

**Analyse von
redundanzübergreifenden
Ausfällen
in der elektrischen
Energieversorgung von
Kernkraftwerken**

Analyse von redundanzübergreifenden Ausfällen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken

**Nadine Berner
Benjamin Brück
Clemens Heitsch
Michael Homann
Manuela Jopen
Moritz Leberecht
Christian Müller
Ewgenij Piljugin
Winfried Pointner
Sarah Römer
Jan Stiller
Matthias Utschick**

Juli 2020

Anmerkung:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 4716R01351 durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der GRS.

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung der GRS wieder und muss nicht mit der Meinung des BMU übereinstimmen.

Deskriptoren

Elektrische Energieversorgung, Phasenfehler, Probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA),
Redundanzübergreifender Ausfall

Kurzfassung

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wurden redundanzübergreifende Ausfälle im Energieversorgungs- und -verteilungssystem von Kernkraftwerken untersucht.

Um die Erkenntnisse aus der im Rahmen anderer Vorhaben kontinuierlich ausgewerteten deutschen Betriebserfahrung mit Kernkraftwerken sowie der internationale Betriebserfahrung des IRS-Systems der IAEA zu erweitern, wurde die U.S.-amerikanische Betriebserfahrung mit Kernkraftwerken der Jahre 2000 bis 2009 ausgewertet; diese umfasst 3467 meldepflichtige Ereignisse und ca. 1000 Reaktorbetriebsjahre.

Daraus wurden mehrere Szenarien identifiziert, bei denen redundanzübergreifende Ausfälle bzw. Funktionseinschränkungen grundsätzlich möglich sind; als potenziell relevant für eine weitere, vertiefende Auswertung erwiesen sich hierbei vor allem die ein- oder zweipoligen Leiterunterbrechungen in den Netzanschlüssen der Anlagen (sogenannte Phasenfehler).

Auf Basis der bei der GRS vorhandenen Informationen über deutsche Druckwasserreaktoren (DWR) wurde ein generisches Modell der Energieversorgung eines DWR erstellt. Dieses orientiert sich am Aufbau der elektrischen Eigenbedarfsversorgung von Anlagen des Typs Konvoi und erlaubt eine Vielzahl unterschiedlicher Berechnungen und Simulationen.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde dieses Modell dazu verwendet, 17 unterschiedliche repräsentative Szenarien zur Erforschung der Auswirkungen redundanzübergreifender Störungen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken zu untersuchen.

Um Szenarien mit redundanzübergreifenden Ausfällen im Energieversorgungs- und Verteilungssystem probabilistisch untersuchen zu können, ist es erforderlich, die Häufigkeit entsprechender einleitender Ereignisse zu bestimmen. Hierzu wurden stochastische Modelle entwickelt, die es erlauben, die Schätzunsicherheit zu bestimmen. Diese wurden mithilfe internationaler Betriebserfahrung parametrisiert.

Weiterhin ist es nötig, die Zuverlässigkeit der Komponenten bei den verschiedenen Szenarien zu bestimmen, z. B. bei einer durch einen Phasenfehler verursachten Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung. Um dies zu erreichen, wurde ein stochastisches

Modell entwickelt, das die Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten mit Drehstrommotor als Funktion der Asymmetrie, der die Komponente ausgesetzt ist, beschreibt. Mit Hilfe ausgewählter Betriebserfahrung wurden die Parameter des Modells bestimmt. Für die verschiedenen Szenarien konnten dann mit dem generischen Modell der Energieversorgung eines DWR die Asymmetrien, denen die einzelnen Komponenten ausgesetzt werden, bestimmt und daraus ihre Ausfallwahrscheinlichkeiten und deren Schätzunsicherheit berechnet werden.

Diese Daten wurden für die beispielhafte probabilistische Untersuchung redundanzübergreifende Ausfälle im Energieversorgungs- und -verteilungssystem gebraucht. Das PSA-Modell einer DWR-Referenzanlage wurde erweitert, um das einleitende Ereignis „einpoliger Phasenfehler am Hauptnetzschalter“ modellieren zu können. Hierzu wurden Ereignisablaufanalysen durchgeführt und im Zuge einer Systemanalyse diejenigen Strukturen, Systeme und Komponenten identifiziert, deren Nichtverfügbarkeiten von der Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung betroffen sein können. Mit dem erweiterten PSA-Modell der Referenzanlage wurden beispielhafte Analysen durchgeführt.

