

PSS[®]SINCAL 10.5

Zuverlässigkeit

**Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit
in elektrischen Netzen**

Herausgegeben von
SIEMENS AG
Freyeslebenstraße 1, 91058 Erlangen

IC SG SE PTI SW

Vorbemerkung

Die PSS SINCAL Handbücher bestehen aus drei Teilen:

- Benutzerhandbuch PSS SINCAL Bedienung
- Fachhandbücher für Elektronetze und Strömungsnetze
- Systemhandbuch Datenbankbeschreibung

Allgemeine Grundsätze der Bedienung und der Grafikoberfläche von PSS SINCAL können dem **Benutzerhandbuch PSS SINCAL Bedienung** entnommen werden.

Die **Fachhandbücher für Elektronetze** beinhalten detaillierte Beschreibungen der verschiedenen Berechnungsverfahren für Elektronetze (Lastfluss, Kurzschluss, etc.) sowie deren Eingabedaten.

Die **Fachhandbücher für Strömungsnetze** beinhalten detaillierte Beschreibungen der verschiedenen Berechnungsverfahren für Strömungsnetze (Wasser, Gas und Wärme/Kälte) sowie deren Eingabedaten.

Das **Systemhandbuch Datenbankbeschreibung** beinhaltet eine vollständige Beschreibung der Datenmodelle für Elektronetze und Strömungsnetze.

Urheber- und Verlagsrechte

Das Handbuch und alle in ihm enthaltenen Informationen und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt.

Die Rechte, insbesondere die Rechte zur Veröffentlichung, Wiedergabe, Übersetzung, zur Vergabe von Nachdrucken, zur elektronischen Speicherung in Datenbanken, zur Herstellung von Sonderdrucken, Fotokopien und Mikrokopien liegen bei SIEMENS.

Für jede Wiedergabe oder Verwendung außerhalb der durch das Urhebergesetz erlaubten Grenzen ist eine vorherige schriftliche Zustimmung von SIEMENS unerlässlich.

Gewährleistung

Trotz sorgfältiger Ausarbeitung könnten in diesem Handbuch Fehler enthalten sein. Es wird keinerlei Haftung für Fehler und deren Folgen übernommen. Änderungen des Textes und der Funktion der Software werden im Rahmen der Pflege ständig durchgeführt.

1.	Einleitung Zuverlässigkeit	1
1.1	Allgemeines	2
2.	Verfahren Zuverlässigkeit	4
2.1	Begriffsdefinitionen	5
2.1.1	Zuverlässigkeit	5
2.1.2	Komponenten- und Systemzustände	5
2.1.3	Fehler, Ausfall und Unterbrechung	7
2.2	Zuverlässigkeitskenngrößen	8
2.3	Programmstruktur	10
2.4	Berechnungsteil	11
2.5	Auswerteteil	14
3.	Modellierung des Netzes	17
3.1	Komponentenbegriff	17
3.2	Zuordnung der Zuverlässigkeitskennndaten	18
3.3	Sammelschienen und Schaltanlagen	20
3.4	Leitungen	23
3.5	Transformatoren	23
3.6	Einspeisungen	24
3.7	Lastnachbildung	26
3.8	Schutzsystem	29
3.9	Systemgrenzen und Randnetze	31
4.	Modellierung des Störgeschehens	34
4.1	Kurzer oder langer unabhängiger Einfachausfall	35
4.2	Common-Mode-Ausfall	35
4.3	Kurze oder lange Instandhaltung	37
4.4	Mehrfacherdschluss	37
4.5	Schutzversager	38
4.6	Schutzüberfunktion	39
4.7	Spontane Schutzüberfunktion	39

Inhalt

4.8	Leistungsschalterversager	40
4.9	Zusammenstellung des Datenbedarfs der Ausfallmodelle	40
5.	Modellierung der Wiederversorgung	42
5.1	Schalthandlungen	43
5.2	Kraftwerkseinsatz	47
6.	Ergebnisse der Zuverlässigkeit	49
7.	Lastflussalgorithmen	54
7.1	Standard bzw. Erweitert	54
7.2	Verbindungskontrolle	54
7.3	Maximalfluss	55
7.4	Netzzustandsanalyse	56
8.	Kurzschlussstromberechnung	57
9.	Anwendungsbeispiel für Zuverlässigkeit	58
9.1	Voreinstellen der Berechnungsparameter	59
9.2	Netzmodellierung für die Zuverlässigkeit	59
9.3	Starten der Zuverlässigkeitsberechnung	61
9.4	Darstellen und Auswerten der Ergebnisse	62
9.4.1	Ergebnisse in der Netzgrafik	62
9.4.2	Erweitertes Ergebnisprotokoll	64

1. Einleitung Zuverlässigkeit

Die **probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung** in PSS SINCAL dient zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit in Netzen der elektrischen Energieversorgung. Dabei ist die Berechnung unabhängig von Netzform und Spannungsebene, sodass mit den entsprechenden Eingabedaten beliebige Netze der Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung berechnet werden können.

Die Zuverlässigkeitsberechnung erfordert in ihrer praktischen Anwendung aufgrund der Komplexität der Aufgabenstellung umfangreichere Kenntnisse des Benutzers als andere Planungswerkzeuge.

Dieses Handbuch enthält folgende Kapitel:

- [Verfahren Zuverlässigkeit](#)
- [Modellierung des Netzes](#)
- [Modellierung des Störgeschehens](#)
- [Modellierung der Wiederversorgung](#)
- [Ergebnisse der Zuverlässigkeit](#)
- [Lastflussalgorithmen](#)
- [Kurzschlussstromberechnung](#)
- [Anwendungsbeispiel für Zuverlässigkeit](#)

Vorgehensweise Zuverlässigkeit

Um die Zuverlässigkeitsberechnung durchführen bzw. um spezielle Daten für die Zuverlässigkeitsberechnung eingeben zu können, muss zuerst das Verfahren **Zuverlässigkeit** bei den Berechnungsmethoden aktiviert werden.

Die folgende Aufzählung beinhaltet die wichtigsten Schritte, die für die Eingabe und Zuordnung von Zuverlässigkeitsdaten erforderlich sind:

- Definition einer Jahresdauerlinie
- Zuordnung der Jahresdauerlinie bei den Netzebenenendaten
- Erfassen von Schutzgeräten:
Die Ermittlung der Abschaltbereiche erfolgt in der Zuverlässigkeit über die Netztopologie und die Hauptschutzrichtung der Schutzgeräte.
- Vergeben von Auslastungsgrenzen für die Netzelemente:
Das Netz darf im Ausgangszustand (Lastfluss) keine Überlastungen aufweisen.
- Angabe von Reglerdaten für Einspeisungen
- Angabe einer primären Leistungszahl für Einspeisungen
- Erfassen von Zuverlässigkeitstypdaten
- Zuweisen der Zuverlässigkeitstypdaten zu den Elementen:
Dies kann über die Netzebene oder direkt bei den Elementen erfolgen.

1.1 Allgemeines

Die Versorgungszuverlässigkeit ist ein bedeutender Aspekt der elektrischen Energieversorgung. Eine gesicherte Energieversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für nahezu alle Prozesse in unserer modernen Gesellschaft. Entsprechend ist auch im Energiewirtschaftsgesetz eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Versorgung gefordert, wobei **sicher** in diesem Zusammenhang **zuverlässig** bedeutet.

Bisher wurden und werden in der Netzplanung in den meisten Fällen heuristische Planungskriterien, üblicherweise das (n-1)-Kriterium, berücksichtigt. Die Einbeziehung der Zuverlässigkeit erfolgt dabei jedoch nur indirekt als nicht quantifizierbare Restriktion.

Während sich diese Praxis in einer monopolistisch geprägten Versorgungsstruktur durchaus bewährt hat, so zeigt sich, dass durch die Deregulierung des Energiemarktes neue Anforderungen entstehen, die mit den bisherigen Methoden nicht erfüllt werden können. Der Effizienz- und Kostendruck steigen dramatisch, gleichzeitig wird Versorgungszuverlässigkeit als Qualitätsmerkmal und Wettbewerbsfaktor wahrgenommen. Als Folge nehmen die Bedeutung der Versorgungszuverlässigkeit in der Netzplanung und das Interesse an detaillierten Zuverlässigkeitsanalysen zu. Entsprechend steigt auch das Interesse an der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung, die auch quantitative Aussagen ermöglicht, und den relevanten Werkzeugen.

Programme zur Zuverlässigkeitsberechnung werden seit den 80er-Jahren entwickelt und haben mittlerweile einen Stand erreicht, der den praktischen Einsatz ohne Einschränkungen ermöglicht. Als Ergänzung zu den klassischen Planungswerkzeugen liefern sie quantitative Aussagen zur Zuverlässigkeit gesamter Netze und auch einzelner Kunden im Netz. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung zugrunde liegenden Analysen von stochastischen Betriebsmittelausfällen im Gegensatz zu anderen Berechnungen, wie z.B. der Lastflussrechnung, dazu führen, dass die Ergebnisse nicht mit kurzfristigen Messungen auf ihre Qualität geprüft werden können. Die Ergebnisse dienen dazu, einen Überblick über die Versorgungszuverlässigkeit in einem gegebenen System, eine Analyse von Schwachstellen im Netz oder auch den Vergleich von Planungsvarianten und ähnliche Aufgabenstellungen zu bewältigen. Hier hat sich bereits in vielen Beispielen in der Praxis gezeigt, dass die **probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung** ein wertvolles und für manche Anforderungen unverzichtbares Instrument der modernen Netzplanung geworden ist.

Historische Entwicklung der Zuverlässigkeitsberechnung in PSS SINICAL

Die Zuverlässigkeitsberechnung in PSS SINICAL basiert ursprünglich auf dem Programmsystem ZUBER. ZUBER wurde zur Analyse kompensiert betriebener 110 kV-Freileitungsnetze entwickelt. In mehreren Schritten wurden die Algorithmen erweitert und für den allgemeinen Einsatz ergänzt. Wesentliche Entwicklungen wurden an Hochschulen geleistet, da der Themenkomplex der Zuverlässigkeitsuntersuchungen bis vor wenigen Jahren in Deutschland ein quasi reines Forschungsgebiet darstellte.

An der Entwicklung von ZUBER waren die Technische Hochschule Darmstadt, die Universität des Saarlandes sowie die Universität-GH Siegen beteiligt. Die Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Zuverlässigkeitsanalyse wird seit 1996 von der FGH e.V. koordiniert in enger Zusammenarbeit mit der Universität des Saarlandes und der GH-Universität Siegen.

Mittlerweile wurde in PSS SINCAL die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung komplett in die objektorientierten Berechnungsmethoden integriert. Im Rahmen dieser Integration konnte sowohl die Funktionalität der Zuverlässigkeitsberechnung erweitert werden als auch die Verarbeitungsgeschwindigkeit, insbesondere bei großen Netzen, wesentlich gesteigert werden.

2. Verfahren Zuverlässigkeit

Modelle, Verfahren und Programme zur probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse existieren bereits seit den 80er-Jahren, finden aber erst in den letzten Jahren mit der Liberalisierung des Energiemarktes mehr Beachtung in der Planungspraxis. Das folgende Bild zeigt den prinzipiellen Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse.

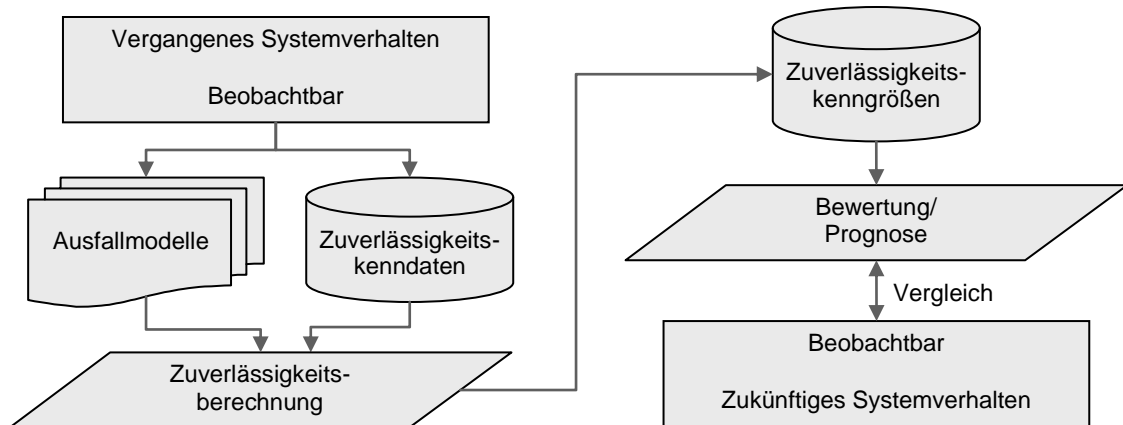


Bild: Prinzipieller Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse

Als Datenbasis dient das beobachtete Systemverhalten in der Vergangenheit. Aus ihm werden die Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel gewonnen, die als Eingangsdaten für die eigentliche Zuverlässigkeitsberechnung dienen. Daneben sind auf der Basis der betrieblichen Erfahrungen der Vergangenheit Ausfallmodelle erarbeitet worden, die eine Klassifizierung des mannigfaltigen Störungsgeschehens und damit eine mathematische Beschreibung ermöglichen.

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

In Einzelfällen ist ein Vergleich mit dem sich tatsächlich einstellenden Systemverhalten möglich. Dies ist jedoch in der Regel aufgrund der Seltenheit der Ereignisse nicht der Fall. Zu beachten ist hier, dass die berechneten Größen die Erwartungswerte probabilistischer Größen darstellen, die für einen unendlich langen Zeitraum berechnet wurden. Aus Beobachtungen einiger Jahre kann daher nicht auf die Güte einer Zuverlässigkeitsberechnung geschlossen werden, da es sich immer nur um eine Stichprobe aus der berechneten Grundgesamtheit handeln kann.

2.1 Begriffsdefinitionen

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Begriffe für die Zuverlässigkeitsberechnung näher erläutert.

2.1.1 Zuverlässigkeit

Der Begriff **Zuverlässigkeit** ist nach DIN 40 041 definiert als "Beschaffenheit einer Einheit bezüglich ihrer Eignung während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen, die Zuverlässigkeitsforderung zu erfüllen". Diese Definition macht deutlich, dass weitere Absprachen bezüglich der Anwendungsbedingungen und den Anforderungen an die betrachtete Einheit erforderlich sind.

Die Definition der Zuverlässigkeit nach IEC 50(191) als "Zusammenfassender Ausdruck zur Beschreibung der Verfügbarkeit und ihrer Einflussfaktoren Funktionsfähigkeit, Instandhaltbarkeit und Instandhaltungsbereitschaft" gliedert die Zuverlässigkeit als Teilaspekt der Qualität eines Dienstes ein. Entsprechend ist die Versorgungszuverlässigkeit ein Teilaspekt der Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie. Die weiteren Aspekte, wie z.B. Frequenz- und Spannungshaltung, werden üblicherweise mit dem Begriff Spannungsqualität zusammengefasst. Bemerkenswert an dieser Definition ist noch, dass die Zuverlässigkeit nicht nur die eigentliche Frage der Funktionsfähigkeit einer Einheit umfasst, sondern durch die Berücksichtigung der Möglichkeiten zur Instandhaltung (Instandhaltbarkeit) und dem Vermögen einer verantwortlichen Organisation, diese Instandhaltung auch durchzuführen (Instandhaltungsbereitschaft) auch das Verhalten im Störfall mit einbezieht.

2.1.2 Komponenten- und Systemzustände

Systemtechnische Untersuchungen, zu denen auch die Zuverlässigkeitsanalysen elektrischer Energieversorgungssysteme gehören, erfordern die Definition des zu betrachtenden Systems und seiner Komponenten.

Die Komponente ist in der Zuverlässigkeitsberechnung definiert als "kleinste Betrachtungseinheit eines Systems zur Beschreibung, Analyse oder Berechnung der Zuverlässigkeit, die nicht weiter unterteilt wird". Für Zuverlässigkeitsuntersuchungen von Energieversorgungssystemen sind prinzipiell unterschiedliche Komponentenabgrenzungen möglich. In aller Regel werden mehrere Betriebsmittel in einer Komponente zusammengefasst und nur das makroskopische Verhalten betrachtet. Es interessiert also nur, ob die Komponente ihre Funktion erfüllt oder nicht, sowie in diesem Falle die Dauer des Fehlzustands. Welcher Bestandteil der Komponente aus welchem Grund den Fehlzustand verursacht hat, wird in diesem Zusammenhang nicht weiter berücksichtigt. Die Zuverlässigkeitsberechnung verwendet eine Komponentenabgrenzung entsprechend den Auslösebereichen des Hauptschutzes; Komponenten bestehen also aus allen Betriebsmitteln, die bei einem Fehler gemeinsam konzeptgemäß durch den Hauptschutz ausgeschaltet werden. Im Allgemeinen ergeben sich die Komponenten **Leitung**, **Sammelschiene** und **Transformator**.

Nach IEC 50(191) werden fünf Komponentenzustände unterschieden. Zusammenfassend lassen sich ein **betriebsfähiger Zustand** und ein **betriebsunfähiger Zustand** unterscheiden. Die einzelnen Komponentenzustände sind:

- **in Betrieb:**

Die Komponente ist eingeschaltet und funktioniert entsprechend den Anforderungen.

- **außer Betrieb wegen externer Ursachen:**
Dieser Zustand kann z.B. bei thermischen Kraftwerken aufgrund von Brennstoffmangel auftreten.
- **betriebsfrei:**
Die Komponente ist betriebsfähig, wird aber in der aktuellen Betriebssituation nicht benötigt und ist daher ausgeschaltet.
- **Fehlzustand:**
Nach einem Ausfall befindet sich die Komponente in diesem Zustand.
- **in vorbeugender Instandhaltung:**
Die Komponente wurde planmäßig und ohne Zusammenhang mit einem Ausfall zu Wartungszwecken ausgeschaltet.

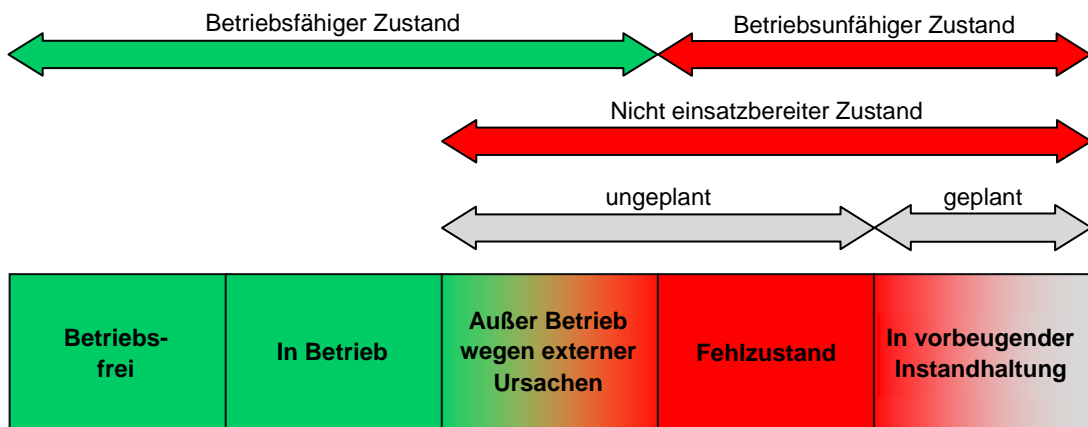


Bild: Komponentenzustände

Der Zustand **außer Betrieb wegen externer Ursachen** zählt dabei zum **betriebsfähigen Zustand**, da die Ursache für den Ausfall nicht der betrachteten Komponente zugeschrieben werden soll. Er wird jedoch mit den Zuständen **in vorbeugender Instandhaltung** und **Fehlzustand** zum **nicht einsatzbereiten Zustand** zusammengefasst. Für die Zuverlässigkeit von Energieversorgungssystemen sind vor allem die ungeplanten, nicht einsatzbereiten Zustände von Bedeutung.

Im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen interessiert im Sinne der makroskopischen Betrachtung der Komponenten lediglich, ob die Komponente ihre Funktion erfüllt oder nicht. In der Zuverlässigkeitsberechnung werden Netzkomponenten daher nur mit zwei Zuständen modelliert; lediglich für Kraftwerke sind zur angemessenen Beschreibung von z.B. Startversagern mehr Zustände notwendig.

Die Abgrenzung des Systems, das im Rahmen einer Zuverlässigkeitsanalyse betrachtet wird, ergibt sich aus der jeweiligen Aufgabenstellung. Entscheidend ist hierbei, dass die Systemgrenzen so weit gezogen werden, dass alle relevanten Einflüsse auf das Systemverhalten bzw. in der Auswertung die entsprechenden Auswirkungen der Systemgrenzen auf die Ergebnisse mit berücksichtigt werden. Das System ist dabei definiert als "funktionaler Zusammenhang derjenigen Komponenten, die einen Einfluss auf die Systemzuverlässigkeit haben". Im Gegensatz zum Komponentenverhalten wird das Systemverhalten also mikroskopisch betrachtet.

Wegen der Vielzahl der in der Praxis auftretenden Systemzustände besteht eine Reihe von verschiedenen Möglichkeiten zur Klassifizierung. In der Planungspraxis erfolgt die Beurteilung des Systemzustandes in der Regel durch die Anwendung entsprechender Planungskriterien wie z.B. dem (n-1)-Kriterium. Die untersuchten Systemzustände werden dabei in zwei Gruppen unterteilt: Zustände, die dem Kriterium genügen, und Zustände, die das Kriterium verletzen. Zur praktischen Anwendbarkeit definiert man meistens auch noch Zustände, die das Kriterium zwar verletzen, aus wirtschaftlichen Überlegungen aber akzeptiert werden müssen.

2.1.3 Fehler, Ausfall und Unterbrechung

Der Begriff **Fehler** ist speziell für die Zwecke der Zuverlässigkeitsanalyse von elektrischen Energieversorgungssystemen definiert:

Ein Fehler ist jede ungewollte Änderung des durch

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

gekennzeichneten **normalen Betriebszustandes** eines Netzes.

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

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

Es ist unter Berücksichtigung der oben angegebenen Definitionen daher auch nicht sinnvoll, von einer **Ausfalldauer** zu sprechen, da diese Zeitspanne nur den Zustandsübergang beinhaltet und für Zuverlässigkeitsbetrachtungen nicht relevant ist. Die Zeitspanne, die sich eine Einheit in einem Fehlzustand befindet, wird mit **Aus-Dauer** bezeichnet.

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse von Energieversorgungssystemen sind letztlich nur diejenigen Fehler von Interesse, die sich auf die Zuverlässigkeit auswirken, d.h. die zu einer Versorgungsunterbrechung an mindestens einer Stelle des Systems führen.

Eine Versorgungsunterbrechung an einem Lastknoten liegt vor, wenn die geforderte Leistung nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Es werden jedoch erfolgreiche Kurzunterbrechungen bzw. automatische Wiedereinschaltungen nicht als Versorgungsunterbrechung gewertet. Darüber hinaus können aber auch Spannungsbandverletzungen als Unterbrechung gewertet werden. Das System befindet sich im Zustand der Versorgungsunterbrechung, wenn an mindestens einem Lastknoten eine Unterbrechung vorliegt.

