsdauer durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger, Tarif 01, vgl. Tabelle 5.5	50
Tabelle 5.8:	Ergebnisse des Variantenvergleichs für den Ausbau des Schutzsystems Tarif 01 bzw. Tarif 10, vgl. Tabelle 5.6.....	51
Tabelle 6.1:	Unterschiedliche Transitzszenarien für Beispielnetz I (siehe auch Bild 13.1)	57
Tabelle 12.1:	Verteilungsfunktionen und ihre Parameter	80
Tabelle 13.1:	Netzstatistik des Beispielnetzes I ($U_n = 220$ kV / 380 kV).....	102
Tabelle 13.2:	Zuverlässigkeitskenndaten von 380-kV-Betriebsmitteln (Beispielnetz I) nach /Böse et. al./.....	104
Tabelle 13.3:	Zuverlässigkeitskenndaten von 220-kV-Betriebsmitteln (Beispielnetz I) nach /Böse et. al./.....	105
Tabelle 13.4:	Zuverlässigkeitskenndaten Kraftwerke nach /Mondovic et. al./.....	105
Tabelle 13.5:	Bestmögliche an die empirischen Verteilungen der VDEW-Störungsstatistik (Auswertungsjahre 1994-1997) angepasste Verteilungsfunktionen der Betriebsmittel-Aus-Dauer für 220-kV-Netze* 106	
Tabelle 13.6:	Bestmögliche an die empirischen Verteilungen der VDEW-Störungsstatistik (Auswertungsjahre 1994-1997) angepasste Verteilungsfunktionen der Betriebsmittel-Aus-Dauer für 380-kV-Netze* 107	
Tabelle 13.7:	Netzstatistik des Beispielnetzes II ($U_n = 110$ kV)	108
Tabelle 13.8:	Zuverlässigkeitskenndaten von 110-kV-Betriebsmitteln (Beispielnetz II).....	112
Tabelle 13.9:	Bestmögliche an die empirischen Verteilungen der VDEW-Störungsstatistik (Auswertungsjahre 1994-1997) angepasste Verteilungsfunktionen der Betriebsmittel-Aus-Dauer für mit Erdschlusskompensation betriebene 110-kV-Netze*	113
Tabelle 13.10:	Netzstatistik des Beispielnetzes III ($U_n = 11$ kV).....	114
Tabelle 13.11:	Zuverlässigkeitskenndaten von MS-Betriebsmitteln (Beispielnetz III).....	114

14.2 Bilder

Bild 2.1:	Beispiel eines einfachen Durchleitungsfalls.....	4
Bild 3.1:	Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen: Unterbrechungshäufigkeit, mittlere Unterbrechungsdauer, nicht zeitgerecht gelieferte Energie	10
Bild 3.2:	Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen: Unterbrechungshäufigkeit, mittlere Unterbrechungsdauer, nicht zeitgerecht gelieferte Energie	11
Bild 3.3:	Unterbrechungshäufigkeit in Abhängigkeit der Halbringlänge.....	12
Bild 3.4:	Mittlere Unterbrechungsdauer ausgewählter Kunden (1 - 40)	13
Bild 4.1:	Qualitativer Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungszuverlässigkeit	14
Bild 4.2:	Spezifische Unterbrechungskosten	16
Bild 5.1:	Tarifmodelle.....	19
Bild 5.2:	Risikomanagement bei Anwendung des Versicherungsmodells.....	22
Bild 5.3:	Vergleich zweier Varianten.....	25
Bild 5.4:	Verteilungsfunktionen der Erstattungen für Anzahlen versicherter Kunden n_{Kund} , Betrachtungszeiträume T_{Betr} für Tarif 21, D0	27
Bild 5.5:	Erstattungen in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung für verschiedene Werte von prl für Tarif 21, D0, $T_{\text{Betr}} = 5$ a	28
Bild 5.6:	Leistungsbezogene Erstattungen in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung für verschiedene Werte von prl für Tarif 21, $T_{\text{Betr}} = 5$ a	30
Bild 5.7:	Relative Erstattungen abhängig von Zuverlässigkeitskennwerten für Tarif 21, D0, $n_{\text{Kund}} = 138$	31
Bild 5.8:	Leistungsbezogene Erstattungen in Abhängigkeit der versicherten Kundenleistung für verschiedene Tarife (Bewertungsfaktoren), D0, $T_{\text{Betr}} = 5$ a und prl = 70 %	32
Bild 5.9:	Leistungsbezogene Erstattungen in Abhängigkeit der Zuverlässigkeitskennwerte Ausfallhäufigkeit Leitung und Schaltdauer für verschiedene Tarife (Bewertungsfaktoren), D0, $n_{\text{Kund}} = 138$	33
Bild 5.10:	Vergleich von der aus Kundenumfrage ermittelten Anforderung und tatsächlicher Versorgungszuverlässigkeit von Mittelspannungskunden (Beispielnetz III)	36
Bild 5.11:	Verteilungsfunktionen der Unterbrechungskosten für die Kunden mit dem größten bzw. kleinsten Erwartungswert für Unterbrechungshäufigkeit und Nichtverfügbarkeit, Unterbrechungskosten entsprechend Tarif 01	38
Bild 5.12:	Netzplan des Beispielnetzes IV	41
Bild 5.13:	Variantenvergleich der Erstattungen für die Verkürzung der Dauer zur Störungsbehebung durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger (Verkürzung der Schaltdauer von 1 h zu 0,5 h), $\ell_{\text{Ltg}} = 0,65$ km, Tarif 01, $T_{\text{Betr}} = 20$ a	42
Bild 5.14:	Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ für den Variantenvergleich der Verkürzung der Störungsbehebungsdauer durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger (Verkürzung der Schaltdauer von 1 h zu 0,5 h), $\ell_{\text{Ltg}} = 0,65$ km, Tarif 01, verschiedene Betrachtungszeiträume T_{Betr}	43
Bild 5.15:	Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ für den Variantenvergleich der Verkürzung der Störungsbehebungsdauer durch fernauslesbare Kurzschlussanzeiger (Verkürzung der Schaltdauer von 1 h zu 0,5 h), $\ell_{\text{Ltg}} = 0,65$ km, $T_{\text{Betr}} = 5$ a, verschiedene Bewertungsfaktoren k_E	44
Bild 5.16:	Netzplan des Beispielnetzes V.....	46
Bild 5.17:	Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ für den Variantenvergleich des Ausbaus des Schutzsystems, unterschiedliche Leitungslänge ℓ_{Ltg} , $T_{\text{Betr}} = 5$ a.....	47
Bild 5.18:	Netzausschnitte aus Beispielnetz VI und VII	48