Abstract

In the frame of this research project, failures affecting multiple redundant trains of the electrical power supply system of nuclear power plants (NPPs) were analysed.

To complement the existing empirical basis of knowledge about such phenomena which had been collected by continuous evaluation of German operating experience and of the Incident Reporting System (IRS) of the International Atomic Energy Agency (IAEA) operating experience from NPPs in the United States from 2000 to 2009 was analysed. This comprised 3467 licensee reportable events (LERs) and approximately 1000 reactor operating years.

From the operating experience, several failure scenarios were identified in which failures affecting multiple redundant trains of the electrical power supply system may occur. Of these, phase faults where one or two phases of the connection to the grid is lost turned out to be most interesting for in-depth analysis.

Based on the information available at GRS for German pressurized water reactors (PWRs), a generic model of the electrical power supply system of a PWR was developed. This model is based on the structure of the electrical power supply of "Konvoi" type reactors and allows various different calculations and simulations.

In the frame of this research project, this model was used to investigate 17 different representative scenarios for the investigation of the emergence and the effects of failures affecting multiple redundant trains of the electrical power supply system.

In order to be able to analyse such failures probabilistically it is necessary to determine the frequency of corresponding initiating events. For this purpose, stochastic models were developed which allow to determine the estimation uncertainty. These models were parameterized utilizing international operating experience.

Furthermore, it is necessary to determine the reliability of the electrical components in the different scenarios, e.g. in the event of an asymmetry of the electrical power supply caused by a phase fault. To achieve this, a stochastic model has been developed that describes the failure probability of components with three-phase motors as a function of the asymmetry to which the component is exposed. Selected operating experience was used to determine the parameters of the model. For the different scenarios, the asym-

metries to which the individual components are exposed can be calculated with the model of the energy supply system of a PWR discussed above. Applying the stochastic model, their failure probabilities can be calculated including the estimation uncertainties.

These data were used for an exemplary probabilistic analysis of failures affecting multiple redundant trains of the electrical power supply system. The existing PSA (Probabilistic Safety Analysis) model of an example PWR type NPP was extended to facilitate modeling the initiating event “single-pole phase error at the main power switch”. In the course of a system analysis, those structures, systems, and components were identified whose non-availabilities could be affected by the asymmetry in the power supply. With the extended PSA model of the reference plant exemplary analyses were carried out.

Inhaltsverzeichnis

	Kurzfassung.....	I
	Abstract.....	III
1	Einleitung und Überblick.....	1
2	Umfassende Auswertung der internationalen Betriebserfahrung zur Identifikation weiterer Phänomene.....	3
2.1	Einleitung.....	3
2.2	Ereignisauswertung – Methode und Ergebnisübersicht.....	4
2.2.1	Erstscreening.....	5
2.2.2	Vertieftes Screening und Detailanalyse	6
2.3	Identifizierte Szenarien	9
2.3.1	Szenario 1: Statische Asymmetrie im Netzanschluss.....	10
2.3.2	Szenario 2: Transiente Asymmetrie im Netzanschluss	21
2.3.3	Szenario 3: Asymmetrie im elektrischen Eigendarf der Anlage	28
2.3.4	Szenario 4: Statische Spannungs- bzw. Frequenzabweichung im Netzanschluss	44
2.3.5	Szenario 5: Spannungsschwankungen aufgrund von statischen Blindleistungskompensatoren in der Eigenbedarfsanlage	51
2.3.6	Szenario 6: (Quasi)statische Überfrequenz in der Notstromanlage.....	61
2.4	Ergebnisse.....	67
2.4.1	Bewertung der identifizierten Szenarien hinsichtlich weiterer Auswertungen.....	67
2.4.2	Aufbereitung des Szenarios „Statische Asymmetrie im Netzanschluss“..	69
2.4.3	Negativbefunde	81
2.5	Zusammenfassung	84