2.2 Zuverlässigkeitskenngrößen

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung erlaubt die quantitative Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit durch entsprechende Kenngrößen. Im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung von Netzen der elektrischen Energieversorgung existiert international eine Vielzahl unterschiedlicher Kenngrößen, die eine mehr oder weniger große Aussagefähigkeit und Verbreitung haben. Es haben sich jedoch einige grundlegende Kenngrößen bewährt, aus denen bei Bedarf weitere berechnet werden können. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die von der Zuverlässigkeitsberechnung berechneten Kenngrößen:

Formelzeichen	Netzparameter	Einheit
H_u	Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	1/a
T_u	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen	h oder min
Q_u	Nichtverfügbarkeit	1 (üblich: min/a)
P_u	(Kumulierte) unterbrochene Leistung	MVA/a
E_u	(Kumulierte) nicht zeitgerecht gelieferte Energie	MVAh/a
K_u	(Kumulierte) Unterbrechungskosten	€/a
A_u	(Kumulierte) Erstattungen	€/a

Bild: Zuverlässigkeitskenngrößen

Es ist zu beachten, dass die einzelnen Zuverlässigkeitskenngrößen einen jeweils unterschiedlichen Aussagegehalt haben. Je höher die Kenngrößen aggregiert sind, d.h. je mehr Aspekte in ihre Berechnung eingehen (die nicht zeitgerecht gelieferte Energie hängt z.B. von der Häufigkeit und der Dauer von Versorgungsunterbrechungen sowie der unterbrochenen Leistung ab), desto schwieriger ist ihre Interpretation in Bezug auf die Ursachen. Im Allgemeinen ist es zur Beurteilung einer gegebenen Aufgabe nicht ausreichend, sich auf eine Kenngröße zu beschränken.

Da es sich bei den berechneten Kenngrößen um probabilistische Kenngrößen seltener Ereignisse handelt, besitzen die Kenngrößen zum Teil eine sehr hohe Streuung. Es ist daher immer zu beachten, dass die berechneten Werte den Erwartungswert dieser Kenngrößen wiedergeben. Zur vollständigen Beurteilung der Situation, insbesondere im Rahmen eines Risikomanagements, ist es mitunter erforderlich, auch die Verteilungen zu betrachten.

Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen

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

Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen

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

Unterbrechungswahrscheinlichkeit/Nichtverfügbarkeit

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

(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 gehen 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.

(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.

(Kumulierte) Unterbrechungskosten

Die Unterbrechungskosten spiegeln den Versuch wider, den Schaden, der den Verbrauchern durch Versorgungsunterbrechungen entsteht, monetär zu bewerten. Aufgrund der stark unterschiedlichen Kostenstrukturen der Verbraucher, die sowohl von dem Verbrauchertyp (z.B. Haushalt, Gewerbe, Dienstleistung, Industrie, Landwirtschaft) als auch von Tages- und Jahreszeit abhängen, kann es sich bei der vorgenommenen Bewertung nur um grobe Anhaltswerte für den volkswirtschaftlichen Schaden handeln.

Ein üblicher Ansatz besteht darin, einer Versorgungsunterbrechung zwei Anteile von Kosten zuzuordnen: Einen Anteil für die unterbrochene Leistung und einen Anteil für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie. Beide Anteile können zusätzlich von der Dauer der Versorgungsunterbrechung abhängen, d.h. der leistungsspezifische Bewertungsfaktor k_s (in €/kW) und der arbeitsspezifische Bewertungsfaktor k_w (in €/kWh) richten sich nach der Dauer der Versorgungsunterbrechung. Die folgende Tabelle spiegelt einen Ansatz für diese Faktoren wider.

Dauer der VU	bis 12 min	12 min – 1 h	1 h – 10 h	ab 10 h
Faktor k_w	5,11 €/kWh	5,11 €/kWh	5,11 €/kWh	5,11 €/kWh
Faktor k_s	5,11 €/kW	10,23 €/kW	20,45 €/kW	40,90 €/kW

Bild: Vorschlag für die Bewertung der Unterbrechungskosten

(Kumulierte) Erstattungen

Analog zu den Unterbrechungskosten können für das Versicherungsmodell Erstattungskosten errechnet werden. Ihre Berechnung erfolgt wie die Berechnung der Unterbrechungskosten mit dem Unterschied, dass für die Erstattungskosten nicht der aktuelle Leistungsbedarf, sondern der Leistungs-Anschlusswert des Kunden als Berechnungsgrundlage dient.

2.3 Programmstruktur

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung besteht aus einem Berechnungsteil, der die Ausfallkombinationen erzeugt und ihren Ablauf modelliert, und einem Auswerteteil, der auf Basis der im Berechnungslauf protokollierten Abläufe dem Planer eine Bewertung des Ausfall- und Unterbrechungsgeschehens erlaubt. Das folgende Bild gibt einen Überblick über die Programmstruktur der Zuverlässigkeitsberechnung.

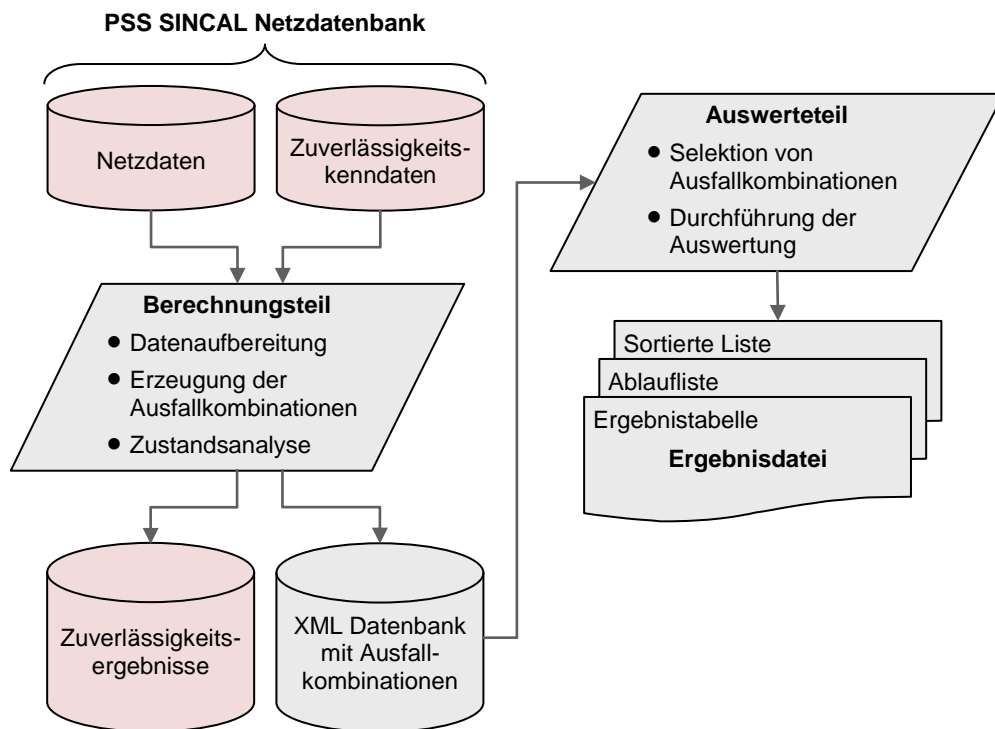


Bild: Programmstruktur der Zuverlässigkeitsberechnung

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

2.4 Berechnungsteil

Der Berechnungsteil hat die Aufgabe, das Störungsgeschehen im betrachteten System zu modellieren und die Kenngrößen derjenigen Ausfallkombinationen, die zu Versorgungsunterbrechungen führen, in einer XML Datenbank zu speichern. Das folgende Bild zeigt den schematischen Ablauf des Berechnungsteils.

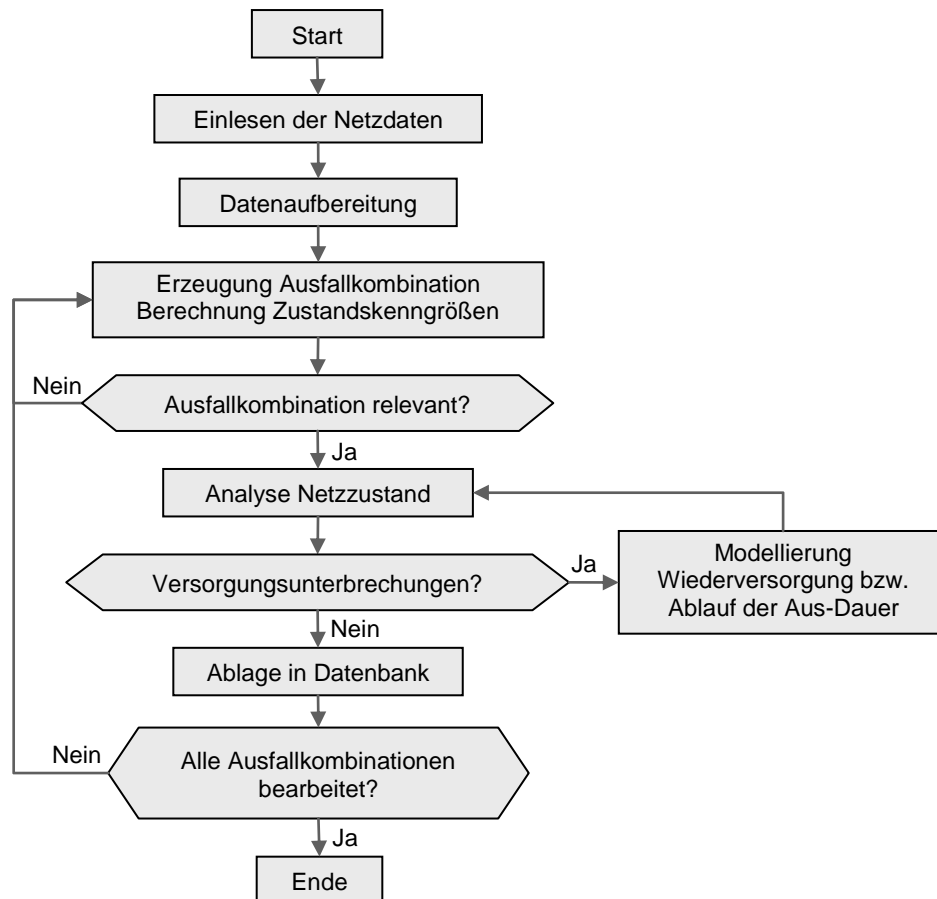


Bild: Ablaufdiagramm des Berechnungsteils

Die Eingabedaten des Berechnungsteils umfassen die Netzdaten und die Zuverlässigkeitskennndaten der Betriebsmittel. Daneben werden die Steuerinformationen zur Erzeugung der Ausfallkombinationen und zur Bewertung ihres Ablaufs benötigt.

Nach dem Einlesen der Daten und anschließenden Plausibilitätstests werden die Netzdaten aufbereitet. Dies umfasst beispielsweise die Bildung von Zuverlässigkeitselementen (Komponenten), die Zuordnung von Ausfallkennndaten zu den Zuverlässigkeitselementen, die Abgrenzung von Schutzauslösebereichen und die Bestimmung angrenzender Auslösebereiche, die im Fall von Schutzversagern ersatzweise ansprechen.

Anschließend werden Ausfallkombinationen erzeugt, d.h. Kombinationen von Elementen, die gleichzeitig vom Ausfall betroffen sind. Dafür stehen zwei Verfahren zur Verfügung:

- Beim **analytischen Verfahren** werden alle Ausfallkombinationen, also Kombinationen von gleichzeitig ausgefallenen Betriebsmitteln, kombinatorisch generiert. Es werden nur diejenigen Kombinationen betrachtet, deren Wahrscheinlichkeit oberhalb eines vorgegebenen Grenzwertes liegt. Eine weitere Möglichkeit zur Beschränkung der zu untersuchenden Ausfallkombinationen ist die Begrenzung der Ordnung, d. h. der Anzahl gleichzeitig ausgefallener Betriebsmittel.
- Beim zeitsequentiellen **Monte-Carlo-Verfahren** wird das Ausfallgeschehen im Netz, also der zeitlich korrelierte Ablauf der Betriebsmittelzustände, simuliert. Diese Methode erlaubt eine in Details genauere Modellierung des Netzgeschehens, wobei allerdings der Rechenzeitbedarf entsprechend ansteigt.

Beiden Verfahren gemeinsam ist, dass in jedem Störungszustand die Versorgungssituation der Kunden beurteilt und im Falle einer Versorgungsunterbrechung geeignete Wiederversorgungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen. Zur Zustandsanalyse stehen der Lastfluss, der komplexe Maximalflussalgorithmus oder die sehr schnelle, aber ungenaue Verbindungskontrolle zur Verfügung.

Analytisches Berechnungsverfahren

Die Erzeugung der Ausfallkombinationen erfolgt nach dem analytischen Verfahren. Die Angaben zur Berechnungsmethode und deren Steuerung werden mit den Zuverlässigkeitsparametern in einer eigenen Maske eingegeben.

Bei der Analyse von Ausfällen nach dem Modell Schutzversager ist es mitunter sinnvoll, die Kriterien zur Begrenzung der zu untersuchenden Ausfallkombinationen nicht anzuwenden. Diese Kriterien werden in nächsten Abschnitt erläutert. Ursache ist, dass auch äußerst selten auftretende Ausfälle durch Schutzversager oft besonders schwerwiegende Konsequenzen nach sich ziehen und daher doch einen Einfluss auf das Gesamtergebnis haben können.

Wenn in der verwendeten Datenbasis die Ausfälle, die bei Mehrfachleitungen zu Common-Mode-Ausfällen und auch bei Einfachleitungen zu einem unabhängigen Einfachausfall führen nicht in den Kenndaten des unabhängigen Ausfalls enthalten sind, so müssen für Einfachleitungen die Werte für die Häufigkeit des unabhängigen und des Common-Mode-Ausfalls addiert werden, um der Realität zu entsprechen.

Darüber hinaus können einige Werte festgelegt werden, die Einfluss in die Berechnung finden, wie z.B. die maximal zulässige Unterbrechungsdauer oder der Gleichzeitigkeitsfaktor der Lasten im System. Die Angaben zum Überlastfaktor finden in der Berechnung nur dort Anwendung, wo den betroffenen Elementen keine individuellen Daten zugewiesen worden sind.

Steuerung des analytischen Berechnungsverfahrens

Analytische Verfahren, die auch Enumerationsverfahren genannt werden, erzeugen die zu untersuchenden Ausfallsituationen eine nach der anderen mit Hilfe geeigneter Algorithmen. Die einzelnen Ausfälle und ihre Auswirkungen auf das Netz und die Versorgungssituation werden unabhängig voneinander betrachtet. Die Vorteile der analytischen Verfahren liegen bei meist kürzeren Rechenzeiten, der Transparenz des Rechenweges und damit der Reproduzierbarkeit der Ergebnisse. Nachteilig bei dem analytischen Ansatz ist, dass die detaillierte Modellierung von zeitlichen Abläufen, wie z.B. Lastganglinien oder Wartungsplänen, aufgrund der damit verbundenen sehr hohen Anzahl zu betrachtender Zustände nur vereinfacht möglich ist.

Die Zuverlässigkeitsberechnung verwendet als analytisches Verfahren einen Semi-Markov-Prozess. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Ausfallwahrscheinlichkeiten der Zuverlässigkeitselemente im Netz exponentialverteilt über der Zeit sind. Die Ausfallwahrscheinlichkeit in einem bestimmten Zeitintervall ist damit unabhängig von der Lage des Zeitintervalls und von der Vorgeschichte des Elements. Für die Häufigkeit des Ausfalls eines Elements wird somit eine Poisson-Verteilung angenommen, für die Verteilung der Aus-Dauern wird bei der analytischen Methode keine Annahme benötigt.

Die hohe Zahl von möglichen Kombinationen ausgefallener Elemente macht eine Beschränkung der Zahl der zu untersuchenden Ausfallkombinationen erforderlich. Die Generierung der Ausfallsituationen bei der analytischen Berechnung erfolgt daher wahlweise

- unter Berücksichtigung einer minimalen Zustandswahrscheinlichkeit oder
- einer maximalen Ordnung von gleichzeitig ausfallenden Komponenten.

Dabei wird noch nicht nach den verschiedenen Ausfallmodellen differenziert. Erst bei der Berechnung der Zustandswahrscheinlichkeit der Ausfallkombination wird geprüft, welche Ausfallmodelle die aktuelle Ausfallkombination verursachen können.

Bei der Zuverlässigkeitsberechnung können diejenigen Ausfallkombinationen unberücksichtigt bleiben, deren **Zustandswahrscheinlichkeit** so klein ist, dass ihr Beitrag zu den Zuverlässigkeitskenngrößen vernachlässigbar ist. Die Ausfallkombinationen werden daher durch eine Systematik erzeugt, die beginnend mit Ausfällen erster Ordnung solange die Ordnung der Kombinationen erhöht, bis deren Zustandswahrscheinlichkeit unterhalb einer wählbaren Grenze liegt. Die maximale Ordnung variiert dabei je nach beteiligten Elementen. Bei der Wahl der Zustandswahrscheinlichkeitsgrenze ist ein Kompromiss zu schließen zwischen der Genauigkeit der Ergebnisse und der erforderlichen Rechenzeit. Als Erfahrungswert kann gelten, dass bei Hochspannungsnetzen die Grenze nicht größer als 10^{-9} sein sollte. Grenzen kleiner als 10^{-11} bringen keine wesentliche Veränderung der errechneten Kenngrößen.

Bei der Generierung nach **Ausfallordnung** werden alle Kombinationen der gewünschten Ordnungen berechnet. Vorgegeben werden die minimale und die maximale gewünschte Ordnung.

Für die Ausfallart **Schutzversager** kann das Kriterium zur Begrenzung der Ausfallkombinationen außer Kraft gesetzt werden (Schutzversager ohne Kriterium zur Begrenzung). Dies ist sinnvoll, wenn ein bestimmter Ausfall durch Schutzversager zwar sehr selten auftritt, also mit einer sehr kleinen Nichtverfügbarkeit behaftet ist, aber aufgrund des Selektivitätsverlustes beim Auslösen der nachgeordneten Schutzeinrichtungen sehr weit reichende Folgen nach sich zieht.

Die Auswahl der Option zur Begrenzung der Ausfallkombinationen und ihrer Parameter erfolgt über die Zuverlässigkeitsparameter.

Monte-Carlo-Verfahren

Das Monte-Carlo-Verfahren ist ein Verfahren aus der Stochastik, bei dem sehr häufig durchgeführte Zufallsexperimente die Basis darstellen. Es wird dabei versucht, mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitstheorie analytisch nicht oder nur aufwändig lösbare Probleme numerisch zu lösen. Als Grundlage ist vor allem das Gesetz der großen Zahlen zu sehen.

Für die Zuverlässigkeitsberechnung bedeutet dies, dass die Ausfälle mit einem Zufallszahlenalgorithmus generiert werden. Der Zeitpunkt des Ausfalls innerhalb des Betrachtungszeitraumes wird mit Hilfe dieses Zufallszahlenalgorithmus bestimmt.

Um relevante Ergebnisse zu erhalten, muss der Betrachtungszeitraum nicht nur einmal sondern vielfach durchlaufen werden. Bei zu wenigen Durchläufen könnte ein bestimmtes Element durch den Zufallszahlenalgorithmus viel zu oft bzw. zu selten ausfallen und daher falsche Kenngrößen erhalten. Erst durch eine Vielzahl an Betrachtungen ergeben sich realistische Kenngrößen. Damit wird auch das primäre Problem dieses Simulationsverfahrens deutlich: der erforderliche Rechenzeitbedarf.

Steuerung des Monte-Carlo-Verfahrens

Um bei der Monte-Carlo-Simulation reproduzierbare Rechenergebnisse zu erhalten, ist es möglich, den Zufallszahlenalgorithmus immer mit der gleichen Zahl zu initialisieren. Dies führt bei neuerlicher Berechnung zu einer identischen zufälligen Abfolge von Ausfallkombinationen.

Die Auswahl der Option zum **Erzeugen identischer Ausfälle** sowie die **Anzahl der Betrachtungen** erfolgt über die Zuverlässigkeitsparameter.

Darüber hinaus sind auch verschiedenste Steuerparameter verfügbar, die Einfluss in die Berechnung finden, wie z.B. der Gleichzeitigkeitsfaktor der Lasten im System. Die Angaben zum Überlastfaktor finden in der Berechnung nur dort Anwendung, wo den betroffenen Elementen keine individuellen Daten zugewiesen worden sind. Der Unterspannungsfaktor, ab dem gegebenenfalls Last abgeworfen wird, kann ebenfalls in dieser Maske angegeben werden.

2.5 Auswerteteil

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

Die eigentliche Auswertung erfolgt wahlweise als:

- **Ablaufliste:**
Der Ablauf aller gefilterten Ausfallkombinationen wird ausgegeben. Die Ausgabe umfasst die anfänglichen Unterversorgungen sowie durchgeführte Schalthandlungen mit ihrer Auswirkung auf die Verbraucher bis zur vollständigen Wiederversorgung.
- **Sortierte Liste:**
Alle gefilterten Ausfallkombinationen werden nach einer bestimmten Zuverlässigkeitskenngröße sortiert ausgegeben.

- **Ergebnistabelle:**

Hier werden die Daten sämtlicher gefilterter Ausfallkombinationen nach verschiedenen Kriterien sortiert und akkumuliert und anschließend die Zuverlässigkeitskenngößen für das gesamte Netz oder einzelne Lastknoten berechnet und ausgegeben.

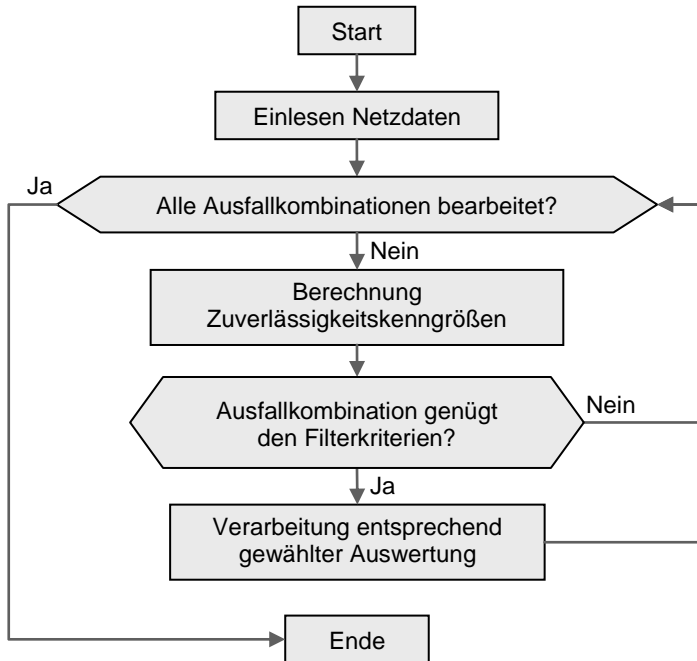


Bild: Ablaufdiagramm des Auswerteteils

Auswertung der Zuverlässigkeitsergebnisse

Der Auswerteteil liest die vom Rechnungsteil ermittelten Verläufe der einzelnen Ausfallkombinationen ein und wertet diese entsprechend den Steuervorgaben aus. Die Ausfallkombinationen werden dabei nach den eingestellten Selektionskriterien gefiltert. Die Auswertung selbst liefert dann entweder eine Ergebnistabelle mit den Zuverlässigkeitskenngößen der Lastknoten und des Gesamtnetzes, eine Liste mit dem genauen Ablauf einzelner Ausfallkombinationen oder eine nach einer bestimmten Zuverlässigkeitskenngöße sortierte Liste. Erst diese Möglichkeiten gemeinsam ermöglichen eine umfassende Analyse der Versorgungszuverlässigkeit im gegebenen System.

Steuerung der Auswertung

Die zu betrachtenden Ausfallkombinationen können durch die Wahl von Selektionskriterien in Bezug auf zu berücksichtigende Zuverlässigkeitselemente oder gewünschte Ausfallarten beschränkt werden. Die Wahl von Grenzwerten für die ermittelten Zuverlässigkeitskenngößen steht außerdem zur Verfügung, um eine weitere Fokussierung der Ergebnisse durchzuführen. Über die Maske mit den Zuverlässigkeitsparametern kann die Auswertung detailliert parametrisiert werden.