Bild 5.19:	Signifikanzwahrscheinlichkeit $p_{\text{sig d}}$ für den Variantenvergleich Stich- / Ringanbindung, unterschiedliche Leitungslänge $\ell_{L1} = \ell_{L2}$, Tarif 01	49
Bild 6.1:	Beispiel eines Transitszenarios	55
Bild 6.2:	Aufteilung der Transitwirkleistung	56
Bild 6.3:	Transitbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen: Unterbrechungshäufigkeit, Nichtverfügbarkeit, Unterbrechungskosten	58
Bild 12.1:	Erzeugung einer $F(x)$ -verteilten Zufallszahl x	78
Bild 12.2:	Grafische Darstellung der Verteilungsfunktionen	82
Bild 12.3:	Ermittlung der Prüfgröße beim Kolmogoroff-Smirnoff-Anpassungstest	92
Bild 12.4:	Vergleich verschiedener mittels unterschiedlicher Schätzmethoden ermittelter Verteilungsfunktionen und der empirischen Verteilung (VDEW) für unabhängige Einfachausfälle von 220-kV-Transformatoren	94
Bild 12.5:	Vergleich der Anpassbarkeit verschiedener voll spezifizierter Verteilungsfunktionen, die mittels der Schätzmethode ermittelt wurden, die die höchste Grenzwahrscheinlichkeit erzielt und der empirischen Verteilung (VDEW)	96
Bild 12.6:	Erwartungswert der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen für verschiedene Verteilungsfunktionstypen der Betriebsmittel-Aus-Dauer (Beispielnetz II)	98
Bild 12.7:	Verteilungsfunktionen der Dauer von Versorgungsunterbrechungen für verschiedene Verteilungsfunktionstypen der Betriebsmittel-Aus-Dauer	100
Bild 13.1:	Netzplan des Beispielnetzes I	103
Bild 13.2:	Konvergenzeigenschaft des Monte-Carlo-Simulationsverfahrens von Kunde 10 für die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie, $T_{\text{Betr}} = 5$ a.....	104
Bild 13.3:	Netzplan des Beispielnetzes II (oberer Teil).....	109
Bild 13.4:	Konvergenzeigenschaft des Monte-Carlo-Simulationsverfahrens für die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie von Kunde 20, $T_{\text{Betr}} = 5$ a... ..	111
Bild 13.5:	Konvergenzeigenschaft des Monte-Carlo-Simulationsverfahrens von Kunde 137 für die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie, $T_{\text{Betr}} = 5$ a.....	115