3	Modellierung der elektrischen Energieversorgung eines Kernkraftwerks und Analyse der Fehlerfortpflanzung bei übergreifenden Ausfällen.....	87
3.1	Modellsystem.....	87
3.2	Einsatzmöglichkeiten des Modellsystems	89
3.2.1	Lastflussberechnungen.....	90
3.2.2	Kurzschlussberechnungen.....	91
3.2.3	Oberschwingungsanalysen.....	98
3.2.4	Dynamische Simulationen	100
3.3	Simulationen und Berechnungen	114
3.3.1	Simulationen zur Bestimmung der Kennlinie.....	115
3.3.2	Simulationen der Fehlerszenarien	124
3.3.3	Ergebnisse.....	144
3.4	Zusammenfassung und Ausblick	146
4	Erweiterung der Quantifizierungsbasis und -methoden zur Bewertung der Zuverlässigkeit von elektro- und leittechnischen Komponenten und Betriebsmitteln	147
4.1	Bestimmung von Raten einleitender Ereignisse.....	147
4.1.1	Phasenfehler	147
4.2	Einleitende Ereignisse mit Phasenfehler.....	160
4.2.1	Schätzung der Raten einleitender Ereignisse mit Phasenfehler aus der Betriebserfahrung	161
4.3	Verfügbarkeit des nicht aktiven Netzes in Bezug auf Phasenfehler.....	169
4.3.1	Einphasige Phasenfehler am nicht aktiven Netz	170
4.3.2	Zweiphasige Phasenfehler am nicht aktiven Netz.....	177
4.3.3	Ein- und zweiphasige Phasenfehler am nicht aktiven Netz	178
4.4	Zusammenfassung der quantitativen Ergebnisse.....	179
4.5	Ermittlung der Nichtverfügbarkeit von Komponenten bei Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung	179
4.5.1	Analyse der Betriebserfahrung.....	180
4.5.2	Modellierung.....	181

4.5.3	Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeiten und ihrer Unsicherheitsverteilung.....	195
4.5.4	Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten als Funktion der Asymmetrie aus der Betriebserfahrung	203
4.6	Zusammenfassung	206
5	Erweiterung der Referenz-PSA zur Modellierung von redundanzübergreifenden Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung von KKW und deren quantitative Bewertung durch exemplarisch durchgeführte probabilistische Analysen	211
5.1	Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik.....	211
5.1.1	Sicherheitsanforderungen mit Bezug zu einem asymmetrischen Zustand in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung	212
5.1.2	Aggregateschutzeinrichtungen für die Referenzanlage	214
5.1.3	Auswertung von Precursor-Ereignissen	217
5.2	Asymmetrische Phasenlagen in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung (einleitende Ereignisse)	220
5.2.1	Auswirkungen von asymmetrischen Phasenlagen in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung auf die Referenzanlage	220
5.2.2	Eintrittshäufigkeit der einleitenden Ereignisse.....	224
5.3	Auslösende Ereignisse durch asymmetrische Phasenlagen in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung	224
5.3.1	Ergebnisrelevante Transienten	224
5.3.2	Nicht-ergebnisrelevante Transienten	227
5.3.3	Nichtverfügbarkeit der Hauptspeisewasserversorgung	229
5.3.4	Nichtverfügbarkeit der Hauptwärmesenke	231
5.3.5	Eintrittshäufigkeit für die Transiente T4_PF	235
5.3.6	Nichtverfügbarkeit von mindestens 2 von 4 Hauptkühlmittelpumpen.....	238
5.3.7	Eintrittswahrscheinlichkeit für eine Trennung vom Hauptnetz (Transienten T2, T3, T4 und T7)	246
5.4	Ereignisablaufanalyse und Wirksamkeiten.....	247
5.4.1	Ausfall von mindestens 2v4 Hauptkühlmittelpumpen (T7_PF)	248