Verfügbare Ergebnisprotokolle

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsauswertung sind drei verschiedene Ergebnisprotokolle verfügbar, die jeweils eine unterschiedliche Betrachtung der berechneten Kenngrößen ermöglichen:

- Ablaufliste
- Sortierte Liste
- Ergebnistabelle

Das gewünschte Ergebnisprotokoll wird mit den Zuverlässigkeitsparametern voreingestellt.

Die **Ablaufliste** erleichtert insbesondere die Analyse spezieller Schwerpunkte im Ausfallgeschehen des Netzes.

Die nach den Selektionskriterien ausgewählten Ablaufkombinationen werden in ihrem detaillierten zeitlichen Ablauf dargestellt. Alle fehlerbetroffenen Betriebsmittel sowie die Elemente, die sich im selben Auslösebereich befinden und daher mit ausgeschaltet werden, werden angegeben. Zusätzlich kann vorgegeben werden, ob die Kenngrößen nach den einzelnen Ausfallmodellen differenziert werden sollen und ob die Versorgungsgrade der unterversorgten Verbraucher nach jeder Schaltmaßnahme aufgeführt werden sollen.

Die **sortierte Liste** erlaubt das schnelle Identifizieren der einflussreichsten Ausfallkombinationen und stellt somit ein bedeutendes Instrument in der Analyse der Ursachen von Versorgungsunterbrechungen. Hierbei können die den Selektionskriterien entsprechenden Ausfallkombinationen nach einer bestimmten Zuverlässigkeitskenngröße sortiert ausgegeben werden. Dabei kann die Kenngröße sowie die Sortierfolge vorgegeben werden.

In der **Ergebnistabelle** werden die Kenngrößen ausgewählter Ausfallkombinationen für jeden Lastknoten akkumuliert. Die berechneten Zuverlässigkeitskenngrößen erlauben somit eine detaillierte Übersicht über die Versorgungszuverlässigkeit im gegebenen System. Insbesondere können Schwachpunkte im Netz identifiziert werden.

Die berechneten Kenngrößen können jeweils für die einzelnen Verbraucher und das gesamte Netz angegeben werden. Für das Netz können auch Kenngrößen für Ausfälle ohne Versorgungsunterbrechung dargestellt werden. Zusätzlich können auch der prozentuale Anteil jeder Kenngröße eines Verbrauchers an den Kenngrößen des Netzes oder die Anteile der einzelnen Zuverlässigkeitselemente bzw. Auslösebereiche am Unterbrechungsgeschehen eines Verbraucherknottens ermittelt werden. Auch eine Differenzierung nach der Ausfallordnung ist möglich.

Zu beachten ist, dass die berechneten Zuverlässigkeitskenngrößen der einzelnen Lastknoten hoch aggregiert sind und deshalb ein Rückschluss auf die Ursachen im Allgemeinen nicht möglich ist. Die Kenngrößen erlauben somit eine Gesamtbewertung des Unterbrechungsgeschehens, zur detaillierten Untersuchung der Versorgungszuverlässigkeit sind aber auch weitere Auswertungen erforderlich.

3. Modellierung des Netzes

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung stellt einige besondere Ansprüche an die Datenbasis, sodass übliche Lastflussdatensätze nicht ausreichend sind. Die Modellierung der Netztopologie sollte auch ausgeschaltete Elemente sowie die genauen Konfigurationen der Sammelschienen (Längstrennungen, Mehrfachsammschienen usw.) enthalten, da diese Informationen bei möglichen Schaltvorgängen zur Störungsbeseitigung notwendig sind. Zur Analyse unterschiedlicher Störungsszenarien und ihrer Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit des Netzes und seiner Komponenten müssen auch einige grundsätzliche Informationen über die eingesetzten Schutzgeräte vorhanden sein.

Zuverlässigkeitskenndaten

Die Zuverlässigkeitsberechnung benötigt im Gegensatz zu den klassischen Verfahren der Lastfluss- oder Kurzschlussstromberechnung auch Daten, die über die elektrischen und topologischen Daten der Betriebsmittel hinausgehen. Vor allem sind auch statistisch ermittelte Daten zur Zuverlässigkeit der im System eingesetzten Betriebsmittel erforderlich.

Die geforderten Kenndaten können z.B. aus der BDEW-Störungs- und Schadensstatistik bereitgestellt werden. Sie beruht auf dem gesamten Störungsaufkommen in Deutschland und kann getrennt nach Sternpunktbehandlung und weiteren Kriterien ausgewertet werden. Liegen ausreichend Daten speziell über das zu untersuchende System vor, so können diese natürlich zur genaueren Modellierung verwendet werden.

3.1 Komponentenbegriff

Eine Komponente ist die kleinste Betrachtungseinheit, die im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung nicht mehr weiter unterteilt wird. Sie hat die Eigenschaft, dass sie nur als Ganzes ausfallen oder wieder in Betrieb gehen kann. Zu einer Komponente werden solche Betriebsmittel zusammengefasst, deren Fehler gleiche Auswirkungen auf das Energieversorgungsnetz haben. Vernachlässigt man Fehlerfälle, die zu einer Minderung der Leistungsübertragungsfähigkeit führen (z.B. Fehler in Kühlsystemen bei Transformatoren), so kann man die Auswirkungen von Fehlern auf das Energieversorgungssystem alleine durch den Schaltzustand des Netzes beschreiben. Jeder Komponente können individuelle Zuverlässigkeitskenndaten zugeordnet werden. Die im Rahmen von Zuverlässigkeitsuntersuchungen herausragende Komponenteneigenschaft ist die Nichtverfügbarkeit, also die Häufigkeit und die Dauer eines Ausfalls der Komponente. Dabei ist zu beachten, dass z.B. unter einer Leitungskomponente nicht nur die Leitung selbst, sondern auch die zu der Leitung gehörenden angrenzenden abgangseitigen Schaltfelder mit Leitungstrenner, Leistungsschalter, Wandler, Erder usw. verstanden werden.

Unter dem Auslösebereich wird eine Zusammenfassung von Betriebsmitteln verstanden, die im Falle eines Kurzschlusses im zugehörigen Schutzbereich durch eine automatische Ausschaltung gemeinsam konzeptgemäß ausgeschaltet werden. Das folgende Bild zeigt dies am Beispiel eines Stichanschlusses sowie einer über Trennschalter eingeschleiften Anlage, wobei im letzten Fall vorausgesetzt ist, dass das unterlagerte Netz nicht rückspeist.

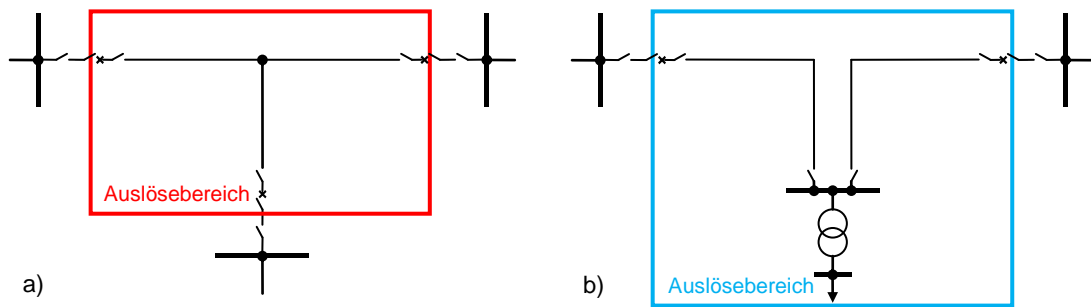


Bild: Beispiele zum Auslösebereich

Verwendet man die auslösebereichsorientierte Komponentenabgrenzungen, so ergeben sich im Allgemeinen die Komponentenklassen

- Leitung (Freileitung bzw. Kabel),
- Sammelschiene,
- Transformator.

Es ist zu beachten, dass die Auslösebereiche nicht mit den Komponenten übereinstimmen müssen. So kann ein Auslösebereich mehrere Komponenten beinhalten. Weiterhin können sich die Auslösebereiche verschiedener Komponenten teilweise überlappen.

Die in der Zuverlässigkeitsberechnung verwendete auslösebereichsorientierte Komponentenabgrenzung hat unter anderem zur Folge, dass keine Schaltfeld-Komponente existiert. Selbstverständlich können auch in Schaltfeldern eingesetzte Betriebsmittel Ausfälle der in der Zuverlässigkeitsberechnung gebildeten Komponenten verursachen. So können auch für Schaltfelder Zuverlässigkeitskenndaten angegeben werden. Diese werden jedoch getrennt für den sammelschienenseitigen und den abgangsseitigen Teil des Schaltfeldes deklariert. Die entsprechenden Anteile werden dann den Sammelschienen- und den Zweigkomponenten zugeschlagen. Dabei ist für jedes Element individuell vorgebbar, an welchen Endpunkten Schaltfelder anzunehmen sind.

3.2 Zuordnung der Zuverlässigkeitskenndaten

Das zu untersuchende System kann aus Gründen der Übersichtlichkeit in verschiedene Netzebenen gegliedert werden. Für jede dieser Netzebenen können Standardzuverlässigkeitskenndaten definiert werden, die dann allen Netzelementen in dieser Netzebene zugeordnet werden, falls diese keine individuellen Zuverlässigkeitskenndaten haben.

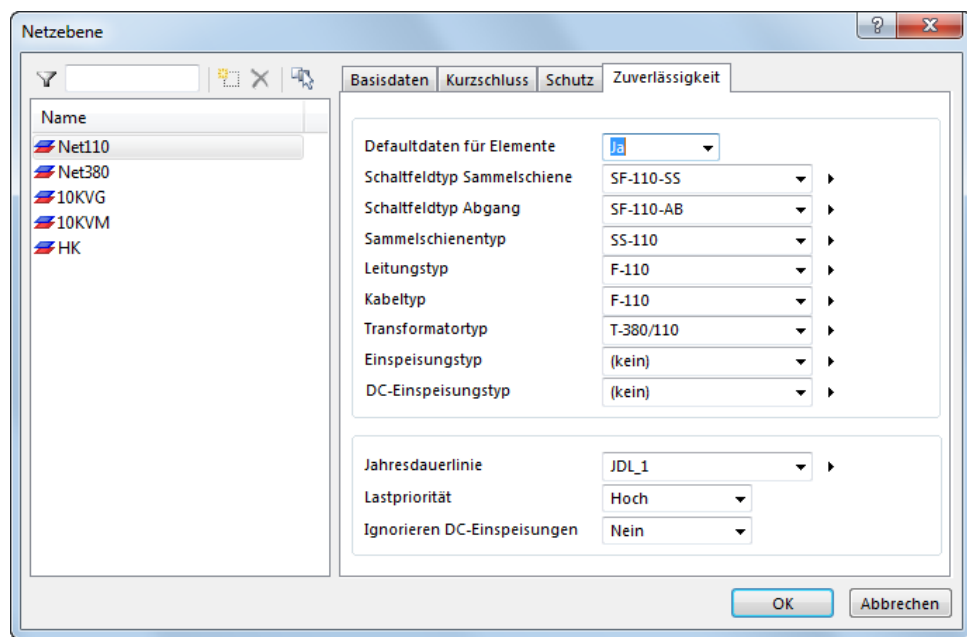


Bild: Globale Vorgabe von Zuverlässigkeitskenndaten mittels Netzebenen

Eine individuelle Zuordnung von Zuverlässigkeitskenndaten ist davon unabhängig für jedes Netzelement möglich. Diese Zuordnung kann direkt über das Register Zuverlässigkeit beim jeweiligen Netzelement vorgenommen werden.

Bild: Individuelle Definition der Zuverlässigkeitsdaten für eine Leitung

3.3 Sammelschienen und Schaltanlagen

Schaltanlagen und sonstige Netzknotenpunkte sind im Vergleich insbesondere zu Kraftwerken aber auch zu langen Freileitungen, Kabeln und zu Transformatoren relativ zuverlässige Betriebsmittel. Ihrer detaillierten Nachbildung kommt aber trotz ihres relativ seltenen Ausfalls eine außerordentliche Bedeutung zu. Zum einen führen Sammelschienenfehler in (n-1)-geplanten Netzen oft zu Versorgungsunterbrechungen. Zum anderen ist für das Wiederversorgungsgeschehen eine exakte Nachbildung der Besonderheiten einer jeden Schaltanlage unerlässlich. So erlaubt z.B. das Vorhandensein einer leer laufenden Reservesammelschiene bei Doppelsammelschienenanlagen einen Sammelschienenwechsel nach Ausfall der betriebsmäßig eingeschalteten Sammelschiene. Bei herkömmlichen Lastflussberechnungen müssen dagegen Reservesammelschienen nicht berücksichtigt werden.

Bei der Modellierung von Schaltanlagen ist insbesondere zu überprüfen, dass das Verhalten des nachgebildeten Schutzsystems dem der realen Anlage möglichst genau entspricht.

Generell kann man im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen die drei Arten

- Freiluftschaltanlage,
- Innenraumschaltanlage,
- SF₆-isolierte Schaltanlage

unterscheiden, da sie zum Teil deutlich unterschiedliche Zuverlässigkeitskenndaten aufweisen.

Einfachsammelschienenanlagen

Die Nachbildung von Einfachsammelschienenanlagen ist unproblematisch. Dem Netzknoten müssen entsprechend dem Schaltanlagentyp Zuverlässigkeitskennndaten zugeordnet werden.

Mehrfachsammelschienenanlagen

In Mehrfachsammelschienenanlagen ergibt sich bei Sammelschienenfehlern oder auch im Normalbetrieb durch einen fernbedienten oder vor Ort durchzuführenden Sammelschienenwechsel eine rasche Möglichkeit der Wiederversorgung. Bei der Nachbildung von Mehrfachsammelschienen ist vor allem auf die richtige Nachbildung des Schaltzustandes im Normalbetrieb und des Schutzsystems zu achten.

Bei der Nachbildung des Schaltzustandes sind besonders

- offen oder geschlossen betriebene Kupplungen und
- die richtige Verteilung der Abgänge auf die einzelnen Sammelschienen

zu beachten. Im Gegensatz zur Nachbildung für Lastflussberechnungen müssen hier auch **leer laufende** Sammelschienen, auf denen im Normalbetrieb kein Abgang liegt, nachgebildet werden, da sonst eventuelle Schaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung vernachlässigt werden.

Bei der Nachbildung des Schutzsystems ist darauf zu achten, ob, falls ein Differentialschutz vorliegt, dieser die gesamte Mehrfachsammelschienenanlage oder die einzelnen Sammelschienen selektiv schützt.

Querkupplungen

Üblicherweise besteht eine Querkupplung in Schaltanlagen der Hoch- und Höchstspannungsebene aus zwei Trennschaltern sowie einem Leistungsschalter. Bei dieser Konfiguration sind sowohl ein Sammelschienenwechsel bei Ausfall einer Sammelschiene als auch das Schließen der Sammelschienenkupplung sowie ein Sammelschienenwechsel während des Betriebs beider Sammelschienen möglich. Weiterhin sind in diesem Fall die einzelnen Sammelschienen der Mehrfachsammelschienenanlage in der Regel selektiv geschützt.

Längskupplungen

Bei Längskupplungen von Sammelschienen handelt es sich üblicherweise lediglich um einen offenen oder geschlossenen Trennschalter. Wird die längs getrennte Sammelschiene im Normalbetrieb mit offenem Trennschalter betrieben, so hat dies zur Folge, dass nur die auf dem jeweiligen Teilabschnitt liegenden Abgänge von einem Sammelschienenfehler betroffen sind. Bei betriebsmäßig geschlossenem Trennschalter führt ein Kurzschluss auf einem Teilabschnitt jeweils zur Ausschaltung der gesamten Sammelschiene, die Längstrennung spielt dann nur bei der Nachbildung des Wiederversorgungsgeschehens eine Rolle, da der nicht vom Fehler betroffene Sammelschienteilabschnitt nach der Sammelschientrennung wieder in Betrieb genommen werden kann.

H-Schaltungen

Bei H-Schaltungen ist für die detaillierte zuverlässigkeitstechnische Nachbildung insbesondere die korrekte Abgrenzung des Schutzsystems sowie der Schaltmöglichkeiten zu beachten. Die Bedeutung wird am folgenden Beispiel demonstriert.

Das folgende Bild zeigt die schematische Darstellung einer H-Schaltung sowie die Abgrenzung der Auslösebereiche. Bei einem Kurzschluss auf Stromkreisabschnitt 1 kommt es konzeptgemäß zur Ausschaltung des Auslösebereichs 1 und zu einer Versorgungsunterbrechung der MS-Netzgruppe A, sofern keine alternative Versorgungsmöglichkeit besteht. Nach Öffnen von Trenner T1 und Wiedereinschalten der Leistungsschalter LS1 und LS2 kann die Versorgung der MS-Netzgruppe A wieder hergestellt werden. Versagt zusätzlich der Leistungsschalter LS1 oder der zugehörige Schutz, so kommt es zu einer Störungsausweitung und zur Versorgungsunterbrechung der MS-Netzgruppe B. In diesem Fall könnte nach Öffnen von T4 zumindest die MS-Netzgruppe B wiederversorgt werden. Wäre der Kurzschluss im Bereich des Trenners T1, würde zunächst ebenfalls der Auslösebereich 1 ausgeschaltet werden. Die Eingrenzung der Störung durch Wiedereinschalten der Leistungsschalter LS1 und LS2 wäre aber nicht möglich. Dem Bereich zwischen dem Leistungsschalter LS2 und dem Trenner T1 müsste als Fehlerrate ein zweifacher sammelschienenenseitiger Feldanteil zugeordnet werden.

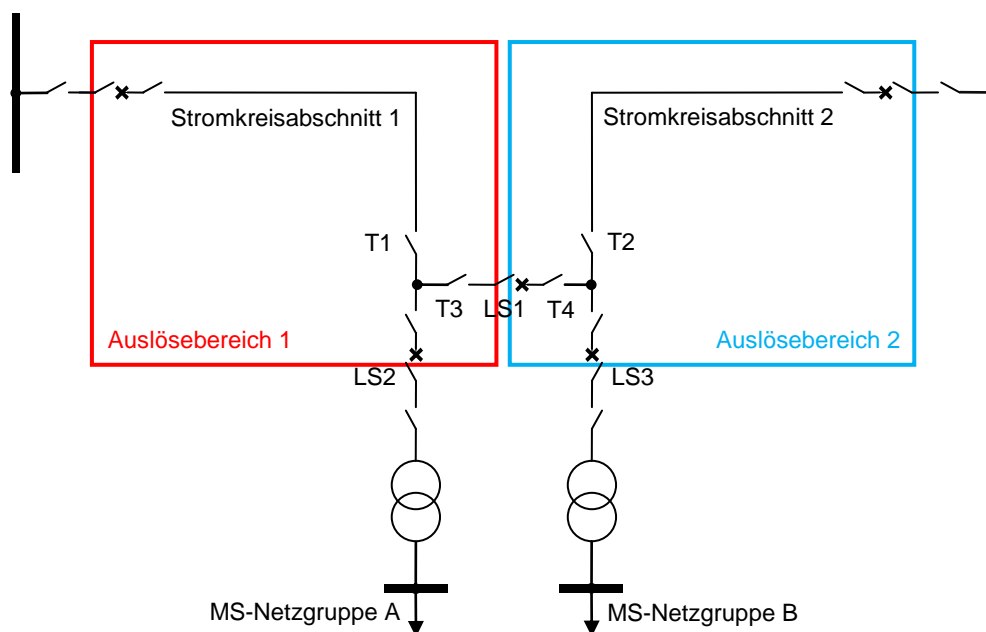


Bild: Schematische Darstellung einer H-Schaltung

Hilfsknoten

Hilfsknoten, zum Beispiel bei T-Abzweigen von Leitungen, sind in der Regel weder selektiv geschützt noch mit Schaltgeräten irgendwelcher Art ausgestattet. Diese Knoten dürfen daher auch nicht mit Ausfallkennwerten belegt werden.

3.4 Leitungen

Leitungselemente modellieren üblicherweise Freileitungen oder Kabel. Die Zuverlässigkeitskennndaten werden wahlweise über die Netzebene oder durch direkte Zuordnung bei der Leitung definiert. Wenn für die leitungsseitigen Schaltfelder ebenfalls Zuverlässigkeitskennndaten definiert sind, so werden die Daten der Leitung noch um die leitungsseitigen Schaltfeldzuschläge erhöht. In den Zuverlässigkeitskennndaten der Leitung kann explizit angegeben werden, ob am Anfangs- und Endknoten der Leitung ein Schaltfeld zu modellieren ist.

Darüber hinaus kann für jede Leitung individuell der Schutz- bzw. Überlastfaktor angegeben werden, ab dem die Leitung abgeschaltet wird.

Leitungen mit Abzweigungen

Die einzelnen Abschnitte einer Leitung mit Abzweigungen, z.B. eines Dreibeins, stellen jeweils eigene Leitungselemente dar. Der Abzweignode wird dabei üblicherweise als Hilfsknoten modelliert. Die einzelnen Abschnitte und Hilfsknoten werden zu einer Funktionsgruppe zusammengefasst, die innerhalb der Zuverlässigkeitsberechnung als geschlossene Einheit betrachtet wird.

Mehrfachleitungen

Der Common-Mode-Ausfall, also der Ausfall von mindestens zwei Systemen einer Mehrfachleitung aufgrund einer gemeinsamen Ursache (z.B. Blitzeinschlag ins Erdseil und rückwärtiger Überschlag auf zwei Systeme) hat in der Regel einen deutlichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit der untersuchten Netze. Mehrfachleitungen müssen daher speziell deklariert werden, dies erfolgt mit Hilfe einer Mehrfachleitungsgruppe.

Einschaltbare Leitungen

Betriebsmäßig ausgeschaltete, einschaltbare Leitungen müssen speziell gekennzeichnet werden. Dies erfolgt über die individuellen Zuverlässigkeitskennndaten der Leitung.

3.5 Transformatoren

Transformatoren enthalten die entsprechenden Standardzuverlässigkeitskennndaten wahlweise über die Netzebene oder durch direkte Zuordnung beim Transformator. Wenn für die abgangsseitigen Schaltfelder ebenfalls Zuverlässigkeitskennndaten definiert sind, so werden die Daten des Zweiwicklungstransformators noch um die abgangsseitigen Schaltfeldzuschläge (Schaltfelddaten der Knoten) erhöht. In den Zuverlässigkeitsdaten des Transformators kann explizit angegeben werden, ob an den Anschlussknoten des Transformators Schaltfelder zu modellieren sind.

Transformatoren können auch automatisch mit einem Differential- und Distanzschutz modelliert werden, ohne dass diese Schutzgeräte explizit eingegeben werden müssen.

Einschaltbare Transformatoren

Betriebsmäßig ausgeschaltete, einschaltbare Transformatoren müssen speziell gekennzeichnet werden. Dies erfolgt über die individuellen Zuverlässigkeitskenndaten des Transformators.

3.6 Einspeisungen

Das Ausfallverhalten von Netzeinspeisungen und Kraftwerken kann bedeutenden Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Energieversorgung haben.

Werden für Netzeinspeisungen und Kraftwerke keine expliziten Einträge im Zuverlässigkeitsdatensatz vorgenommen, so werden sie als unbedingt zuverlässig modelliert. Netzeinspeisungen weisen in der Regel eine Zuverlässigkeit auf, die im Bereich der Zuverlässigkeit von Verbraucher-Sammelschienen liegt und im Allgemeinen sehr hoch ist. Kraftwerke sind dagegen im Vergleich mit Netzbetriebsmitteln deutlich unzuverlässigere Elemente. Eine korrekte Nachbildung ist daher von großer Bedeutung.

In der Zuverlässigkeitsberechnung bestehen mehrere Möglichkeiten zur Nachbildung von Einspeisungen. Prinzipiell wird dabei zuverlässigkeitstechnisch zwischen Einspeisungen (2-Zustandsmodell) und Kraftwerken (6-Zustandsmodell) unterschieden. Diese zuverlässigkeitstechnischen Modelle können jeder Einspeisung der Netzdatenbank, also Netzeinspeisungen, Synchronmaschinen oder Kraftwerksblöcken, zugeordnet werden. Die detaillierte Modellierung erfolgt mit Hilfe des Einspeisungstyps Zuverlässigkeit.

Im einfachsten Fall der ausfallbehafteten Nachbildung kann einer Einspeisung eine Häufigkeit und mittlere Dauer eines unabhängigen Einfachausfalls zugeordnet werden.

Einschaltbare Einspeisungen

Betriebsmäßig ausgeschaltete, einschaltbare Einspeisungen müssen speziell gekennzeichnet werden. Dies erfolgt über die individuellen Zuverlässigkeitskenndaten der Netzeinspeisung, Synchronmaschine oder des Kraftwerksblocks. Dabei wird allerdings lediglich eine Einschaltzeit festgelegt; die einschaltbare Leistung selbst wird als unbedingt zuverlässig angesehen. Für anfahrbare Kraftwerke ist diese Modellierung daher nur eine grobe Näherung.

Zustandsmodelle für Kraftwerke

Insbesondere Kraftwerke werden üblicherweise durch explizite Modelle nachgebildet, die das spezifische Ausfallverhalten detaillierter beschreiben. In der Zuverlässigkeitsberechnung steht dazu das 6-Zustandsmodell zur Verfügung. Die Zuweisung der entsprechenden Zuverlässigkeitskenndaten erfolgt immer mit dem Einspeisungstyps Zuverlässigkeit. Durch Angabe entsprechender Parameter kann auch ein 4-Zustandsmodell verwendet werden. Auch die Verwendung eines 2-Zustandsmodells ist möglich, allerdings nicht zu empfehlen.

Das **6-Zustandsmodell** berücksichtigt nicht nur die Zustände Betrieb und Reparatur, sondern unterscheidet zusätzlich, ob für den Kraftwerksblock überhaupt Bedarf besteht. Darüber hinaus wird das Anfahren des Kraftwerksblocks durch einen eigenen Zustand Start modelliert, der auch die Berücksichtigung von Startversagern ermöglicht. Außerdem wird der Tatsache Rechnung getragen, dass Störungen in Kraftwerken nicht immer zu einer sofortigen Abschaltung führen, sondern unter Umständen für eine gewisse Zeit ein gestörter Betrieb erlaubt ist.

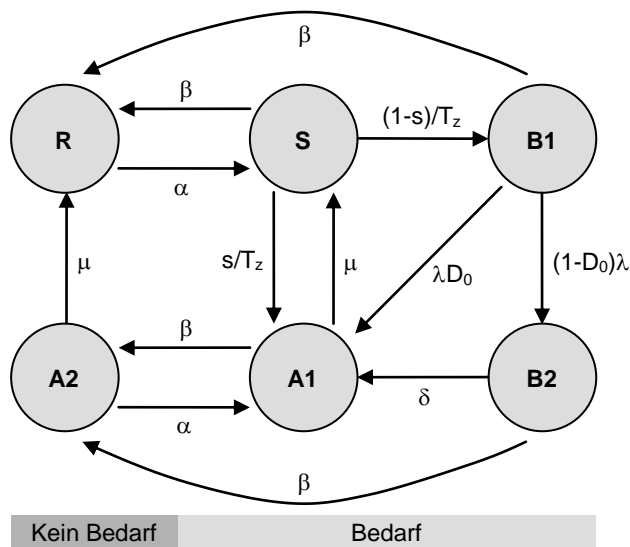


Bild: 6-Zustandsdiagramm eines Kraftwerksblockes

- α ... Anforderungsrate in Zustand Bedarf
- β ... Anforderungsrate in Zustand Kein Bedarf
- λ ... Ausfallrate
- μ ... Instandsetzungsrate
- δ ... Abschalt rate im gestörten Betrieb
- s ... Startversagerwahrscheinlichkeit
- D_0 ... Wahrscheinlichkeit Sofortabschaltung
- T_z ... Anfahrzeit
- R ... Reserve
- S ... Start
- B1 ... Normalbetrieb
- B2 ... Gestörter Betrieb
- A1 ... Reparatur und Bedarf
- A2 ... Reparatur und kein Bedarf

Das **4-Zustandsmodell** verzichtet auf die Nachbildung der Startversager und des gestörten Betriebs. Entsprechend sind im Zuverlässigkeitsdatensatz für die Kenngrößen Startversagerwahrscheinlichkeit s und Anfahrzeit T_z der Wert 0 und für die Wahrscheinlichkeit einer Sofortabschaltung D_0 100 % anzugeben.

3.7 Lastnachbildung

Für Zuverlässigkeitsberechnungen ist die im Rahmen von Lastflussberechnungen übliche Nachbildung der einzelnen Verbraucherlasten durch den Leistungsspitzenwert nicht ausreichend. Vielmehr muss beachtet werden, dass die angeschlossenen Verbraucher in der Regel nicht über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg ihren Leistungsspitzenwert beziehen. In der Zuverlässigkeitsberechnung werden die Verbraucherlasten daher durch eine geordnete und normierte Jahresdauerlinie nachgebildet.

Die Jahresdauerlinie wird den Lasten über die Zuverlässigkeitskenndaten der Netzebene zugewiesen.

Zusätzlich kann den Lasten eine vom Defaultwert abweichende Lastpriorität zugewiesen werden. Lasten mit einer höheren Priorität werden bei einer Versorgungsunterbrechung durch Leistungseinsparmangel nach Möglichkeit bevorzugt Leistung zugeteilt.

Geordnete und normierte Jahresdauerlinien

Im folgenden Bild ist die geordnete und auf den Jahresspitzenwert normierte Jahresdauerlinie eines typischen städtischen Mittelspannungsnetzes mit einer Mischung aus Industrie- und Haushaltsverbrauchern dargestellt. Diese Dauerlinie kann nun z.B. bei Zuverlässigkeitsberechnungen eines 110-kV-Netzes, in dem die unterlagerten Mittelspannungsnetze als Lasten nachgebildet sind, verwendet werden.

norm. Last in %

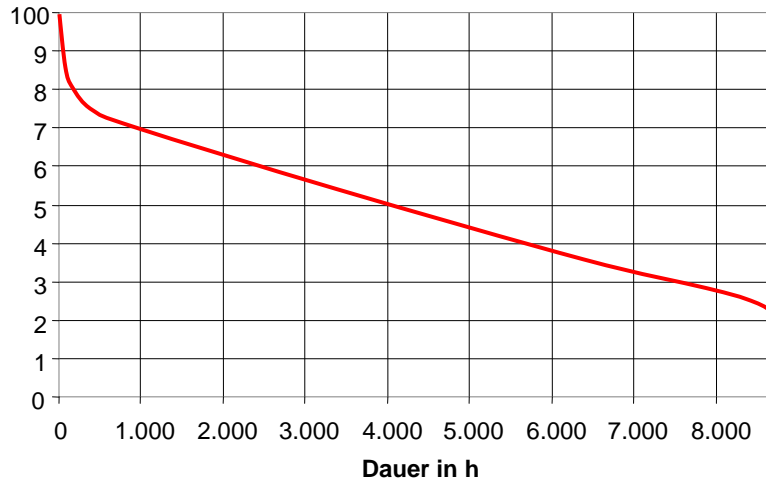


Bild: Geordnete und normierte Jahresdauerlinie

Die Jahresdauerlinien haben je nach Art des betrachteten Netzes durchaus eine unterschiedliche Form. Insbesondere die Struktur der angeschlossenen Verbraucher (z.B. städtisch/ländlich, industriell/privat, Mischformen) hat großen Einfluss auf die Dauerlinie.

Eine Kenngröße zur Charakterisierung der Dauerlinie stellt der Lastgrad m dar. Dieser ist gegeben als das Verhältnis der Fläche unter der geordneten und normierten Jahresdauerlinie bezogen auf 8760 h:

$$m = \frac{1}{8760h} * \sum_{i=1}^{8760} \frac{S_i}{S_{\max}} * 1h$$

S_i ... Scheinleistung der i-ten Stunde

S_{\max} ... Maximale Scheinleistung des Jahres

m ... Lastgrad

Beim Vergleich zweier Dauerlinien liegt diejenige mit dem höheren Lastgrad zu den meisten Zeitpunkten oberhalb der mit dem geringeren Lastgrad.

Die Form und der Lastgrad der Dauerlinie haben Einfluss auf die Zuverlässigkeitskenngrößen

- Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen,
- mittlere unterbrochene Leistung und
- nicht zeitgerecht gelieferte Energie.

Versorgungsunterbrechungen bei den einzelnen Ausfallkombinationen entstehen mitunter dadurch, dass zusätzliche Betriebsmittel aufgrund von Überlastungen ausgeschaltet werden. Ob es zu einer Betriebsmittelüberlastung kommt, hängt dabei im Wesentlichen davon ab, welchen Leistungszustand die betroffenen Verbraucher zum Zeitpunkt des Ausfalls innehaben. Das bedeutet, dass für die Ausfallkombination in Starklastzeiten Betriebsmittelüberlastungen entstehen können, die in Schwachlastzeiten nicht vorhanden sind. Die Zuverlässigkeitsberechnung ermittelt bei Überlastungen den Leistungsgrenzwert, ab dem eine Überlast auftritt. In der Dauerlinie besagt dieser Leistungsgrenzwert, dass in einer gegebenen Ausfallkombination nur in Leistungszuständen oberhalb dieses Grenzwertes eine Versorgungsunterbrechung auftritt. Die Häufigkeit einer Versorgungsunterbrechung bei dieser Ausfallkombination ist dann die Häufigkeit für das Auftreten der Ausfallkombination gewichtet mit dem zeitlichen Anteil der Dauerlinie über dem Leistungsgrenzwert.

Der Lastgrad m der Dauerlinie geht natürlich auch direkt in die mittlere unterbrochene Leistung ein, da bei einem höheren Lastgrad die mittlere **benötigte** Leistung größer ist.

In die Zuverlässigkeitskenngröße **nicht zeitgerecht gelieferte Energie** gehen unter anderem die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen und die mittlere unterbrochene Leistung multiplikativ ein. Daher ist auch diese Kenngröße stark von Form und Lastgrad der Dauerlinie abhängig.

Leistungszuteilungsmodelle

Sind bei der Modellierung der Wiederversorgung einer Ausfallkombination bereits alle möglichen Entlastungsmaßnahmen berücksichtigt worden und existieren Zweige oder Einspeisungen, deren maximale Übertragungsfähigkeit überschritten wird, so verbleibt nur noch eine Reduzierung der Lasten, um einen überlastungsfreien Netzzustand zu erreichen. Diese Lastreduktion dient primär dem Ziel, einen Netzzustand ohne Restriktionsverletzungen zu erreichen.

Benötigt wird demnach ein Leistungszuteilungsmodell, das es gestattet, Betriebsmittelüberlastungen oder Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes in nicht bereitgestellte Leistung an den Lastknoten umzusetzen bzw. den Lasten die zur Verfügung stehende Leistung zuzuteilen. Hierfür existieren zwei Modelle: Das **optimistische** und das **pessimistische Leistungszuteilungsmodell**. Der Einfluss der Leistungszuteilungsmodelle auf die Zuverlässigkeitskenngrößen "Unterbrochene Leistung" und "Nicht zeitgerecht gelieferte Energie" ist dabei erheblich.

Zur Reduktion der Verbraucherlasten wird zunächst die maximale, in den unterversorgten Netzbereich lieferbare Leistung bestimmt. Sie ist durch die maximale Übertragungsfähigkeit der in das unterversorgte Netzgebiet einspeisenden Betriebsmittel gegeben. Diese Leistung wird nun auf die Lastknoten des unterversorgten Netzbereiches gleichmäßig aufgeteilt. Falls der Grund für den Leistungsmangel nicht überlastete Zweige, sondern unzureichende Kraftwerkseinspeisung ist, wird bei der Verteilung der Restleistung die Priorität der Lastknoten berücksichtigt. Die Leistungszuteilungsmodelle ermitteln zunächst den Zeitanteil im Jahr, in dem der Bedarf der Abnehmer (entsprechend der Leistungsdauerlinie bzw. Leistungsganglinien) unterhalb der lieferbaren Leistung bleibt. Für diesen Teil des Jahres entsteht also durch den Leistungsengpass keine Versorgungsunterbrechung.

Optimistisches Modell

Es wird davon ausgegangen, dass sich der Verbraucher für den restlichen Teil des Jahres mit seinem Bedarf auf die eingeschränkte verfügbare Leistung **anpasst** und diese lieferbare Leistung abnimmt. Die Leistungszuteilung wird also als beliebig fein stufbar modelliert. Dies führt dazu, dass auch zu den Zeiten, in denen der durch die geordnete Leistungsdauerlinie bzw. Leistungsganglinien modellierte Bedarf über die aktuell lieferbare Leistung hinausgeht, lediglich die Differenz zwischen Bedarf und lieferbarer Leistung als unterbrochene Leistung angenommen wird. Das optimistische Modell liefert also die kleinstmöglichen Auswirkungen einer Überlastung.

Pessimistisches Modell

Für den restlichen Teil des Jahres wird angenommen, dass sich der Verbraucher **nicht** an die lieferbare Leistung **anpasst**. Der überlastete Zweig fällt somit aus und der Verbraucher wird vom Netz getrennt. Die unterbrochene Leistung ist hierbei für den Anteil des Jahres, in dem der Bedarf der Abnehmer oberhalb der lieferbaren Leistung liegt, die gesamte Abnahmeleistung des unterversorgten Netzbereiches. Das pessimistische Modell liefert also die größtmöglichen Auswirkungen einer Überlastung.

Die Anwendung der beiden unterschiedlichen Leistungszuteilungsmodelle auf einen Netzzustand, in dem die betrachteten Verbraucher in der Zeit t_x nur mit einem Versorgungsgrad $v < 1$ versorgt werden können, ist im folgenden Bild demonstriert.

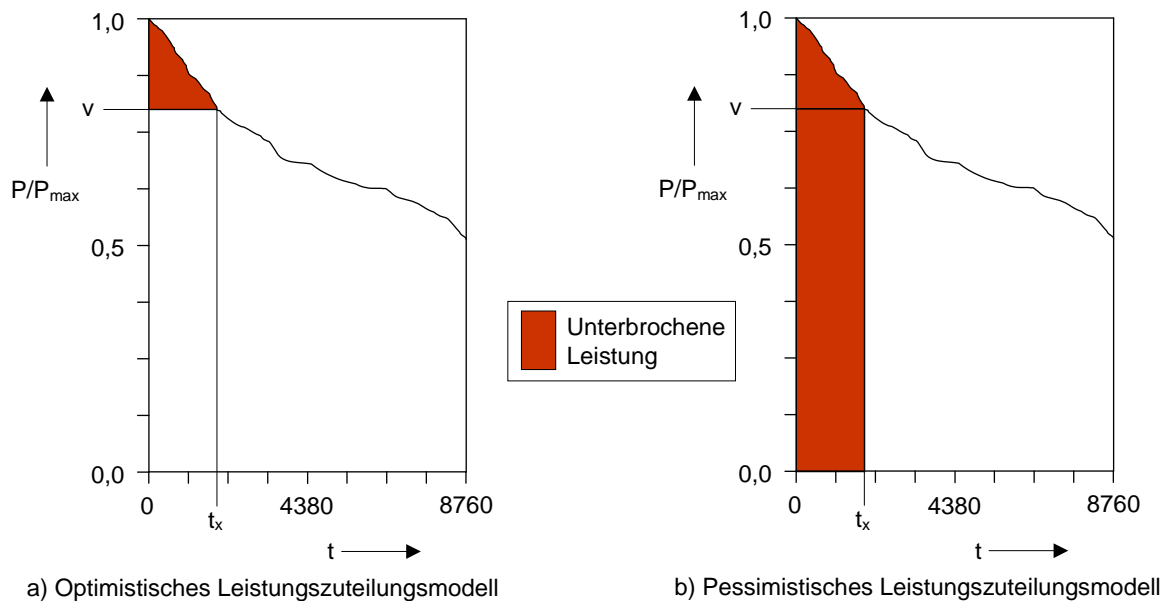


Bild: Anwendung der Leistungsverteilungsmodele

3.8 Schutzsystem

Abgrenzung der Auslöse- und Reserveauslösebereiche

Die Nachbildung des Schutzsystems von elektrischen Energieversorgungsnetzen im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen dient im Wesentlichen der Abgrenzung der Auslösebereiche sowie der Reserveauslösebereiche. Damit kann ermittelt werden, welche Komponenten in einem gemeinsamen Auslösebereich liegen und damit im Falle eines Fehlers mit nachfolgendem Schutzeingriff gemeinsam ausgeschaltet werden. Welche Bedeutung die Gestaltung sowie die korrekte Nachbildung des Schutzsystems für die Auswirkungen eines Kurzschlusses hat, soll im Folgenden an einem Beispiel erläutert werden.

Der Auslösebereich von Sammelschienen ist abhängig davon, ob ein Sammelschienenendifferentialschutz vorhanden ist und wie im Falle eines nicht vorhandenen Differentialschutzes die abgehenden Zweige geschützt sind. Das folgende Bild zeigt den Auslösebereich von Sammelschiene SS1 abhängig vom Schutzkonzept:

- **Fall 1:**
Sammelschienenendifferentialschutz.
- **Fall 2:**
Kein Sammelschienenendifferentialschutz, Rückeinspeisung aus dem unterlagerten Netz. Dem sammelschienenenseitigen Transformatorschalter ist ein Distanzschutz zugeordnet, der ohne Verzögerung rückwärts gestaffelt ist.
- **Fall 3:**
Kein Sammelschienenendifferentialschutz, Rückeinspeisung aus dem unterlagerten Netz. Der Distanzschutz ist nur in Richtung auf den Transformator gestaffelt.
- **Fall 4:**
Kein Sammelschienenendifferentialschutz, keine Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz.

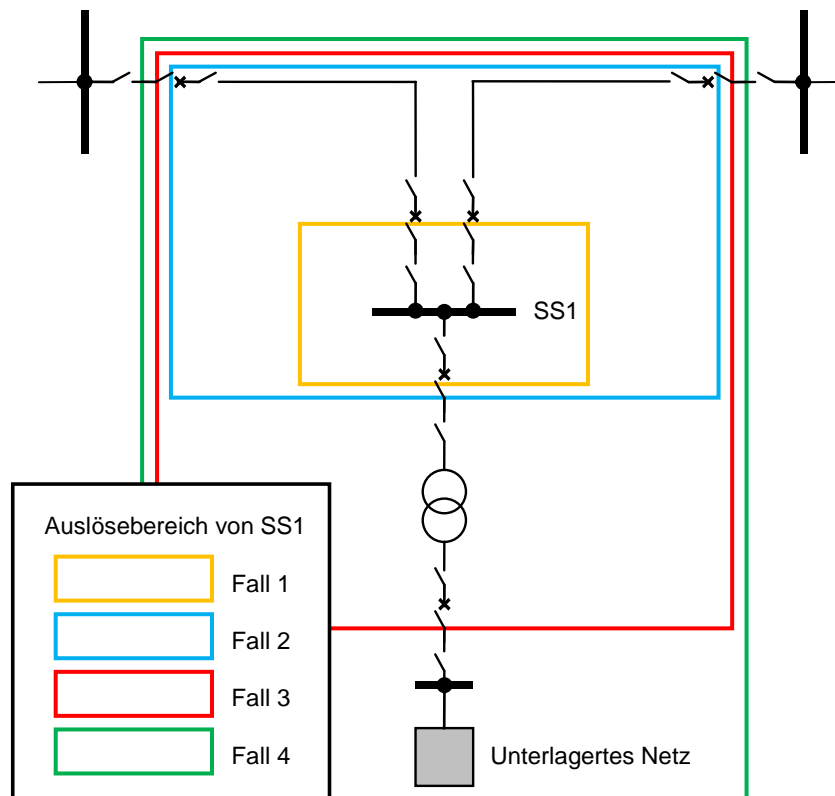


Bild: Auslösebereiche der Sammelschiene SS1 abhängig vom Schutzkonzept

Wird das Schutzsystem entsprechend Fall 1 abgegrenzt, so ist von einem Kurzschluss auf SS1 lediglich die Sammelschiene selbst betroffen. Bei Abgrenzung entsprechend Fall 2 ist die Sammelschiene nicht mehr selektiv geschützt und es kommt bei dem gleichen Fehler zu einer zusätzlichen Ausschaltung der die Sammelschiene SS1 versorgenden Stromkreise. Im Fall 3 kommt es noch zusätzlich zur Ausschaltung des Transformators. Geht man weiterhin davon aus, dass für das unterlagerte Netz keine weitere Versorgungsmöglichkeit besteht, d.h. das unterlagerte Netz bei einem Sammelschienenfehler auf SS1 nicht in das überlagerte Netz zurück speist (Fall 4), so bewirkt jeder Fehler auf der Sammelschiene SS1 eine Versorgungsunterbrechung im unterlagerten Netz. Dieses Beispiel zeigt, wie entscheidend die Modellierung des Schutzsystems für die Ausweitung einer Störung ist.

Neben den Auslösebereichen ist auch die Ermittlung der Reserveauslösebereiche für die Zuverlässigkeitsberechnung von Bedeutung. Die Reserveauslösebereiche werden für das Ausfallmodell Schutzversager oder Leistungsschaltversager benötigt. Hier ist die Ausweitung der Störung im Wesentlichen davon abhängig, wie die Reserveauslösebereiche abgegrenzt sind.

Datenbedarf zur Nachbildung des Schutzsystems

Moderne Schutzrelais stellen dem Anwender eine Fülle von Einstellungsmöglichkeiten mit zum Teil über 500 zu variierenden Parametern zur Verfügung. Diese Fülle von Daten in Zuverlässigkeitsberechnungen zu berücksichtigen ist weder sinnvoll noch notwendig. Lediglich diejenigen Daten des Schutzsystems sind im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen relevant, die für eine Eingrenzung oder Ausweitung von Störungen von Bedeutung sind.

Position und Auslöserichtung der Schutzrelais

Position und Auslöserichtung der Schutzrelais legen die Abgrenzung der Auslösebereiche für jede Komponente fest. Mit Hilfe dieser Daten ist die Ermittlung von Nichtselektivitäten in der Abgrenzung des Schutzsystems möglich.

Art des Schutzsystems

Zur Abgrenzung der Reserveauslösebereiche ist zusätzlich die Kenntnis des entsprechenden Schutzsystems von Bedeutung. So dient zum Beispiel der Differentialschutz einer Sammelschiene nicht unbedingt als Reserveschutz für einen Abgang. Prinzipiell sind daher zwei Arten von Schutzsystemen zu unterscheiden:

- Schutzsysteme, die lediglich eine Komponente oder eine Gruppe von Komponenten wirken. Beispiel hierfür ist der Differentialschutz.
- Schutzsysteme, die auch die Reserveschutzfunktion für andere Komponenten übernehmen können. Beispiele hierfür sind der Distanzschutz und der UMZ-Schutz.

In der Zuverlässigkeitsberechnung wird zwischen folgenden Schutzsystemen unterschieden, die mit den in PSS SINICAL verfügbaren Schutzgerätetypen modelliert werden können.

- Differentialschutz
- Distanzschutz
- UMZ-Schutz

Die Abgrenzung der Schutzauslösebereiche erfolgt durch die Eingabe einzelner Schutzrelais, die für jeden Abgang (Anschluss) eines Netzelementes angegeben werden können.

3.9 Systemgrenzen und Randnetze

Im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen untersucht man üblicherweise ein eingegrenztes Netzgebiet, welches im Wesentlichen Betriebsmittel einer Spannungsebene aufweist. An diesen Systemgrenzen bestehen in der Regel Verbindungen zu anderen Netzgebieten bzw. Netzen. Die Nachbildung dieser Randnetze kann die berechnete Zuverlässigkeit des untersuchten Netzgebietes erheblich beeinflussen.