5.4.2	Ausfall Hauptspeisewasser aufgrund Phasenfehler (T2_PF)	255
5.4.3	Ausfall der Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler (T3_PF).....	257
5.4.4	Ausfall Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler (T4_PF)	259
5.4.5	Trennung vom Hauptnetz bei Transienten durch Phasenfehler.....	261
5.5	Analyse der Schadenszustände nach Transienten durch eine Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung.....	262
5.5.1	Merkmale zur Charakterisierung der Schadenszustände	263
5.5.2	Gruppierung der Kernschadenszustände.....	266
5.6	Systemanalyse und Erweiterung des PSA-Modells.....	270
5.6.1	Ausfallarten.....	271
5.6.2	Modellierung der Ausfallart „Betriebsversagen durch Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“ in den Fehlerbäumen der Basis-PSA.....	273
5.6.3	Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern bei nicht verfügbarem Frischdampfsammler (Funktion Y3_PF)	278
5.7	Quantifizierung und Ergebnisdarstellung	283
5.7.1	Wahrscheinlichkeit für einen Kernschadenszustand nach Transienten infolge eines Phasenfehlers in der Eigenbedarfsversorgung.....	283
5.7.2	Wahrscheinlichkeit von Transienten infolge Phasenfehler	285
5.7.3	Nichtverfügbarkeit von Systemfunktionen zur Beherrschung von Transienten infolge Phasenfehler	287
5.7.4	Unsicherheitsanalyse.....	295
5.7.5	Importanzanalysen	297
5.7.6	Sensitivität des PSA-Ergebnisses auf Änderungen des Grads der Asymmetrie.....	304
5.7.7	Ergebnisse mit Berücksichtigung möglicher Ausfälle motorbetätigter Armaturen.....	309
5.7.8	Bemerkungen zum Abschneidefehler	312
5.7.9	Diskussion	315
5.8	Precursor-Analysen	323
5.9	Zusammenfassung	324
6	Zusammenfassung	327

Literaturverzeichnis.....	337
Abbildungsverzeichnis.....	343
Tabellenverzeichnis.....	355
Abkürzungsverzeichnis.....	357

1 Einleitung und Überblick

In den vergangenen Jahren sind mehrere Fälle aufgetreten, bei denen im Bereich der Elektrotechnik von Kernkraftwerken (KKW) Ausfälle einzelner, teilweise betrieblicher Einrichtungen zu redundanzübergreifenden Ausfällen im Sicherheitssystem der Kraftwerke geführt haben. Ähnliche Effekte wurden bei elektrischen Einwirkungen von außen (z. B. Blitzeinschlägen oder Netztransienten) beobachtet, bei denen es zu Auswirkungen im Sicherheitssystem der Kernkraftwerke gekommen war, obwohl die betroffenen Kraftwerke gegen die aufgetretenen Einwirkungen ausgelegt waren. Dokumentiert sind u. a. Fehlauslösungen von diversen Reaktorschutzsignalen bei Prüfungen im Blitzschutzsystem in der Anlage Krümmel (2001) /KKK 14/, Startversagen mehrerer Diesel in der Anlage Forsmark (2006) /IAE 06/, der gleichzeitige Ausfall von Umformern in der Anlage Grohnde (2011) /KWG 12/ sowie die redundanzübergreifenden Ausfälle sicherheitstechnisch wichtiger Antriebe aufgrund von Asymmetrien in der Spannungsversorgung in den Anlagen Byron /NRC 12/ und Forsmark /IAE 13/ in den Jahren 2012 bzw. 2013.

Bei diesen Ereignissen ist es jeweils durch einen vormals nicht im Detail analysierten Fehlermechanismus zu redundanzübergreifenden Beeinträchtigungen des Sicherheitssystems gekommen. Die vertiefte Auswertung der Ereignisse hat gezeigt, dass viele der aufgetretenen Schädigungsphänomene aus der Betriebserfahrung grundsätzlich bekannt waren, sie jedoch bis zum Auftreten der Ereignisse nicht im erforderlichen Umfang untersucht und verstanden worden waren, so dass keine geeigneten Vorsorgemaßnahmen gegen die jeweiligen Schädigungsphänomene getroffen werden konnten. Mit dem übergeordneten Ziel, die Methodik zur Bewertung der Vorsorge gegen solche redundanzübergreifenden Ausfälle weiterzuentwickeln, wurden deshalb Forschungsarbeiten durchgeführt