Im Allgemeinen sind drei verschiedene Arten von Nachbarnetzen zu berücksichtigen:

- Überlagerte Netze,
- unterlagerte Netze sowie
- parallele Netze.

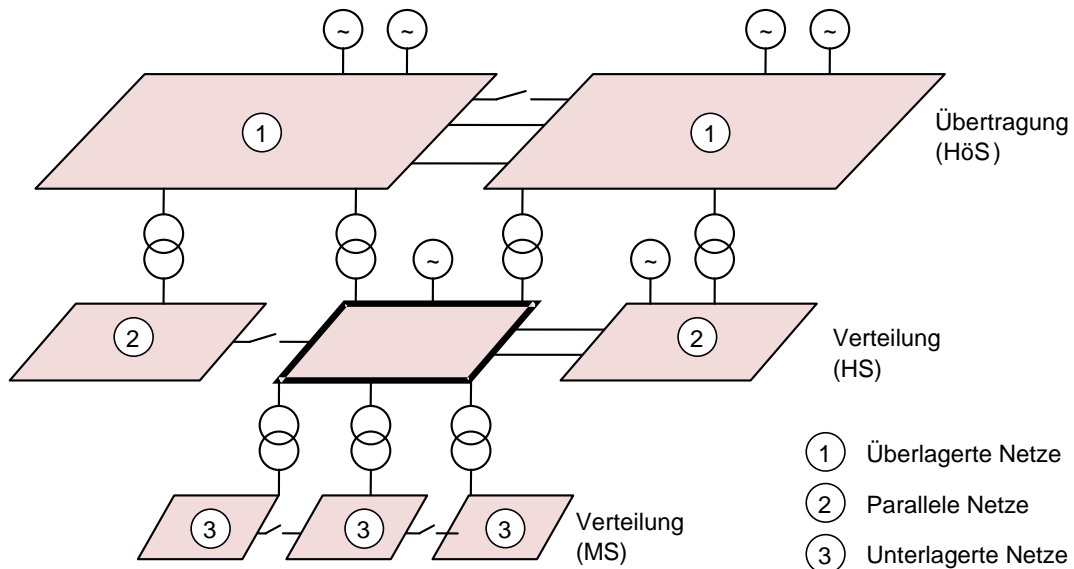


Bild: Zu untersuchendes Netz und Nachbarnetze

Die Zuordnung eines Randnetzes zu einer bestimmten Kategorie ist durch die Richtung des Lastflusses im Normalbetrieb gegeben. So gilt für ein überlagertes Nachbarnetz, dass der Lastfluss vom Nachbarnetz zumeist in das betrachtete Netz hinein gerichtet ist, während bei parallelen Netzen keine eindeutige Lastflussrichtung angegeben werden kann.

Eine vollständige Nachbildung der Randnetze ist im Allgemeinen nicht sinnvoll, da sie mit erheblichem zusätzlichem Aufwand an Datenbeschaffung und Rechenzeit verbunden ist. Darüber hinaus sind häufig die Daten der Randnetze nicht bekannt; vor allem, wenn es sich um Netze anderer Netzbetreiber handelt.

Daher muss mit Ersatzmodellen der Randnetze gearbeitet werden. Im Rahmen von Zuverlässigkeitsberechnungen sind für jedes benachbarte Netz drei verschiedene Ersatzmodelle nötig:

- Ein Lastflussäquivalent, um im Normal- bzw. im Ausfallzustand des betrachteten Netzes eine korrekte Netzzustandsanalyse durchführen zu können,
- Ein Kurzschlussäquivalent, falls, z.B. zur Nachbildung des Ausfallmodells Schutzüberfunktion, eine Kurzschlussstromberechnung notwendig ist,
- Ein Zuverlässigkeitsäquivalent, um die Verfügbarkeit der Nachbarnetze berücksichtigen zu können.

Die lastfluss- und kurzschluss technische Ersatznetznachbildung kann als gelöst betrachtet werden. Für die zuverlässigkeitstechnische Nachbildung von Nachbarnetzen gibt es jedoch noch keine allgemein anerkannten Verfahren. Zur Nachbildung von unterlagerten und überlagerten Netzen gibt es jedoch praktikable Ansätze, die im Folgenden vorgestellt werden sollen. Ungelöst ist bisher das Problem der Zuverlässigkeitsäquivalente von parallelen Netzen.

Nachbildung unterlagerter Netze

Die Nachbildung unterlagerter Netze, die nicht den Kern der Untersuchung bilden, ist in Zuverlässigkeitsberechnungen besonders für die richtige Lastflussberechnung des untersuchten Netzgebietes nötig.

Aber auch eine eventuelle Reservestellung des unterlagerten Netzes für das untersuchte Netzgebiet muss korrekt nachgebildet werden. Ist nach Komponentenausfällen zur Beseitigung einer Versorgungsunterbrechung die Durchführung von Wiederversorgungsmaßnahmen innerhalb des betrachteten Netzes nicht ausreichend, so kann in der Realität gegebenenfalls durch einschaltbare Reserven in unterlagerten Netzen eine Verbesserung der Versorgungssituation erreicht werden. Diese Reserven unterlagerter Netze müssen hinsichtlich ihres stochastischen und determinierten Verhaltens (Ausfall, Wiederversorgung) sowie ihres Lastflussverhaltens vereinfacht nachgebildet werden. Eine angemessene Nachbildung kann beispielsweise durch das im folgenden Bild dargestellte Modell erfolgen.

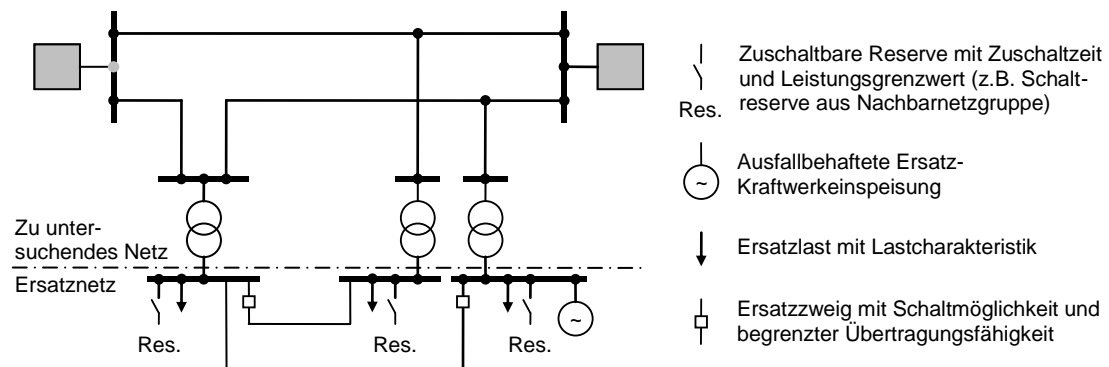


Bild: Nachbildung eines unterlagerten Netzes

Dieses Modell berücksichtigt im allgemeinen Fall folgende Aspekte:

- Ausreichende Lastflussnachbildung des unterlagerten Netzes,
- Berücksichtigung der Schaltreserve in unterlagerten Netzen,
- Berücksichtigung der Kraftwerksreserve im unterlagerten Netz; gegebenenfalls als ausfallbehaftet und mit maximal nutzbarer Reserveleistung modelliert,
- Berücksichtigung von einschaltbaren Reserven (z.B. anfahrbare Reservekraftwerke, Reserve durch betriebsmäßig offene Verbindungen zu Nachbarnetzgruppen).

Nachbildung überlagerter Netze durch Zuverlässigkeitsäquivalente

Überlagerte Netze können in der Zuverlässigkeitsberechnung näherungsweise als Einspeisung modelliert werden. Für eine weitaus genauere zuverlässigkeitstechnische Nachbildung von überlagerten Netzen steht die Methode der Zuverlässigkeitsäquivalente zur Verfügung. Dieses Modell ist aber derzeit in PSS SINCAL nicht verfügbar.

4. Modellierung des Störgeschehens

In den Netzen der öffentlichen Energieversorgung in Deutschland kommt es jährlich zu ca. 30.000 bis 40.000 Störungen. Hauptursachen für diese Störungen sind atmosphärische Einwirkungen. Wie aus der Abbildung auch hervorgeht, haben die Störungen insbesondere in der Hoch- und Höchstspannung nur selten Auswirkungen auf die Versorgungssituation. Ursache hierfür ist die Planung der Netze nach entsprechenden Kriterien, die eine ausreichende Zuverlässigkeit sicherstellen sollen. Dabei stellt sich heute zunehmend die Frage, wie zuverlässig die Versorgung mit elektrischer Energie wirklich sein muss. Dies ist eine Frage des Aufwandes und damit der Kosten.

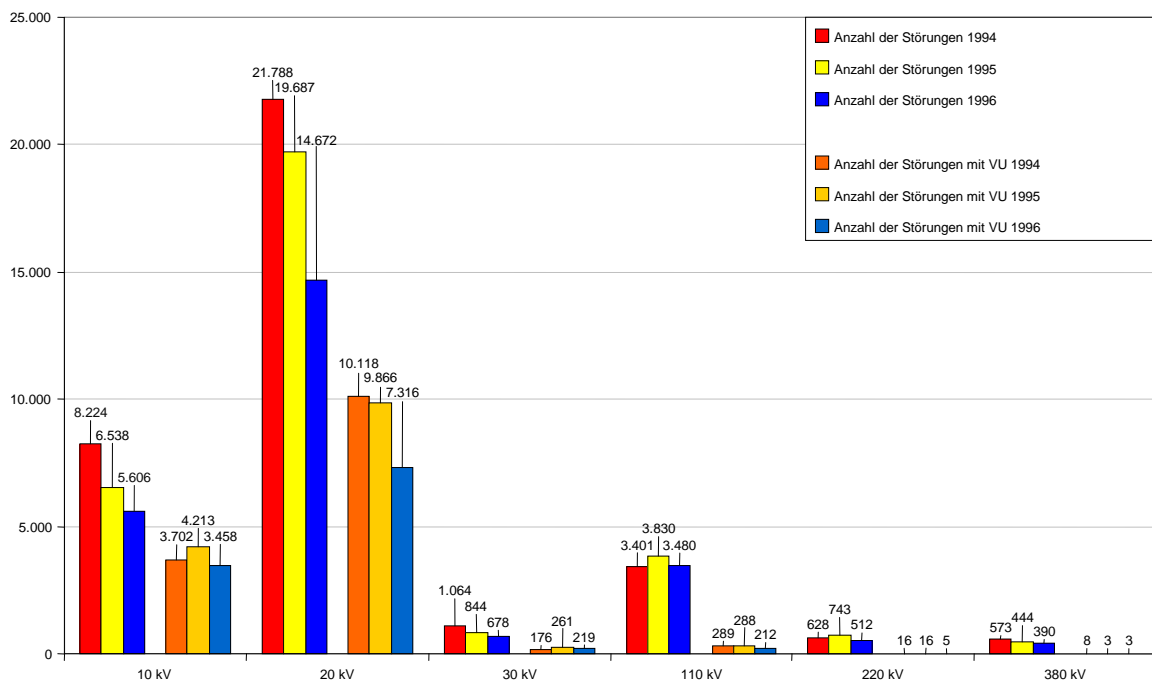


Bild: Störungsgeschehen in Deutschland nach BDEW

Ziel der Zuverlässigkeitsberechnung muss eine möglichst genaue Modellbildung der im Netzbetrieb auftretenden Störungen sein. Zur qualitativ richtigen Nachbildung des Störungsgeschehens dienen die in diesem Abschnitt beschriebenen Ausfallmodelle, sowie die im Abschnitt [Modellierung der Wiederversorgung](#) dargestellten Wiederversorgungsmodelle. Quantitative Aussagen über die Häufigkeit der gefundenen Modelle konnten in der Vergangenheit lediglich aus einzelnen Sonderauswertungen von Störungsprotokollen ermittelt werden. Seit dem Erfassungsjahr 1994 steht aber auch die neu gestaltete **BDEW-Störungs- und Schadensstatistik** für Netze mit Nennspannungen ab 110 kV als breite und verlässliche Datenbasis für die in der Zuverlässigkeitsberechnung eingesetzten Ausfallmodelle zur Verfügung. Diese Modelle werden im Folgenden beschrieben.

4.1 Kurzer oder langer unabhängiger Einfachausfall

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

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

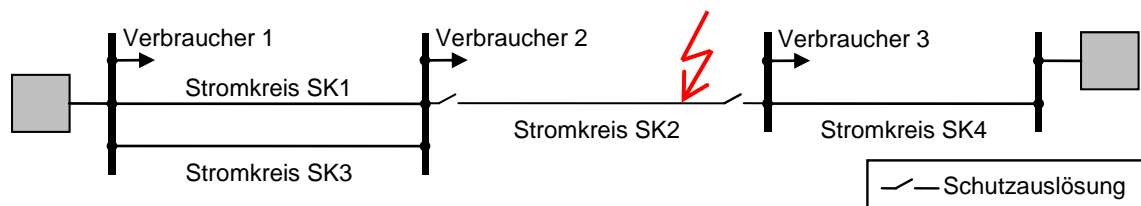


Bild: Unabhängiger Einfachausfall des Stromkreises SK2

Zu den Einfachausfällen zählen z.B.:

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

Einfachausfälle können zeitlich überlappen, ohne dass ein kausaler Zusammenhang zwischen diesen Ausfällen besteht. Dies kann z.B. bei Störungshäufungen unter großflächigen Gewitterfronten der Fall sein. Obwohl in diesem Fall mehrere Komponenten gleichzeitig außer Betrieb sind, handelt es sich hierbei jeweils um unabhängige Einfachausfälle, die nur zufällig überlappend auftreten.

Selbsterlöschende Erdschlüsse und erfolgreiche Kurzunterbrechungen zählen nicht als Ausfälle.

4.2 Common-Mode-Ausfall

Unter einem Common-Mode-Ausfall wird der **gleichzeitige** Ausfall mehrerer Auslösebereiche aufgrund einer **gemeinsamen Ursache** verstanden. Ein häufiges Beispiel für einen Common-Mode-Ausfall, nämlich Blitzschlag in Mast oder Erdseil mit rückwärtigem Überschlag auf zwei oder mehrere Stromkreise einer Mehrfachleitung und Ausschaltung der betroffenen Stromkreise durch den Schutz (vorherrschend im 110-kV-Netz), zeigt das folgende Bild für die beiden Stromkreise SK1 und SK3.

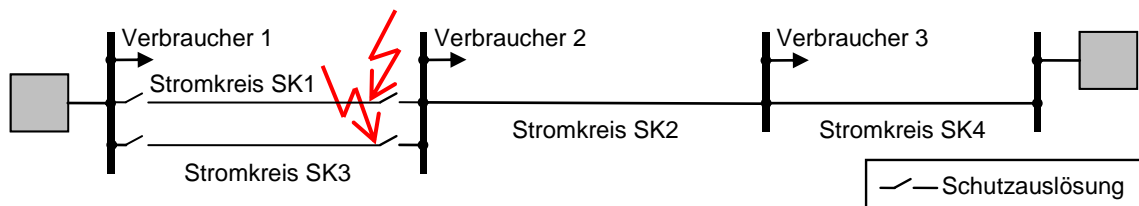


Bild: Common-Mode-Ausfall der Stromkreise SK1 und SK3

Weitere typische Beispiele sind:

- Ausschaltung von zwei oder mehreren Stromkreisen einer Mehrfachleitung aufgrund von Seiltanzen (vorherrschend im Verbundnetz).
- Mastumbruch bei Mehrfachleitungen.
- Beschädigungen mehrerer in einem gemeinsamen Kabelgraben verlegter Kabel aufgrund von Erdbeben, Baggerarbeiten oder Spundwandrammen.

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

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

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

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

4.3 Kurze oder lange Instandhaltung

Das Modell beschreibt Ausschaltungen zur Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten. Diese sind vor allem interessant in Verbindung mit überlappenden stochastischen Ausfällen, da es durch die Wartungsmaßnahmen alleine in der Regel nicht zu einer Versorgungsunterbrechung kommt. Geplante Ausschaltungen stellen aber eine Schwächung des Netzes dar. In (n-1)-geplanten Netzen kann dann ein weiterer, zufälliger Ausfall zu einer Versorgungsunterbrechung führen.

Die Wahrscheinlichkeit deterministischer Freischaltungen im analytischen Verfahren kann für jede Komponente in Form von Häufigkeit und Dauer solcher Maßnahmen beschrieben werden, die zur einfacheren Abbildung unterschiedlicher Instandhaltungsmaßnahmen nach kurzen und langen Abschaltungen unterschieden werden können. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass derartige Abschaltungen oftmals vorzeitig beendet werden können, wenn betriebliche Notwendigkeiten, etwa das Auftreten einer Versorgungsunterbrechung bei einem Fehler während der Abschaltung, dies erfordern. Deshalb werden diese Dauern zusätzlich in den Komponentenkenndaten erfasst.

4.4 Mehrfacherdschluss

Der Mehrelementausfall durch Mehrfacherdschluss wird durch einen stehenden Erdschluss auf dem Element i eingeleitet. Dieses Ausfallmodell existiert daher nur in mit Erdschlusskompensation betriebenen Netzen. Kommt es aufgrund der erhöhten Spannungsbeanspruchung zu einem weiteren 1-poligen Fehler 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. In den übrigen Fällen wird nur einer der betroffenen Auslösebereiche durch den Netzschutz ausgeschaltet, während der andere von Hand ausgeschaltet werden muss. Dadurch kann mitunter eine Versorgungsunterbrechung vermieden werden. Für das Eintreten eines Mehrfacherdschlussausfalles wird die bedingte Wahrscheinlichkeit p_{me} angegeben. p_{me} ist die Wahrscheinlichkeit eines zweiten Fußpunktes auf einem Element unter der Voraussetzung, dass bereits ein erster Fußpunkt vorliegt. Die Aus-Dauer durch Mehrfacherdschluss ist im Allgemeinen die Zeit für das Wiederschalten. Es muss beachtet werden, dass die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines zweiten Erdschlusses aufgrund der Spannungsanhebung der nicht vom Erdschluss betroffenen Leiter wesentlich größer ist als die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines ersten Fußpunktes.

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

Das folgende Bild zeigt ein Beispiel für das beschriebene Ausfallmodell. Nach einem einleitenden stehenden Erdschluss auf Stromkreis SK2 kommt es durch die Spannungsanhebung im gesamten Teilnetz zu einem weiteren 1-poligen Fehler auf einem anderen Leiter des Stromkreises SK1. Damit fließt ein kurzschlussartiger Strom und beide Fehlerstellen werden nicht konzeptgemäß vom Schutzsystem ausgeschaltet.

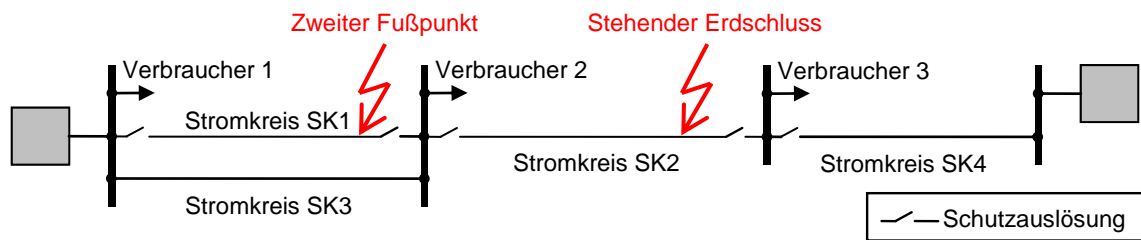


Bild: Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall der Stromkreise SK2 und SK3

4.5 Schutzversager

Ein Mehrelementausfall durch Schutzversager beginnt mit dem Ausfall eines Elementes, i. a. durch Kurzschluss. Das kurzschlussbehaftete Element wird gemäß Schutzkonzept vom Netzschutz selektiv ausgeschaltet. Unterbleibt dies aber, so übernimmt der Reserveschutz die Ausschaltung. Dies führt zum Ausfall aller Elemente im Reserveauslösebereich des betroffenen Elements. Der beschriebene Ablauf wird durch die bedingte Wahrscheinlichkeit p_{sv} beschrieben. Hierbei ist p_{sv} die Wahrscheinlichkeit für einen Schutzversager auf dem Auslösebereich des Elements i bei Ausfall von i . Der Schutzversager ist nach der Zeit, die für das Erkennen und Freischalten des fehlerbehafteten Elements und für das Wiederzuschalten der Betriebsmittel im Reserveauslösebereich erforderlich ist, beendet.

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

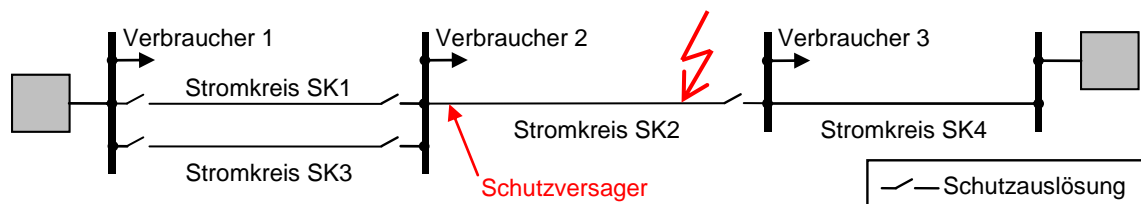


Bild: Schutzunterfunktion auf Stromkreis SK2

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

4.6 Schutzüberfunktion

Bei einem Kurzschluss auf einem Betriebsmittel kommt es mitunter durch Teilkurzschlussströme zu Anregungen von Schutzrelais und nicht konzeptgemäßen Ausschaltungen von Schutzbereichen. Das Ausfallmodell Schutzüberfunktion kann also nur als Folgeausfall im Rahmen einer Störungsausweitung auftreten. Dies wird durch die bedingte Wahrscheinlichkeit p_{sue} beschrieben. p_{sue} ist die Wahrscheinlichkeit einer Fehlauslösung von Element j bei Kurzschluss auf i . Die Ausdauer durch Schutzüberfunktion ist die Zeit bis zum Wiedereinschalten der fehlausgelösten Elemente.

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

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

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

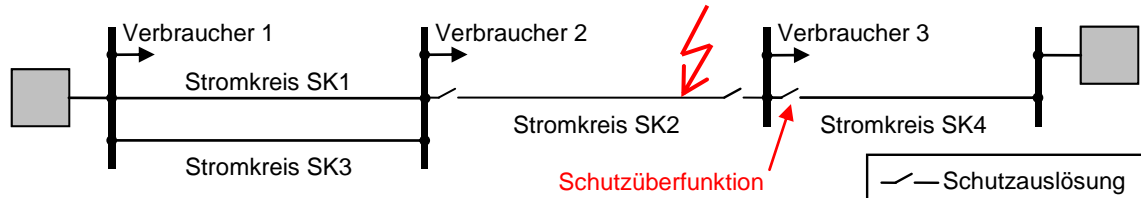


Bild: Schutzüberfunktion des Schutzgerätes auf SK3

4.7 Spontane Schutzüberfunktion

Dieses Ausfallmodell berücksichtigt spontane Schutzüberfunktionen, d.h. Auslösungen des Schutzsystems ohne ein vorheriges Fehlerereignis. Es handelt sich also nicht um Folgeausfälle sondern um primäre Ereignisse. Das Ausfallmodell entspricht damit im Wesentlichen dem unabhängigen Einfachausfall. In einigen Fällen weicht das Ausfallverhalten aber von dem des unabhängigen Einfachausfalls ab, da nur einzelne Schutzgeräte auslösen und nicht unbedingt ein kompletter Auslösebereich.

Ein Beispiel ist das Leitungsdreiein im folgenden Bild; im Gegensatz zum unabhängigen Einfachausfall auf Stromkreis SK6, bei dem auch die Stromkreise SK4 und SK5 mit ausgeschaltet werden und somit zusätzlich das Netz in zwei Teilnetze zerfällt, ist im Falle der spontanen Schutzüberfunktion nur Verbraucher 4 von einer Versorgungsunterbrechung betroffen.

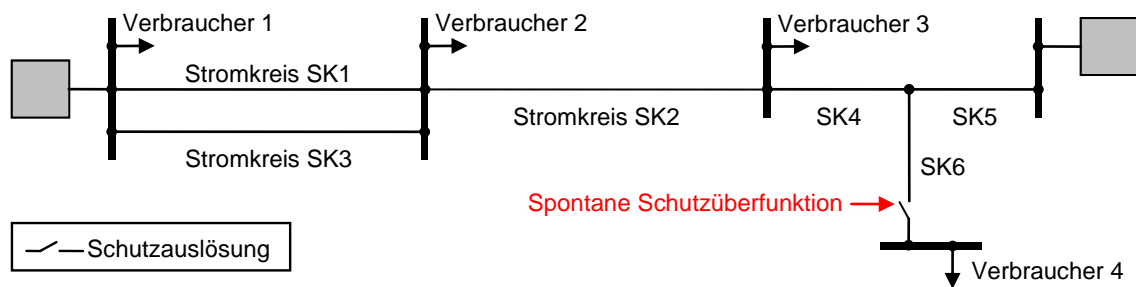


Bild: Ausfall des Stromkreises SK6 durch spontane Schutzüberfunktion

4.8 Leistungsschalterversager

Das Modell des Leistungsschalterversagers berücksichtigt verschiedene Aspekte. Zunächst wird das Versagen des Schalters im Fehlerfall nachgebildet; durch die Fehlfunktion des Schalters kommt es dann zu einer Störungsausweitung, da der Fehler von den Reserveelementen ausgeschaltet werden muss. Dies entspricht im Wesentlichen dem Ausfallmodell des Schutzversagers.

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

Des Weiteren wird auch berücksichtigt, dass ein Leistungsschalter versehentlich betätigt wird und somit eine Verbindung getrennt wird. Dies entspricht im Wesentlichen einer spontanen Schutzüberfunktion.

Zuletzt beinhaltet das Modell auch das Versagen im Normalbetrieb, z.B. bei der Einschaltung eines Betriebsmittels. Versagt hier der Leistungsschalter, so ist die Schalthandlung fehlgeschlagen und die gewünschte Verbindung kommt nicht zustande.

4.9 Zusammenstellung des Datenbedarfs der Ausfallmodelle

In der folgenden Tabelle ist der Datenbedarf der vorgestellten Ausfallmodelle dargestellt.

Ausfallart	Kenndaten	Anmerkung
Unabhängiger Einfachausfall	Häufigkeit H_U Aus-Dauer T_U Häufigkeit kurzer Ausfälle H_{Uk} Aus-Dauer kurzer Ausfälle T_{Uk} Häufigkeit langer Ausfälle H_{Ul} Aus-Dauer langer Ausfälle T_{Ul}	Bei Freileitungen und Kabeln wird die Fehlerrate auch auf die Länge bezogen (h_U).
Common-Mode-Ausfall	Häufigkeit H_{CM} Aus-Dauer T_{CM}	Bei Freileitungen und Kabeln wird die Fehlerrate auch auf die Länge bezogen (h_{CM}). Für T_{CM} wird häufig nur die Dauer bis zur ersten Wiedereinschaltung ausgewertet.
Instandhaltung	Häufigkeit H_{IN} Aus-Dauer T_{IN}	Die Instandhaltung selbst ist geplant und daher nicht als Ausfall anzusehen.

	Dauer der Wiederinbetriebnahme bei Wartungsabbruch T_{Wib} Häufigkeit kurzer Instandhaltung H_{Ik} Aus-Dauer kurzer Instandhaltung T_{Ik} Dauer der Wiederinbetriebnahme bei Wartungsabbruch kurzer Instandhaltung T_{WIk} Häufigkeit langer Instandhaltung H_{Il} Aus-Dauer langer Instandhaltung T_{Il} Dauer der Wiederinbetriebnahme bei Wartungsabbruch langer Instandhaltung T_{WIl}	Erst weitere Ausfälle können zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssituation führen. Bei Freileitungen und Kabeln wird die Aus-Dauer der kurzen und langen Instandhaltungen auf die Länge bezogen (t_{Ik} , t_{Il}).
Mehrfacherdschluss	Häufigkeit für einen stehenden Erdschluss H_{1P} bed. Wahrscheinlichkeit p_{ME} Aus-Dauer des Mehrfachausfalls T_{ME} Dauer bis Ausschaltung des stehenden Erdschlusses T_{A1P} Aus-Dauer des stehenden Erdschlusses T_{1P}	Bei Freileitungen und Kabeln werden die Häufigkeit und die bedingte Wahrscheinlichkeit auch auf die Länge bezogen (h_{1P}).
Schutzversager	bed. Wahrscheinlichkeit p_{SV} Aus-Dauer T_{SV}	
Schutzüberfunktion	bed. Wahrscheinlichkeit $p_{SÜ}$ Aus-Dauer $T_{SÜ}$	
Spontane Schutzüberfunktion	Häufigkeit H_{SP} Aus-Dauer T_{SP}	
Leistungsschalterversager	bed. Wahrscheinlichkeit p_{LV} Aus-Dauer T_{LV} Häufigkeit H_{VS} Aus-Dauer T_{VS} Wahrscheinlichkeit für Schalterversager im Normalbetrieb p_{SVN}	Es wird unterschieden zwischen Versagen bei Schaltbefehl im Fehlerfall (LV), versehentlicher Schalterbetätigung (VS) und dem Versagen im Normalbetrieb (SVN), z.B. bei Einschaltung eines Elementes.

Tabelle: Datenbedarf der vorgestellten Ausfallmodelle

Der Datenbedarf dieser Modelle kann für die Hoch- und Höchstspannungsebene aus der BDEW-Störungs- und Schadenstatistik gedeckt werden, nachdem diese 1994 um ein Protokoll des Störungsablaufs erweitert wurde. Ab 2001 wird die BDEW-Störungs- und Schadensstatistik auch für den Bereich der Mittelspannung die entsprechenden Daten erheben.

5. Modellierung der Wiederversorgung

Störungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen bedingt durch Betriebsmittelausfälle können zu Versorgungsunterbrechungen und Betriebsgrenzverletzungen wie Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen führen. Verfahren zur Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Netze berechnen Zuverlässigkeitskenngrößen auf Basis der Analyse von modellierten Störungsabläufen. Dazu ist es erforderlich, den gesamten Ablauf vom Eintritt der Störung bis zu ihrem Ende nachzubilden, um Zuverlässigkeitskenngrößen wie z.B. die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie zutreffend bestimmen zu können. Aus diesem Grund werden neben den Ausfallmodellen, die den Störungseintritt und damit auch die Eintrittshäufigkeit von Störungen beschreiben, auch Modelle benötigt, die den Störungsverlauf bis hin zur vollständigen Wiederversorgung nachbilden.

Die Realisierung von Betriebsführungsstrategien in Programmen zur Zuverlässigkeitsanalyse ist aufwendig, da die Algorithmen selbständig die am besten geeignete Maßnahme auswählen, durchführen und ihren Erfolg oder Misserfolg in Bezug auf den Versorgungszustand der Kunden und die Vermeidung bzw. die Minderung von Betriebsgrenzverletzungen überprüfen müssen. Dies alles geschieht vor dem Hintergrund, dass aufgrund der großen Anzahl der zu untersuchenden Ausfallkombinationen nur eine beschränkte Rechenzeit zur Verfügung steht.

Der Betriebsführung steht im Störfall eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung, um die Auswirkungen von Ausfällen zu vermindern oder zu beseitigen, bevor die Reparatur der ausgefallenen Elemente abgeschlossen ist und diese wieder in Betrieb gehen können. Die Maßnahmen lassen sich unterteilen in quasi-stetige und in diskret variierbare Parameter.

Quasi-stetige Parameter

Unter quasi-stetigem Parameter versteht man u. a.:

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

Diese Eingriffsmöglichkeiten können in der Zuverlässigkeitsberechnung durch die Verwendung des komplexen Lastflussalgorithmus zur Analyse des Netzes mit den dazugehörigen Zuverlässigkeitsparametern nachgebildet werden.

Diskrete Parameter

Unter diskreten Parametern werden Schaltmaßnahmen verstanden. Aus der Vielzahl von denkbaren Schalthandlungen wurde folgender Katalog typischer Maßnahmen ausgewählt und in der Zuverlässigkeitsberechnung verwirklicht:

- Einschalten von betriebsmäßig offenen Verbindungen,
- Kupplung zu Nachbarnetzgruppen,
- Kupplung von betriebsmäßig getrennt betriebenen Mehrfachsammelschienen,
- Freischalten fehlerbetroffener Elemente und Wiederinbetriebnahme von intakten Teilen ausgefallener Auslösebereiche,
- Sammelschienenwechsel,
- Einschalten von Einspeisungen,
- Einschaltung nach abgebrochener Wartung,

- Lastverlagerung.

Die Schalthandlungen werden beim Ablauf der Zustandsanalyse durchgeführt. Wird eine Versorgungsunterbrechung an einem oder mehreren Lastknoten festgestellt, so wählt das Programm diejenige Schalthandlung aus, die zur teilweisen oder vollständigen Wiederversorgung führt. Falls mehrere Schalthandlungen möglich sind, wird chronologisch vorgegangen. Zusätzlich kann die Reihenfolge durch Eingabe einer für jede Schalthandlung individuellen Priorität beeinflusst werden. Für jede Schalthandlung kann eine individuelle Schaltzeit vorgegeben werden. Schaltmaßnahmen übersteigen meistens die Wirkungen quasi-stetiger Maßnahmen.

Die bei jedem Fehler im Detail unterschiedlichen Aktionen der Netzbetriebsführung zur Störungsbehebung können entsprechend folgendem Bild schematisiert werden.

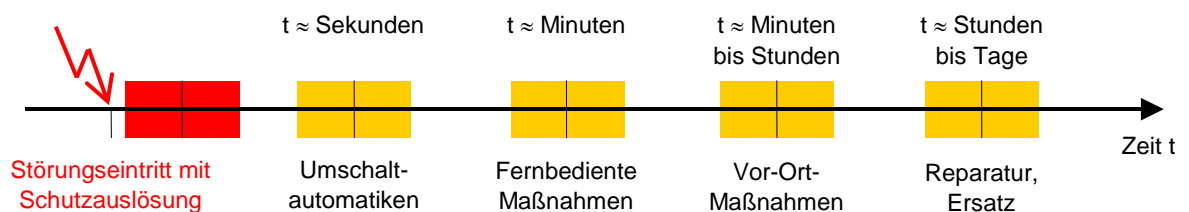


Bild: Zeitlicher Ablauf der Störungsbehebung in Zeitstufen

Der nach der Schutzauslösung bzw. der Ausführung von Umschaltautomatiken vorliegende, stabile oder zumindest für einige Minuten zulässige Netzzustand bildet für die Netzbetriebsführung den Ausgangspunkt der Störungsbehebung. In einem ersten Schritt wird versucht, mit Hilfe der vorhandenen Fernwirktechnik eine Verbesserung der Versorgung zu erreichen. Diese erste Stufe der fernwirktechnischen Maßnahmen ist üblicherweise in einem Zeitraum von 10 bis 20 Minuten abgeschlossen. Sind fernwirktechnisch nicht erschlossene Netzteile betroffen oder ist mittels Ferndiagnose keine eindeutige Fehlerortung möglich, so besteht die Notwendigkeit, zur Fehlerortung und Wiederversorgung Personal vor Ort zu entsenden. Der dafür anzusetzende Zeitbedarf liegt in einer Größenordnung bis zu einigen Stunden. Sind nach Abschluss dieser Maßnahmen immer noch Verbraucher unversorgt, so können diese erst durch eine (provisorische) Reparatur oder den Ersatz der defekten Betriebsmittel wiederversorgt werden. Der Zeitbedarf hierfür kann mehrere Tage betragen.

5.1 Schalthandlungen

Die Möglichkeiten zur Wiederversorgung umfassen eine Fülle von möglichen Schaltmaßnahmen, die die Schaltleitung im Störfall ergreifen kann. Ziel ist es, die Auswirkungen von Ausfällen zu begrenzen, zu mindern oder zu beseitigen. Um Schalthandlungen in einem Programm zur Zuverlässigkeitsanalyse nachzubilden, müsste theoretisch die gesamte Erfahrung und Intelligenz der Schaltleitung in Modellen oder Algorithmen abgebildet werden oder es müssten alle denkbaren Schaltkombinationen untersucht werden, um eine möglichst optimale Störungsbehebungsstrategie zu finden.

Die optimale Störungsbehebungsstrategie zu definieren ist in vielen Fällen wegen der großen Zahl an Freiheitsgraden und einer häufig nicht eindeutigen Gewichtung widersprüchlicher Ziele nicht möglich. Vorrangiges Ziel der Störungsbehebung ist die Wiedererlangung der Systemfunktion, was für elektrische Energieversorgungsnetze im Allgemeinen die Versorgung aller Kunden bedeutet. Daraus folgt, dass nicht die exakte Topologie nach Abschluss der Wiederversorgungsmaßnahmen, sondern der erreichte Versorgungszustand Ziel der Nachbildung in Programmen zur Zuverlässigkeitsanalyse ist.

In der Analyse einer Ausfallkombination werden unmittelbar nach dem Ausfall Schaltmaßnahmen zum Freischalten fehlerbetroffener Elemente und zum Wiedereinschalten intakter Elemente ausgefallener Auslösebereiche durchgeführt. In vielen Fällen können dadurch eventuell vorhandene Versorgungsunterbrechungen behoben werden, insbesondere bei einer nicht selektiven Schutzabgrenzung, wie dies z.B. bei H-Schaltungen oft der Fall ist.

Das folgende Bild zeigt eine H-Schaltung mit Leistungsschaltern in den Transformatorabgängen (LS1 und LS2) und einem Leistungsschalter in der Kupplung (LS3).

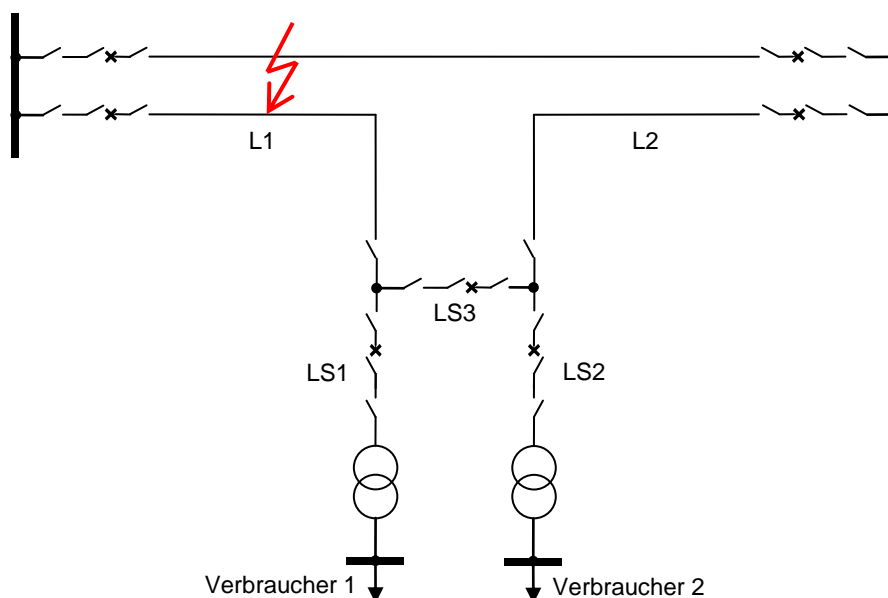


Bild: Beispiel einer H-Schaltung

Der Distanzschutz schaltet bei einem Fehler auf der Freileitung L1 die Leistungsschalter LS1 und LS3 aus, wodurch die Versorgung des Verbrauchers 1 unterbrochen wird. Dieser Verbraucher kann aber durch ein Freischalten der Freileitung und ein Wiedereinschalten der Leistungsschalter LS1 und LS3 wiederversorgt werden.

Unmittelbar nach einem Ausfall werden die fehlerbetroffenen Elemente frei geschaltet. Durch den Schutzeingriff nach einem Fehler werden unter Umständen auch Elemente mit ausgeschaltet, die selbst nicht von einem Fehler betroffen sind. Diese können dann wieder zugeschaltet werden. Befindet sich zudem ein unterversorgter Verbraucher an einer Sammelschiene in einer Mehrfachsammelschienenanlage, so wird versucht, durch einen Sammelschienenwechsel einen höheren Versorgungsgrad zu erreichen. Das Frei- und Wiedereinschalten wird in der Zuverlässigkeitsberechnung automatisch nach jedem Ausfall durchgeführt.

Ist nach dem Frei- und Wiedereinschalten noch keine vollständige Versorgung im Netz erreicht, so werden von der Zuverlässigkeitsberechnung weitere Schalthandlungen gesucht. Dabei wird zum Finden sinnvoller Schalthandlungen ein graphentheoretischer Ansatz verwendet. Bei dem Verfahren handelt es sich um ein relativ einfaches, aber nicht zu unterschätzendes robustes Verfahren, das in chronologischer Reihenfolge vorgeht.

Aus der Analyse des Netzes ist der Versorgungsgrad aller Lastknoten bekannt. Alle Knoten erhalten je nach Netz-Topologie eine Teilnetzkennung. Der Algorithmus sucht nun nach der gemäß der Schaltdauer T_{Schalt} nächsten durchführbaren Schaltmaßnahme. Die Bedingung für die Einschaltung einer betriebsmäßig ausgeschalteten Verbindung ist ein unterschiedlicher Versorgungsgrad an den Anschlussknoten des einzuschaltenden Betriebsmittels. Nach jeder Schaltmaßnahme erfolgt eine erneute Analyse des Netzes mit der Bestimmung von Versorgungsgraden und Teilnetzkennungen. Bei einer Verschlechterung des Gesamtversorgungszustandes der Kunden wird die durchgeführte Schaltmaßnahme zurückgenommen. Die Suche und Durchführung von Schaltmaßnahmen erfolgt so lange, bis alle Kunden vollständig wiederversorgt sind, keine Schaltmaßnahmen mehr gefunden werden, oder die Aus-Dauer T_A aller ausgefallenen Betriebsmittel und durch deren Zuschaltung somit wieder der Normalschaltzustand erreicht ist. Ein schematischer Überblick über das Verfahren ist im folgenden Bild gegeben.

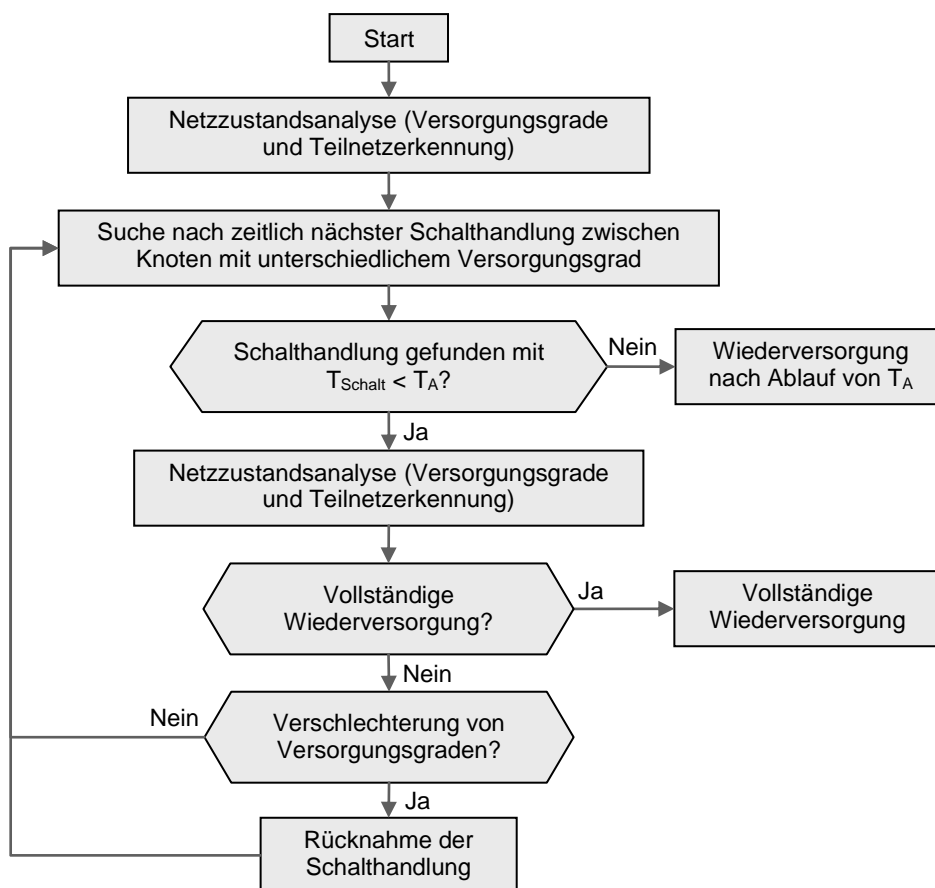


Bild: Ablaufdiagramm des Algorithmus zur Auffindung geeigneter Schaltmöglichkeiten

Im folgenden Beispiel werden zwei Mittelspannungsnetze unterschiedlicher Spannungsebene dargestellt, die sich durch den Dreiwicklungstransformator gegenseitig Reserve stellen. Zur übersichtlicheren Darstellung sind keine Trennschalter dargestellt. Zustands-Änderungen der Topologie und Änderungen des Versorgungsgrades v sind in der Tabelle markiert.

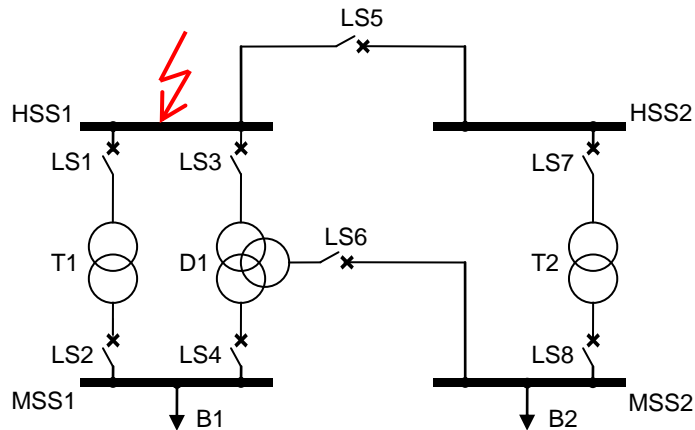


Bild: Beispielnetz zur Demonstration von Schalthandlungen

Schalter	Schalterstellung Ausgangszustand	Schalterstellung Ausfallzustand	Schalterstellung nach erster Schalthandlung	Schalterstellung nach zweiter Schalthandlung
LS1	Ein	Aus	Aus	Aus
LS2	Ein	Ein	Ein	Ein
LS3	Ein	Aus	Aus	Aus
LS4	Aus	Aus	Aus	Ein
LS5	Aus	Aus	Aus	Aus
LS6	Ein	Ein	Ein	Ein
LS7	Aus	Aus	Ein	Ein
LS8	Aus	Aus	Ein	Ein

Sammel-schiene	Versorgungsgrad Ausgangszustand	Versorgungsgrad Ausfallzustand	Versorgungsgrad nach erster Schalthandlung	Versorgungsgrad nach zweiter Schalthandlung
HSS1	1	0	0	0
HSS2	1	1	1	1
MSS1	1	0	0	1
MSS2	1	0	1	1

Tabelle: Ablauf der Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung im Beispielnetz

5.2 Kraftwerkseinsatz

Störungen im Netz oder den Erzeugungsanlagen können sich auch auf den Kraftwerkseinsatz auswirken. Ausgehend vom aktuellen Kraftwerkseinsatz vor Störungseintritt erfolgt zuerst der Eingriff der Primär- und der Sekundärregelung entsprechend den UCTE-Regeln. Dies wird in der Zuverlässigkeitsberechnung automatisch durch eine entsprechende Lastflussmodellierung nachgebildet. Nach Bedarf werden Kraftwerke bzw. Netzeinspeisungen ausgeschaltet (bei Einspeiseleistungsüberschuss) oder zum nächstmöglichen Zeitpunkt zusätzliche Kraftwerke angefahren bzw. Netzeinspeisungen eingeschaltet, um vorhandene Leistungsdefizite auszugleichen. Zerfällt das Netz in Teilnetze, so ist gegebenenfalls ein Inselbetrieb eines Teilnetzes möglich. Ob ein Inselnetzbetrieb zulässig ist, kann bei den Lastfluss Berechnungsparametern definiert werden.