- zur Identifikation der Phänomene und Fehlermechanismen, die redundanzübergreifende Ausfälle verursachen können,
- zur Bereitstellung von Methoden und Werkzeugen zu deren vertiefter Analyse – dies umfasst insbesondere die Modellierung der elektrischen Systeme eines generischen DWR, die Schaffung einer Datenbasis für die Quantifizierung der Zuverlässigkeit elektrischer Einrichtungen unter den jeweils vorliegenden Randbedingungen sowie Bereitstellung der erforderlichen Quantifizierungsmethoden, und
- zur Durchführung beispielhafter probabilistischer Analysen.

Aus diesen Zielen leitet sich eine Vorgehensweise ab, die sich in vier wesentliche Schritte gliedert:

1. Umfassende Auswertung der internationalen Betriebserfahrung zur Identifikation relevanter Phänomene und Fehlermechanismen,
2. Modellierung der elektrischen Energieversorgung eines Kernkraftwerks und Analyse der Fehlerfortpflanzung bei übergreifenden Ausfällen,
3. Erweiterung der Quantifizierungsbasis und -methoden zur Bewertung der Häufigkeit von relevanten neuen einleitenden Ereignissen und der Zuverlässigkeit von elektrotechnischen Komponenten und Betriebsmitteln unter den entsprechenden Randbedingungen, sowie
4. Erweiterung der Modellierungen eines Referenz-PSA-Modells für den ungestörten Leistungsbetrieb entsprechend den Erkenntnissen der vorigen Schritte, so dass identifizierte relevante Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung und deren Auswirkungen auf das Anlagenverhalten probabilistisch bewertet werden können. Zur Quantifizierung werden dann auf Basis des erweiterten Referenz-PSA-Modells probabilistische Analysen dieser Abläufe durchgeführt.

Diese Schritte entsprechen den einzelnen Arbeitspaketen des Vorhabens. Die jeweiligen Arbeiten und ihre Ergebnisse sind in den folgenden Kapiteln 2 – 5 dargestellt. Die Dokumentation von Detailergebnissen (z. B. qualitative und quantitative Analysen von Ereignissen der Betriebserfahrung oder Modellparameter) ist jeweils in Anhängen erfolgt. In Kapitel 6 werden die Ergebnisse zusammengefasst und ein Ausblick auf weitere notwendige Forschungsarbeiten gegeben.

2 Umfassende Auswertung der internationalen Betriebserfahrung zur Identifikation weiterer Phänomene

2.1 Einleitung

Grundlage für die in den folgenden Arbeitspaketen (AP) zu erarbeitenden Modellierungen und Analysen ist das Vorliegen eines möglichst abdeckenden Spektrums an Phänomenen und Fehlermechanismen, aufgrund derer es zu redundanzübergreifenden Effekten im Bereich der Elektro- und Leittechnik von Kernkraftwerken kommen kann. Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurde durch gezielte Auswertung der Betriebserfahrung aus Kernkraftwerken ein derartiges Spektrum erarbeitet.

Zu diesem Zweck wurde in Ergänzung zu den bereits vorliegenden Auswertungen vor allem zum Thema „Phasenfehler“ (siehe /GRS 13/, /RSK 14/ und /IAE 16/), der von der GRS kontinuierlich durchgeführten Auswertungen der deutschen Betriebserfahrung sowie der mittels des International Reporting System for Operating Experience (IRS) /IAE 19/ der IAEA gemeldeten internationalen Betriebserfahrung aus Kernkraftwerken eine umfassende und systematische Auswertung der von der Nuclear Regulatory Commission (NRC) gesammelten U.S.-amerikanischen Betriebserfahrung durchgeführt. Diese liegt in Form öffentlich verfügbarer Licensee Event Reports (LER) vor (siehe u. a. /INL 19/, /NRC 19a/). Die Auswertung der LERs bietet sich hierbei aus mehreren Gründen an:

- Die große Anzahl von Anlagen (61 Standorte mit 100 Reaktorblöcken) liefert eine Vielzahl an Meldungen (300 bis 350 pro Jahr).
- Es existieren klar definierte und regulatorisch verankerte Meldekriterien¹.
- Die Meldekriterien decken im Wesentlichen die auch durch die Meldeverordnung (AtSMV) erfassten Bereiche (Ausfälle bzw. Schädigungen von Sicherheitseinrichtungen, interne und externe Einwirkungen, Human Factors etc.) ab.
- Die meisten Phänomene sind übertragbar, auch wenn sich die Anlagentechnik in Details von der in den deutschen Anlagen verwendeten Technik unterscheidet.

¹ Die U.S.-amerikanischen Meldekriterien sind in § 50.73 „Licensee event report system“ der NRC Regulations, Title 10, Code of Federal Regulations /NRC 19a/ enthalten. Die Meldekriterien sind kürzer und unspezifischer als die AtSMV, sind in ihrer Grundkonzeption jedoch weitestgehend vergleichbar.

- Die Meldungen und ggf. ergänzende Unterlagen sind in einem hohen technischen Detaillierungsgrad öffentlich verfügbar.

Bei der Festlegung des Auswertungsumfangs wurden mehrere Kriterien berücksichtigt; es sollte eine möglichst große Menge an Ereignissen ausgewertet werden, es sollte sich um möglichst aktuelle Ereignisse handeln und die Auswertung der Ereignisse seitens der U.S. NRC sollte vollständig abgeschlossen sein. Basierend auf diesen Erwägungen wurde festgelegt, dass alle in der Datenbank der U.S. NRC enthaltenen Ereignisse in Druck- und Siedewasserreaktoren mit einem Ereignisdatum zwischen dem 01.01.2000 und dem 31.12.2009 in den Auswertungsumfang einbezogen wurden. Mit Datenstand 20.06.2016 handelte sich hierbei um 3467 Ereignisse, die im Rahmen dieses Arbeitspakets ausgewertet wurden. Im Vergleich dazu beläuft sich die Zahl der meldepflichtigen Ereignisse in Deutschland seit 1965 auf ca. 6500, die Zahl der in der IRS-Datenbank der IAEA hinterlegten Ereignisse auf ca. 4100. Vorab wurde erwartet, dass der Anteil der projektrelevanten Fälle bezogen auf die Gesamtzahl der betrachteten Ereignisse im niedrigen einstelligen Prozentbereich, ggf. sogar noch darunter liegt.

Aufbauend auf den ausgewerteten Ereignissen wurden – unter ausdrücklicher Berücksichtigung der spezifischen, in deutschen Kernkraftwerken vorhandenen elektrotechnischen Einrichtungen – Szenarien entwickelt, wie die in den U.S.-amerikanischen Anlagen beobachteten Fehlermechanismen sicherheitstechnisch relevante Auswirkungen auf deutsche Anlagen haben könnten. Diese Szenarien dienten dann als Ausgangsbasis für die Untersuchungen in den Arbeitspaketen 2 und 4. Kriterien für die Entwicklung eines Szenarios waren, dass der beobachtete Fehlermechanismus auf deutsche Kernkraftwerke übertragbar ist und dass von einer Analyse des Szenariums mittels des im Arbeitspaket AP 2 erstellten Modells der Eigenbedarfsversorgung eines deutschen Kernkraftwerks zusätzliche, d. h. über die deterministische Betrachtung des Ereignisses hinausgehende sicherheitstechnisch relevante Erkenntnisse (z. B. Ausfallwahrscheinlichkeiten von Komponenten in Abhängigkeit von den im Ereignisfall zu erwartenden Schienenspannungen) zu erwarten waren.

2.2 Ereignisauswertung – Methode und Ergebnisübersicht

Im Folgenden werden die zur Auswertung verwendeten Methoden sowie die hierbei gemachten Erfahrungen beschrieben; die hieraus gewonnenen methodischen Erkenntnisse werden in Abschnitt 2.4.1 diskutiert.