Primärregelung

Die Primärregelung dient dazu, ein Wirkleistungsungleichgewicht, also ein Absinken oder Ansteigen der Netzfrequenz, zu vermeiden. An der Primärregelung beteiligen sich alle Generatoren, die eine Wirkleistungsreserve in kurzer Zeit zur Verfügung stellen können. Das folgende Bild zeigt qualitativ die Primärregelungseigenschaften eines Generators mit der geplanten Wirkleistungseinspeisung P_{G0} bei Netznennfrequenz f_n , der eingespeisten Leistung $P_{G0} + \Delta P$ bei einer Frequenzabweichung von Δf sowie die Wirkleistungsgrenzen des Generators P_{Gmin} und P_{Gmax} .

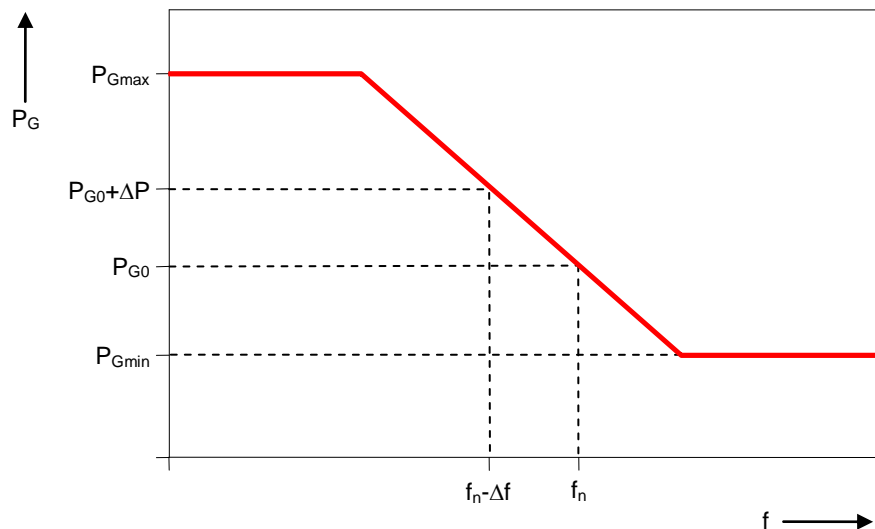


Bild: Primärregelungscharakteristik eines Generators

Das Verhältnis

$$K_r = -\frac{\Delta P}{\Delta f}$$

bezeichnet man als Leistungszahl K_r eines Generators. Sie muss, zusammen mit den Wirk- und Blindleistungsgrenzen im Netzdatensatz angegeben sein.

Bei der Lastflussberechnung geht man von einer konstanten Frequenz $f = f_n$ aus. Die gesamte benötigte Regelleistung wird auf die Generatoren anteilig nach der Größe ihrer Leistungszahl und unter Berücksichtigung ihrer Wirkleistungsgrenzen aufgeteilt. Haben alle Generatoren ihre obere Grenze der Wirkleistungseinspeisung erreicht, kann die Verbraucherleistung nicht vollständig gedeckt werden und es muss ein Abwurf erfolgen. Der Abwurf kann benutzerdefinierte Prioritäten berücksichtigen. Haben alle Generatoren ihre untere Grenze erreicht, so erfolgt eine Ausschaltung von Einspeisungen.

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung ist zusätzlich zur Primärregelung aktiv. Der Sekundärregelung liegt die Idee zugrunde, dass Leistungsungleichgewichte in dem Teilnetz ausgeglichen werden sollen, in dem sie entstehen. Damit sind feste Soll-Austauschleistungen zwischen den einzelnen Teilnetzen eines Verbundnetzes vorgegeben.

Ausgegangen wird bei der Generatorregelung wieder von der geplanten Einspeiseleistung P_{G0} . Die Generatoren eines Teilnetzes werden so geregelt, dass sich die Soll-Austauschleistung des Teilnetzes einstellt. Dazu beteiligt sich jeder Generator an dem Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes **seines** Teilnetzes gemäß seiner Leistungszahl. Erreichen alle Generatoren eines Teilnetzes ihre maximale Leistungsgrenze, so haben alle Generatoren des Verbundnetzes den Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes zu erfüllen. In diesem Fall wird die Soll-Austauschleistung nicht eingehalten.

6. Ergebnisse der Zuverlässigkeit

Das Berechnungsverfahren Zuverlässigkeit stellt verschiedenste Ergebnisse zur Beurteilung und Analyse der Netzsicherheit zur Verfügung. Zum besseren Verständnis werden hier die folgenden Ergebnisse genauer beschrieben:

- [Netzergebnisse](#)
- [Netzbereichsergebnisse](#)
- [Verbraucherergebnisse](#)
- [Komponentenergebnisse](#)

Netzergebnisse

In die **Netzergebnisse** fließen alle Ausfälle ein. Diese Ergebnisse stehen differenziert für alle für die Zuverlässigkeitsberechnung aktivierten Ausfallarten und als Gesamtwert zur Verfügung.

Es ist zu beachten, dass die Größen der einzelnen Ausfälle hoch aggregiert sind. Diese Ergebnisse erlauben somit eine Gesamtbewertung des Ausfallgeschehens. Ein Rückschluss auf die einzelnen Ausfälle ist im Allgemeinen nicht mehr möglich.

In der Anzahl der Schalthandlungen und den Schaltkosten sind nur jene Schalthandlungen enthalten, die zur Freischaltungen der Störung notwendig sind.

Die folgenden Ergebnisse werden für die Netzergebnisse bereitgestellt.

Netzergebnisse Zuverlässigkeit			
Ergebnisse			
Ausfallart		Gesamt	
Unterbrechungshäufigkeit	Hu	0,584	1/a
Nichtverfügbarkeit	Qu	1.901,697	min/a
Unterbrechungsdauer	Tu	54,240	h
Unterbrochene Leistung	Pu	9,726	MVA/a
Energieausfall	Eu	80,625	MVAh/a
Unterbrechungskosten	Ku	18.070,211	€/a
Erstattung	Au	23.785,186	€/a
Reparaturkosten	Rc	0,000	€/a
Schaltkosten	Sc	0,000	€/a
Schalthandlungen	Sanz	4,581	1/a

Navigation: 1/6, OK, Abbrechen

Bild: Datenmaske Netzergebnisse Zuverlässigkeit

Netzbereichsergebnisse

Die **Netzbereichsergebnisse** beinhalten die Sustained und Momentary Verfügbarkeitskennziffern nach IEEE 1366.

- **Sustained Verfügbarkeitskennziffern:**

Die Verfügbarkeitskennziffern sind im Wesentlichen die Kenngrößen **SAIDI** und **SAIFI** sowie **ASIDI** und **ASIFI**. Diese Kennziffern werden für alle Netzbereiche des Netzes ermittelt. Laut IEEE 1366 werden nur Ausfälle von Verbrauchern herangezogen, die eine Dauer von 5 Minuten überschreiten und deren Versorgungsspannung kleiner gleich 32 kV ist.

- **Momentary Verfügbarkeitskennziffer:**

Die Verfügbarkeitskennziffer **MAIFI** steht zur Verfügung. Diese Kennziffer wird für alle Netzbereiche des Netzes ermittelt. Laut IEEE 1366 werden nur Ausfälle von Verbrauchern herangezogen, die eine Dauer von 5 Minuten unterschreiten und deren Versorgungsspannung kleiner gleich 32 kV ist.

Für individuelle Auswertungen kann aber auch die minimale Ausfalldauer in den Zuverlässigkeitsparametern eingestellt werden. Wenn es in einem Netzbereich keine Ausfälle gibt, die auf diese Kriterien zutreffen (z.B. Hochspannung), so gibt es für diesen Netzbereich auch keine Ergebnisse.

Die folgenden Ergebnisse werden für die Netzbereichsergebnisse bereitgestellt.

Netzbereichsergebnisse Zuverlässigkeit			
Ergebnisse			
Netzbereich	Base Area		
Unterbrechungshäufigkeit	Hu - MAIFI	0,000	
Unterbrechungshäufigkeit	Hu - SAIFI	0,129	1/a
Nichtverfügbarkeit	Qu - SAIDI	667,459	min/a
Unterbrechungsdauer	Tu - CAIDI	5.173,635	min
Versorgte Kunden	ntot	4	1
Unterbrechungshäufigkeit	Hu - ASIFI	0,129	1/a
Nichtverfügbarkeit	Qu - ASIDI	666,664	min/a
Unterbrechungsdauer	Tu	5.173,635	min
Installierte Scheinleistung	Stot	1,847	MVA

Bild: Datenmaske Netzbereichsergebnisse Zuverlässigkeit

Kenngröße	Einheit	Berechnung nach Verfahren a	Berechnung nach Verfahren b
Unterbrechungshäufigkeit	1/a	SAIFI, MAIFI: $H_u = \frac{\sum_j n_j}{n_{\text{tot}}}$	ASIFI: $H_u = \frac{\sum_j s_j}{S_{\text{tot}}}$
Nichtverfügbarkeit	min/a	SAIDI: $Q_u = \frac{\sum_j n_j t_j}{n_{\text{tot}}}$	ASIDI: $Q_u = \frac{\sum_j s_j t_j}{S_{\text{tot}}}$
Unterbrechungsdauer	min	CAIDI: $T_u = \frac{\sum_j n_j t_j}{\sum_j n_j}$	$T_u = \frac{\sum_j s_j t_j}{\sum_j s_j}$

Bild: Verfügbarkeitskennziffern nach IEEE 1366

Erläuterungen mit Bezeichnungen nach IEEE 1366

- n_j ... Anzahl der unterbrochenen Kunden je Versorgungsstufe
 n_{tot} ... Anzahl der insgesamt versorgten Kunden
 s_j ... Unterbrochene Bemessungsscheinleistung je Versorgungsstufe
 S_{tot} ... Insgesamt installierte Bemessungsscheinleistung
 t_j ... Dauer der Versorgungsstufe
 j ... Versorgungsstufen bei Versorgungsunterbrechungen

Berechnung nach IEEE 1366 Verfahren a: Die Anzahl der tatsächlichen Kunden muss hierfür bei den Verbrauchern hinterlegt werden. Die gesamte Anzahl der Kunden wird über alle Verbraucher eines Netzbereiches ermittelt. Die Anzahl der unterbrochenen Kunden wird über die berechnete Unterbrechungsdauer ermittelt. Laut IEEE 1366 werden nur Unterbrechungen herangezogen, die länger als 5 Minuten dauern.

Berechnung nach IEEE 1366 Verfahren b: Die Berechnung der Kenngrößen erfolgt aus den Eingabedaten der Verbraucher und der von der Zuverlässigkeitsberechnung gelieferten unterbrochenen Leistung und Unterbrechungsdauer. Die Zeitgrenze gilt analog zur Berechnung nach Verfahren a.

Bei allen Summierungen wird zusätzlich noch die hierarchische Struktur der Netzbereiche berücksichtigt. D.h. jeder Netzbereich enthält auch die Daten aller untergeordneten Netzbereiche.

Verbraucherergebnisse

Von der Zuverlässigkeitsberechnung werden in der Datenbank zwei verschiedene Ergebnisse bereitgestellt. Hierbei wird zwischen den Verbraucherergebnissen und Komponentenergebnissen unterschieden.

In die **Verbraucherergebnisse** fließen alle Ausfälle des jeweiligen Lastknotens ein. Diese Ergebnisse erlauben somit eine Gesamtbewertung des Ausfallgeschehens.

Die folgenden Ergebnisse werden bereitgestellt.

Knotenergebnisse Zuverlässigkeit			
Ergebnisse			
Knoten	SS119-B 01 110.00 kV		
Netzebene	Net110 (110 kV)		
Ausfallart	Common Mode Ausfall		
Unterbrechungshäufigkeit	Hu	0,025	1/a
Nichtverfügbarkeit	Qu	0,150	min/a
Unterbrechungsdauer	Tu	0,100	h
Unterbrochene Leistung	Pu	0,828	MVA/a
Energieausfall	Eu	0,083	MVAh/a
Unterbrechkungskosten	Ku	182,181	€/a
Erstattung	Au	240,344	€/a

Bild: Verbraucherergebnisse Zuverlässigkeit

Im Normalfall werden nur für Knoten mit Leistungsentnahme (also angeschlossene Verbraucher) diese Ergebnisse zur Verfügung gestellt. Über ein erweitertes Steuerattribut in den Zuverlässigkeits-Eingabedaten des Knotens können aber auch Ergebnisse für Knoten ohne Leistungsentnahme aktiviert werden.

Folgendes ist zu beachten: Die Größen der einzelnen Ausfälle sind hoch aggregiert. Ein Rückschluss auf die einzelnen Ausfälle ist im Allgemeinen nicht mehr möglich.

Komponentenergebnisse

Von der Zuverlässigkeitsberechnung werden in der Datenbank zwei verschiedene Ergebnisse bereitgestellt. Hierbei wird zwischen den Verbraucherergebnissen und Komponentenergebnissen unterschieden.

Die **Komponentenergebnisse** werden für alle ausfallenden Netzelemente errechnet. Dabei werden die Zuverlässigkeitskenngrößen für jedes ausfallende Element für alle Ausfallarten ermittelt. Dies erfolgt durch Kumulierung der Ergebniswerte für jedes ausfallende Netzelement, wenn es der Verursacher einer Ausfallkombination ist. Diese Ergebnisse geben Aufschluss über die Beteiligung der störungsbehafteten Netzelemente am Ausfallgeschehen. Damit kann sehr einfach festgestellt werden, welche Netzelemente den größten Anteil am Störungsgeschehen haben.

Zweigergebnisse Zuverlässigkeit			
Ergebnisse			
Anfangsknoten	SS111-A 01 110.00 kV		
Endknoten	SS119-B 01 110.00 kV		
Elementname	SS111-A SS119-B		
Netzebene	Net110 (110 kV)		
Ausfallart	Common Mode Ausfall		
Unterbrechungshäufigkeit	Hu	0,028	1/a
Nichtverfügbarkeit	Qu	0,571	min/a
Unterbrechungsdauer	Tu	0,408	h
Unterbrochene Leistung	Pu	2,499	MVA/a
Energieausfall	Eu	0,378	MVAh/a
Unterbrechungskosten	Ku	575,367	€/a
Erstattung	Au	759,062	€/a

Bild: Komponentenergebnisse Zuverlässigkeit

7. Lastflussalgorithmen

Mit Hilfe der Lastflussalgorithmen wird der Versorgungsgrad der einzelnen Lasten des Netzes bestimmt.

Die folgenden Lastflussalgorithmen stehen zur Verfügung:

- [Standard](#)
- [Erweitert](#)
- [Verbindungskontrolle](#)
- [Maximalfluss](#)
- [Netzzustandsanalyse](#)

7.1 Standard bzw. Erweitert

Der komplexe Lastfluss, der üblicherweise für Lastflussbetrachtungen im Rahmen von Netzplanungen herangezogen wird, beherrscht am besten die Modellierung des Netzes mit dem Nachteil des hohen Rechenzeitbedarfs. Für hoch ausgelastete Netze mit Spannungshaltungsproblemen führt lediglich die Verwendung der komplexen Lastflussberechnung zu brauchbaren Ergebnissen.

Für den Lastfluss stehen die vollen Modellierungsmöglichkeiten des PSS SINICAL Lastflusses wie Primär- und Sekundärregelung, automatische Transformatorstufenschalterregelung, Abwurf, Inselbetrieb usw. zur Verfügung.

Der Lastfluss wird in der Zuverlässigkeitsberechnung nach jeder Änderung der Netzstruktur ausgeführt. Er wird unter anderem benötigt, um festzustellen, ob alle Verbraucher versorgt sind bzw. ob Betriebsmittel im Netz überlastet sind. Die Qualität der Lastflussergebnisse hängt vom Verfahren ab. Der Lastfluss liefert exakte Ergebnisse, benötigt aber wesentlich mehr Rechenzeit als die simple Verbindungskontrolle.

Um spezielle Situationen im Netz bei den einzelnen Ausfallkombinationen bewerten zu können, stehen die Optionen Standard und Erweitert zur Verfügung. Für jede Ausfallkombination wird zuerst eine Lastflusslösung mit strikten Vorgaben angestrebt. Ist dies nicht möglich, so wird die erweiterte Impedanzlastumwandlung aktiviert, um die Versorgungsgrade zu bestimmen. Sollte auch hier keine Lastflusslösung erzielt werden können, wird bei der Option Erweitert auch noch das Anrechnen des Lastflusses aktiviert. Damit wird immer ein Ergebnis bereitgestellt, unabhängig davon, ob die voreingestellten Genauigkeitsangaben eingehalten werden konnten. Mit diesem Ergebnis (Näherungslösung) werden dann auch die Versorgungsgrade bestimmt.

7.2 Verbindungskontrolle

Kann man davon ausgehen, dass das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen infolge von Instabilitäten, Überlastungen oder Spannungsabsenkungen im zu untersuchenden Netz eine untergeordnete Rolle spielt, so ist zur Sicherstellung der Versorgung nur entscheidend, ob bei der untersuchten Ausfallkombination noch alle Abnehmer mit dem Netz bzw. mit mindestens einer Einspeisung verbunden sind. Das elektrische Energieversorgungsnetz wird somit auf einen reinen Graphen ohne weitere bestimmende Kenngrößen reduziert, entscheidend ist allein die Topologie.

Zu Beginn der Verbindungskontrolle werden alle der jeweiligen Ausfallkombination angehörenden Zweige aus dem Netz entfernt. Danach wird überprüft, ob noch alle Verbraucher mit den Einspeisungen verbunden sind. Dies geschieht mit Hilfe einer Baumentwicklung. Startknoten dieser Baumentwicklung ist ein fiktiver Einspeiseknoten, der mit jeder realen Einspeisung über je eine fiktive Leitung verbunden ist. Der Baum ist vollständig entwickelt, wenn kein neuer Knoten mehr erreicht werden kann. Werden durch die Baumentwicklung nicht alle Lastknoten erreicht, so verursacht die analysierte Ausfallkombination eine Versorgungsunterbrechung an den nicht erreichten Knoten.

Dieser Algorithmus erlaubt die Durchführung der Analyse des Netzes mit einem reduzierten Rechenaufwand. Die Ergebnisse haben nur für solche Netze Gültigkeit, bei denen Überlastungen und unzulässige Spannungsabsenkungen im Ausfallgeschehen unbedeutend sind.

Der Algorithmus Verbindungskontrolle steht nur für symmetrische Netze zur Verfügung. In unsymmetrischen Netzen wird anstatt der Verbindungskontrolle die Netzzustandsanalyse als Lastflussalgorithmus verwendet.

7.3 Maximalfluss

Der Maximalflussalgorithmus berücksichtigt auch den Leistungstransport durch das Netz und prüft die Betriebsmittel auf Überlastungen. Die maximale Übertragungsfähigkeit der Leitungen wird durch die thermische Grenzleistung bzw. durch die Schutzeinstellung bestimmt, sofern Überlastungen im gestörten Betriebsfall akzeptiert werden. Die Übertragungsfähigkeit gibt an, welche Leistung maximal über die jeweilige Leitung übertragen werden kann, ohne dass eine Überlastung auftritt.

Der Maximalflussalgorithmus erfüllt lediglich die 1. Kirchhoff'sche Regel, d.h. die Flussverteilung, die sich infolge der unterschiedlichen Impedanzen der Netzzweige einstellt, kann nicht ermittelt werden. Verluste, Blindleistungstransport und Spannungsabsenkungen bleiben damit unberücksichtigt. Der Lastfluss wird als beliebig steuerbar angenommen, was in optimistischer Weise die Aktivitäten des Lastverteilers und der Regeleinrichtungen des Netzes simuliert. Die Maximalflussberechnung liefert daher ebenfalls keine exakten Aussagen, sondern eine optimistische Abschätzung für die tatsächliche Versorgungssituation bei einer Ausfallkombination.

Der verwendete Algorithmus lässt sich in zwei Teilalgorithmen zerlegen. Der erste Teil, der zu Beginn der Zuverlässigkeitsanalyse einmalig aufgerufen wird, berechnet die Flussverteilung im ungestörten Betrieb. Der zweite Teil berechnet, ausgehend von den Ergebnissen des ersten Programmteiles, die durch die jeweiligen Ausfallkombinationen hervorgerufenen Änderungen in der Leistungsverteilung für jede Ausfallkombination. Diese Änderungen beschränken sich in vielen Fällen auf wenige Verbindungen um die ausgefallenen Zweige. Tritt nach der Lastflussoptimierung durch den Maximalflussalgorithmus bei einer Ausfallkombination eine Überlastung einer Leitung auf, so kann das mögliche Verhalten im realen Netz durch zwei verschiedene Modelle der Leistungszuteilung nachgebildet werden.

Der Algorithmus Maximalfluss steht nur für symmetrische Netze zur Verfügung. In unsymmetrischen Netzen wird anstatt des Maximalflusses der Standardlastfluss als Lastflussalgorithmus verwendet.

7.4 Netzzustandsanalyse

Wie bei der [Verbindungskontrolle](#) geht man auch hier davon aus, dass das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen infolge von Instabilitäten, Überlastungen oder Spannungsabsenkungen im zu untersuchenden Netz eine untergeordnete Rolle spielt, so ist zur Sicherstellung der Versorgung nur entscheidend, ob bei der untersuchten Ausfallkombination noch alle Abnehmer mit dem Netz bzw. mit mindestens einer Einspeisung verbunden sind.

Das elektrische Energieversorgungsnetz wird somit auf einen reinen Graphen ohne weitere bestimmende Kenngrößen reduziert, entscheidend ist allein die Topologie.

Zu Beginn werden alle der jeweiligen Ausfallkombination angehörenden Zweige im Netz temporär als "nicht verfügbar" gekennzeichnet. Danach werden im objektorientierten Netzmodell alle Netzelemente ermittelt, die mit einer spannungsvorgebenden Einspeisung (Betrag und Winkel) verbunden sind.

Anschließend erhalten alle Knoten, die eine Verbindung zur Einspeisung haben, eine Lastspannung identisch der Nennspannung und einen Versorgungsgrad von 100 Prozent. Knoten, die keine Verbindung aufweisen, werden eine Spannung und ein Versorgungsgrad von Null zugewiesen. Zweigelemente (Leitungen, Transformatoren, etc.) erhalten keine Ergebnisse und sind somit für alle weiteren Betrachtungen auch nie überlastet.

Dieser Algorithmus erlaubt die Durchführung der Analyse des Netzes mit einem extrem geringen Rechenaufwand. Die Ergebnisse haben nur für solche Netze Gültigkeit, bei denen Überlastungen und unzulässige Spannungsabsenkungen im Ausfallgeschehen unbedeutend sind.

8. Kurzschlussstromberechnung

Im der PSS SINCAL Zuverlässigkeit werden zum Erkennen der Anregung von Schutzrelais bzw. zur Modellierung des Ausfallmodells der Schutzüberfunktion auch vereinfachte Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt.

Das Auftreten einer Schutzüberfunktion ist dadurch gekennzeichnet, dass in der aktuellen Ausfallkombination mindestens zwei Elemente gleichzeitig ausgefallen sind. Davon ist eines das Element, das von einem unabhängigen Fehler betroffen ist. Die Schutzeinrichtung dieses fehlerbehafteten Elements hat nun die Aufgabe, dieses Element selektiv aus dem Netz herauszutrennen und dadurch die Störung örtlich und zeitlich zu begrenzen. Durch die im Netz fließenden Teilkurzschlussströme kann es auch in nicht fehlerbehafteten Leitungselementen zu einer Anregung der Schutzeinrichtung kommen und so eine Schutzüberfunktion, d.h. ein nicht konzeptgemäßes Ausschalten eines nicht fehlerbetroffenen Leitungselements, erfolgen.

In der PSS SINCAL Zuverlässigkeit wird zum Erkennen der Fehlanregungen wie folgt vorgegangen: Mit Hilfe einer Kurzschlussstromberechnung bestimmt man für jeden Kurzschlussort diejenigen Zweigelemente, die einen Teilkurzschlussstrom oberhalb der Anregeschwelle führen. Man grenzt somit die Möglichkeiten des Auftretens von Schutzüberfunktionen ein.

Die Ergebnisse der vereinfachten Kurzschlussstromberechnungen können im Ablaufprotokoll ausgegeben werden.

9. Anwendungsbeispiel für Zuverlässigkeit

Im Folgenden soll das Verfahren **Zuverlässigkeit** anhand eines einfachen Anwendungsbeispiels dargestellt werden. In den Beschreibungen werden

- das [Voreinstellen der Berechnungsparameter](#),
- die [Netzmodellierung für die Zuverlässigkeit](#),
- das [Starten der Zuverlässigkeitsberechnung](#) sowie
- das [Darstellen und Auswerten der Ergebnisse](#)

dargestellt.

Grundlagen

Alle Beschreibungen basieren auf folgendem Netz.

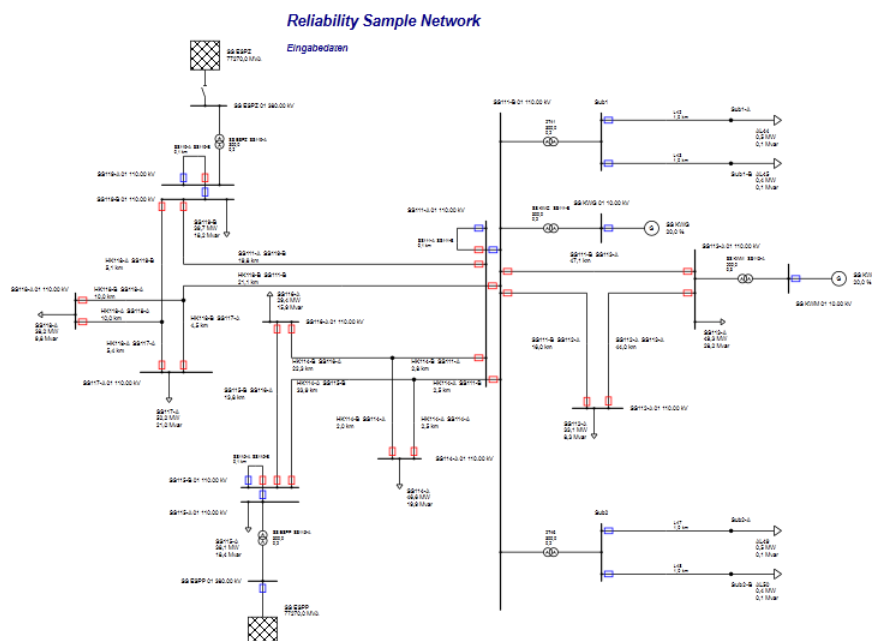


Bild: Beispielnetz für die Zuverlässigkeit

Dieses Netz ("Example ZU") wird bei der Installation von PSS SINCAL automatisch bereitgestellt und kann zum Testen des Simulationsverfahrens eingesetzt werden. Hierbei handelt es sich um ein realitätsnahes 110 kV Netz mit einem kompensierten Sternpunkt. Das Netz bezieht die Energie aus einem Grund- und Mittellastkraftwerk sowie aus einer permanenten und einer zuschaltbaren Netzeinspeisung. Die versorgten Mittelspannungsnetze sind als Verbraucher nachgebildet.

Voraussetzung für die Zuverlässigkeitsberechnung ist, dass der Punkt **Zuverlässigkeit** im Menü **Berechnen – Methoden** (siehe Handbuch Bedienung, Kapitel Benutzeroberfläche, Abschnitt Voreinstellen der Berechnungsmethoden) aktiviert ist.

9.1 Voreinstellen der Berechnungsparameter

Zur Konfiguration der Zuverlässigkeitsberechnung gibt es eine eigene Maske, mit der das komplette Simulationsverfahren detailliert parametrisiert werden kann. Die Maske wird über den Menüpunkt **Daten – Zuverlässigkeit – Parameter Zuverlässigkeit** aufgerufen.

Parameter Zuverlässigkeit

Berechnung | Berechnungssteuerung | Auswertung | Auswertungsauswahl

Ausfallarten Berechnung

<input checked="" type="checkbox"/> Kurzer unabhängiger Einfachausfall	<input checked="" type="checkbox"/> Mehrfacherdschluss
<input checked="" type="checkbox"/> Langer unabhängiger Einfachausfall	<input checked="" type="checkbox"/> Schutzversager
<input checked="" type="checkbox"/> Common Mode Ausfall	<input checked="" type="checkbox"/> Schutzüberfunktion
<input checked="" type="checkbox"/> Kurze Instandhaltung	<input type="checkbox"/> Spontane Schutzüberfunktion
<input checked="" type="checkbox"/> Lange Instandhaltung	<input type="checkbox"/> Leistungsschalterversager

Relative Streuungen der Aus-Dauern

Kurzer unabh. Einfachausfall	1,0	Mehrfacherdschluss	1,0
Langer unabh. Einfachausfall	1,0	Schutzversager	1,0
Common Mode Ausfall	1,0	Schutzüberfunktion	1,0
Lange Instandhaltung	1,0	Spontane Schutzüberfunktion	1,0
Kurze Instandhaltung	1,0	Leistungsschalterversager	1,0

Modellierung

Überlastfaktor Janreg/ltherm	1,8	p.u.	Leistungszuteilungsmodell	Pessimistisch
Gleichzeitigkeitsfaktor	1,0	1	Transformator Differentialschutz	Ja
Schaltzeit bis Freischaltung	0,5	h	Schaltfelder	Ja
Schaltzeit bis Wiederschaltung	0,5	h	Netzvereinfachung	Nein
Kosten Trafodiff.schutz	Sc	0,0	€	

OK Abbrechen

Bild: Datenmaske Parameter Zuverlässigkeit – Berechnung

Mit den Zuverlässigkeitsparametern kann sowohl die eigentliche Zuverlässigkeitsberechnung als auch die im Anschluss durchgeführte Aufbereitung der Ergebnisse (= Auswertung) konfiguriert werden.

Eine genaue Beschreibung der Zuverlässigkeitsparameter ist im Handbuch Eingabedaten, Kapitel Zuverlässigkeit, Abschnitt Zuverlässigkeit Berechnungsparameter zu finden.

9.2 Netzmodellierung für die Zuverlässigkeit

Zur Beschreibung des Verhaltens der Netzelemente im Rahmen der Zuverlässigkeitsuntersuchung sind zusätzlich zum elektrischen Netzmodell weitere Daten erforderlich. Im Folgenden sollen nochmals kurz die wichtigsten Punkte dargestellt werden:

- Zuordnung der Zuverlässigkeitskennndaten
- Modellierung der Komponenten des Netzes
- Modellierung des Störgeschehens
- Modellierung der Wiederversorgung

Zuordnung der Zuverlässigkeitskenndaten

Für die Betriebsmittel des Netzes müssen Zuverlässigkeitskenndaten zugeordnet werden. Diese beschreiben im Wesentlichen die Fehlerrate und -dauer der Betriebsmittel. Die Daten können zum Beispiel aus der BDEW-Störungs- und Schadensstatistik bereitgestellt werden. Diese Statistik beruht auf dem gesamten Störungsaufkommen in Deutschland. Falls ausreichende Daten speziell für das zu untersuchende System vorliegen, sollten natürlich diese verwendet werden.

Das zu untersuchende System kann aus Gründen der Übersichtlichkeit in verschiedene Netzebenen gegliedert werden. Für jede dieser Netzebenen können Standardzuverlässigkeitskenndaten definiert werden, die dann allen Netzelementen in dieser Netzebene zugeordnet werden, falls diese keine individuellen Zuverlässigkeitskenndaten haben.

Eine individuelle Zuordnung von Zuverlässigkeitskenndaten ist davon unabhängig für jedes Netzelement möglich. Diese Zuordnung kann direkt über das Register Zuverlässigkeit beim jeweiligen Netzelement vorgenommen werden. Dies sind:

- [Sammelschienen und Schaltanlagen](#)
- [Leitungen](#)
- [Transformatoren](#)
- [Einspeisungen](#)

Modellierung der Komponenten des Netzes

Für die Zuverlässigkeitsberechnung ist eine korrekte Nachbildung des Netzes besonders wichtig, da diese Daten die Grundlage für alle Untersuchungen bildet. Die im Netz vorhandenen Mehrfach sammelschienen, Mehrfachleitungen und natürlich auch die Schutzbereiche der Schutzgeräte müssen korrekt modelliert werden. Genauere Informationen hierzu sind im Kapitel [Modellierung des Netzes](#) zu finden.

Modellierung des Störgeschehens

Für die Zuverlässigkeitsberechnung müssen die im Netzbetrieb auftretenden Störungen möglichst detailliert modelliert werden.

Im Wesentlichen wird das Störgeschehen durch folgende Ausfallarten beschrieben:

- [Unabhängiger Einfachausfall](#)
- [Common-Mode-Ausfall](#)
- [Instandhaltung](#)
- [Mehrfacherdschluss](#)
- [Schutzversager](#)
- [Schutzüberfunktion](#)
- [Spontane Schutzüberfunktion](#)
- [Leistungsschalterversager](#)

Genauere Informationen hierzu sind im Kapitel [Modellierung des Störgeschehens](#) zu finden.

Modellierung der Wiederversorgung

Der Betriebsführung stehen im Störfall eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung, um die Auswirkungen von Ausfällen zu vermindern oder zu beseitigen, bevor die Reparatur der ausgefallenen Elemente abgeschlossen ist und diese wieder in Betrieb gehen können. Diese Maßnahmen werden durch die Wiederversorgung modelliert.

Grundsätzlich wird hier zwischen

- [Schalthandlungen](#) und
- [Kraftwerkseinsatz](#)

unterschieden.

Genauere Informationen hierzu sind im Kapitel [Modellierung der Wiederversorgung](#) zu finden.

9.3 Starten der Zuverlässigkeitsberechnung

Die Zuverlässigkeitsberechnung wird über den Menüpunkt **Berechnen – Zuverlässigkeit – Zuverlässigkeit** gestartet.

Der Ablauf der Zuverlässigkeitsberechnung kann detailliert mit den Parametern Zuverlässigkeit konfiguriert werden. Hier kann unter anderem eingestellt werden, welche Ausfallarten zu berücksichtigen sind, wie die Wiederversorgung durchgeführt wird und vieles mehr.

Da im Zuge dieser Berechnungsmethode eine Vielzahl von Lastflüssen berechnet wird, kann der Berechnungsvorgang (je nach Netzgröße) auch sehr lange dauern. Bei Netzen mit 1000 Knoten sind Rechenzeiten von mehr als 30 Minuten üblich. Deswegen ist auch bei der Zuverlässigkeitsberechnung der eigentliche Berechnungsteil vom Auswerteteil getrennt. Der Vorteil dieser weitgehenden Trennung von [Berechnung](#) und [Auswertung](#) des Ablaufs von Ausfallkombinationen liegt darin, dass die Berechnung des Ablaufs den bei weitem zeitaufwendigsten Teil der Netzanalyse darstellt und im Allgemeinen nur einmal durchgeführt wird. Da im Rahmen einer Zuverlässigkeitsanalyse diese Berechnungsergebnisse unterschiedlichen Auswertungen unterzogen werden, verkürzt dies den Zeitbedarf für eine Auswertung erheblich.

Nach erfolgreicher Zuverlässigkeitsberechnung kann die Auswertung der Ergebnisse über den Menüpunkt **Berechnen – Zuverlässigkeit – Auswertung Zuverlässigkeit** gestartet werden. Der Inhalt und Umfang der Auswertung kann ebenfalls detailliert mit den Parametern Zuverlässigkeit konfiguriert werden.

9.4 Darstellen und Auswerten der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung werden in verschiedensten Formen bereitgestellt, um unterschiedlichste Analysen und Auswertungen zu ermöglichen:

- [Ergebnisse in der Netzgrafik](#)
- [Erweitertes Ergebnisprotokoll](#)

9.4.1 Ergebnisse in der Netzgrafik

Nach der Zuverlässigkeitsberechnung werden in der Netzgrafik zwei verschiedene Ergebnisdaten bereitgestellt. Hierbei wird zwischen den Verbraucherergebnissen und Komponentenergebnissen unterschieden.

Die Auswahl der gewünschten Ergebnisse erfolgt über den Dialog **Eingabedaten und Ergebnisse**.

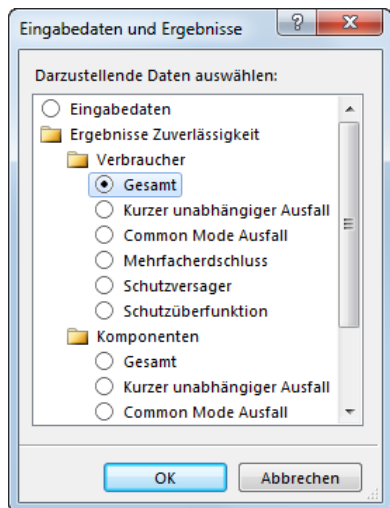


Bild: Auswahl der darzustellenden Zuverlässigkeitsergebnisse

Die **Verbraucherergebnisse** werden für alle Knoten des Netzes bereitgestellt, an denen Verbraucher angeschlossen sind. Die Zuverlässigkeitskenngrößen werden hierbei für alle Ausfallarten errechnet. Dabei werden die Werte für die einzelnen Verbraucher-knoten kumuliert, sobald diese in einer untersuchten Ausfallkombination unversorgt sind. Mit diesen Ergebnissen kann beurteilt werden, wie zuverlässig die Versorgung eines Verbraucher-knotens ist.

Knotenergebnisse Zuverlässigkeit			
Ergebnisse			
Knoten	SS119-B 01 110.00 kV		
Netzebene	Net110 (110 kV)		
Ausfallart	Common Mode Ausfall		
Unterbrechungshäufigkeit	Hu	0,025	1/a
Nichtverfügbarkeit	Qu	0,150	min/a
Unterbrechungsdauer	Tu	0,100	h
Unterbrochene Leistung	Pu	0,828	MVA/a
Energieausfall	Eu	0,083	MVAh/a
Unterbrechungskosten	Ku	182,181	€/a
Erstattung	Au	240,344	€/a

Bild: Ergebnisse für Verbraucherknoten

Die **Komponentenergebnisse** werden für alle ausfallenden Netzelemente errechnet. Dabei werden die Zuverlässigkeitskenngrößen für jedes ausfallende Element für alle Ausfallarten ermittelt. Dies erfolgt durch Kumulierung der Ergebniswerte für jedes ausfallende Netzelement, wenn es der Verursacher einer Ausfallkombination ist. Diese Ergebnisse geben Aufschluss über die Beteiligung der störungsbehafteten Netzelemente am Ausfallgeschehen. Damit kann sehr einfach festgestellt werden, welche Netzelemente den größten Anteil am Störungsgeschehen haben.

Zusätzlich werden auch **Netzbereichsergebnisse** mit den Verfügbarkeitskennziffern nach IEEE 1366 bereitgestellt. Die Verfügbarkeitskennziffern sind im Wesentlichen die Kenngrößen **SAIDI** und **SAIFI** sowie **ASIDI** und **ASIFI**. Diese Kennziffern werden für alle Netzbereiche des Netzes ermittelt. Laut IEEE 1366 werden nur Ausfälle von Verbrauchern herangezogen, die eine Dauer von 5 Minuten überschreiten und deren Versorgungsspannung kleiner gleich 32 kV ist. Wenn es in einem Netzbereich keine Ausfälle gibt, die auf diese Kriterien zutreffen (z.B. Hochspannung), so gibt es für diesen Netzbereich auch keine Ergebnisse.

Netzbereichsergebnisse Zuverlässigkeit

Ergebnisse

Netzbereich: Base Area

Unterbrechungshäufigkeit Hu - MAIFI: 0.000

Unterbrechungshäufigkeit	Hu - SAIFI	0,129	1/a
Nichtverfügbarkeit	Qu - SAIDI	667,459	min/a
Unterbrechungsdauer	Tu - CAIDI	5.173,635	min
Versorgte Kunden	ntot	4	1

Unterbrechungshäufigkeit	Hu - ASIFI	0,129	1/a
Nichtverfügbarkeit	Qu - ASIDI	666,664	min/a
Unterbrechungsdauer	Tu	5.173,635	min
Installierte Scheinleistung	Stot	1,847	MVA

Navigation: 1/3, OK, Abbrechen

Bild: Datenmaske Netzbereichsergebnisse Zuverlässigkeit

9.4.2 Erweitertes Ergebnisprotokoll

Vom Zuverlässigkeits-Auswertungsteil können spezielle Protokolle generiert werden, mit dem die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung sowie die getroffenen Maßnahmen zur Wiederversorgung detailliert untersucht werden können. Die generierten Protokolle werden im Meldungsfenster bereitgestellt.

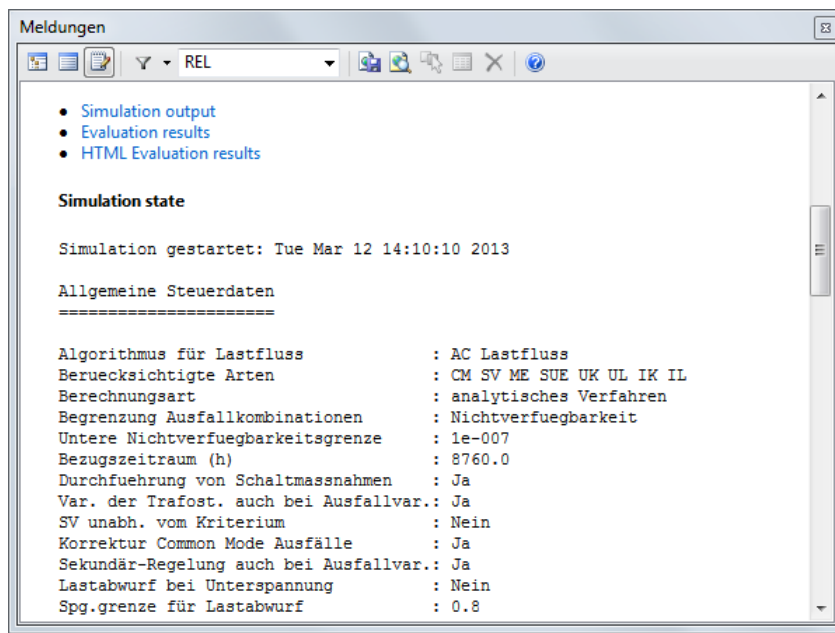


Bild: Meldungsfenster mit Ergebnisprotokoll der Zuverlässigkeit

Im Meldungsfenster werden die generierten Protokolle in Form von Hyperlinks angeboten. Hierbei enthält das **Ablaufprotokoll der Berechnung** eine detaillierte Auflistung aller im Zuge der Zuverlässigkeitsberechnung untersuchten Ausfallkombinationen sowie die Maßnahmen zur Wiederversorgung. Die **Auswertungsergebnisse** beinhalten eine detaillierte Aufstellung der untersuchten Ausfallkombinationen sowie der Zuverlässigkeitskenngrößen. Hierbei steht das Auswertungsergebnis in Form einer "flachen" ASCII Datei zur Verfügung. Wahlweise kann dies auch in Form einer optisch besser nutzbaren **HTML** Datei generiert werden.

Der Umfang des Ablaufprotokolls der Berechnung sowie der Inhalt und Umfang der Auswertungsergebnisse können mit den Zuverlässigkeitsparametern detailliert konfiguriert werden. Genauere Informationen dazu sind auch im Kapitel [Auswertung](#) verfügbar.

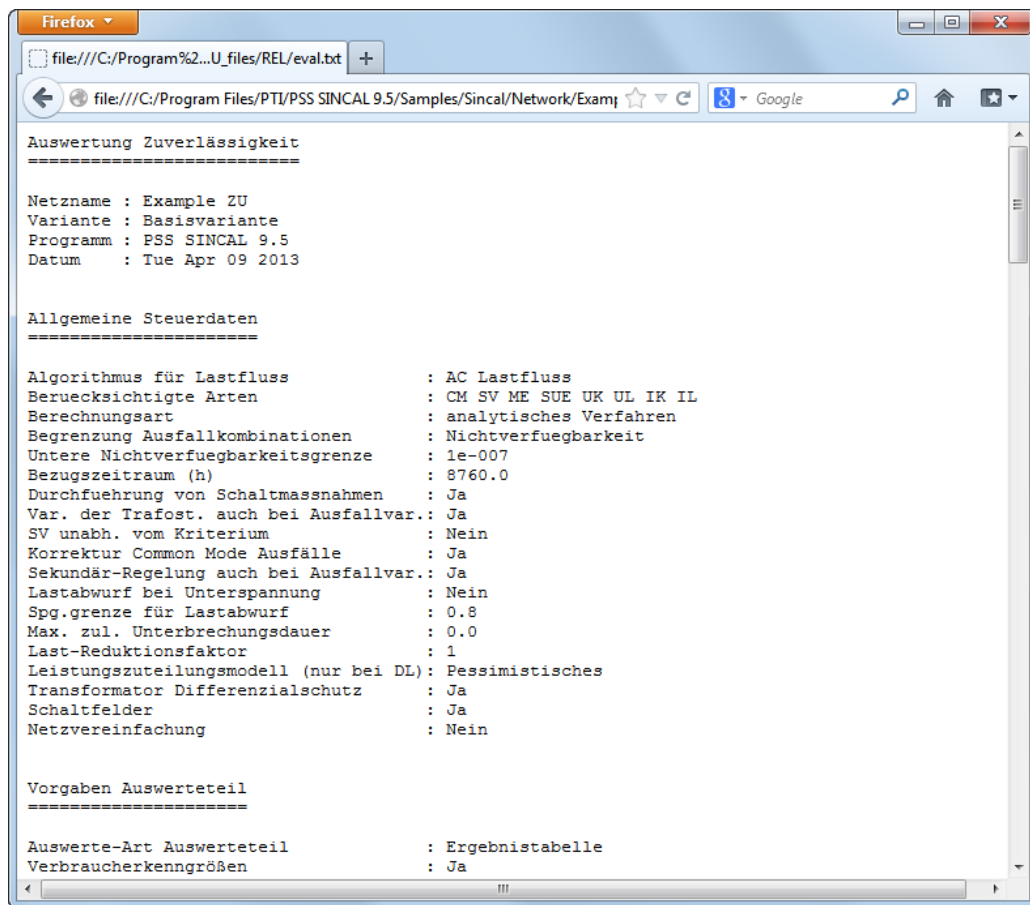


Bild: Auswertungsergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung in HTML