2.2.1 Erstscreening

Im Vorlauf des Projekts war zunächst ein dreistufiges Verfahren bestehend aus Erstscreening, vertieftem Screening und Detailanalyse zur Ereignisanalyse entwickelt worden. Im Rahmen des Erstscreenings wurden zunächst 100 % der Ereignisse kursorisch durch einen einzelnen Experten der GRS betrachtet. Ziel war einerseits, diejenigen Ereignisse von der weiteren Bearbeitung ausschließen, bei denen keine projektrelevanten Erkenntnisse zu erwarten waren. Andererseits sollten Ereignisse, die nicht unmittelbar projektrelevant waren, jedoch aus anderen Gründen unter dem Blickwinkel der kerntechnischen Sicherheit von Interesse waren, markiert werden, sodass derartige Ereignisse im Rahmen anderweitiger Auswertungen zügig gefunden werden können. Zu diesem Zweck wurde ein kompaktes Kodierungsschema entwickelt, mit dem solche Ereignisse auch im Rahmen des Erstscreenings erfasst werden können. Basierend auf diesen Überlegungen wurden für das Erstscreening vier Kategorien entwickelt:

1. Es liegen Hinweise vor, dass es im Rahmen des Ereignisses zu redundanzübergreifenden Effekten im Bereich der Energieableitung, der Eigenbedarfs- sowie der Notstromanlage der Anlage gekommen ist. Diese Ereignisse sind potenziell relevant und werden in einem folgenden Schritt vertieft untersucht.
2. Die Kriterien für Kategorie 1 sind nicht erfüllt, es liegen aber Hinweise auf Ausfälle bzw. Verfügbarkeitseinschränkungen von mehreren technischen Einrichtungen vor, sodass ein gemeinsam verursachter Ausfall (GVA) nicht ausgeschlossen werden kann. Diese Ereignisse werden markiert, im Rahmen dieses Projekts jedoch nicht weiter untersucht.
3. Die Kriterien für Kategorie 1 sind nicht erfüllt, es liegen jedoch Hinweise darauf vor, dass es sich um ein Ereignis aufgrund von Einwirkungen von innen (EVI) oder Einwirkungen von außen (EVA) handelt. Da derartige Ereignisse in der deutschen Betriebserfahrung sehr selten auftreten, sind sie grundsätzlich potenziell von Interesse und werden folglich markiert, aber im Rahmen dieses Projekts nicht weiter untersucht.
4. Die Kriterien 1, 2 und 3 sind nicht erfüllt, das Ereignis wurde dennoch von dem bewertenden Experten im Rahmen seiner subjektiven Einschätzung als „interessant“ beurteilt. Derartige Ereignisse werden entsprechend markiert, jedoch im Rahmen dieses Projekts nicht weiter untersucht.

5. Keines der oben genannten Kriterien ist erfüllt; derartige Fälle werden entsprechend gekennzeichnet und im Folgenden nicht weiterbearbeitet.

Die Ergebnisse des Erstscreenings sind in Tab. 2.1 dargestellt; Der Anteil der im Rahmen des Erstscreenings als potenziell projektrelevant bewerteten Ereignisse bezogen auf die Gesamtzahl an Ereignissen in der jeweiligen Jahresscheibe schwankt zwischen 4 % und 10 %.

Tab. 2.1 Gesamtübersicht der Ergebnisse des Erstscreenings

Dargestellt ist die Zahl der Ereignisse aufgetragen über die einzelnen Jahre des Auswertungszeitraums sowie die Zahl der entsprechend den oben beschriebenen Kategorien

Jahr	Ereignisse	Potenziell Projektrelevant	Potenzieller GVA	EVI/EVA	„Interessant“
2000	581	37	124	13	44
2001	344	33	58	6	21
2002	334	22	100	6	33
2003	388	40	66	1	2
2004	310	12	56	18	8
2005	345	30	34	13	11
2006	317	26	51	13	1
2007	272	14	27	8	-
2008	273	18	58	13	-
2009	303	12	69	18	-
Gesamt	3467	244	643	109	120

2.2.2 Vertieftes Screening und Detailanalyse

Als Ergebnis des Erstscreenings waren somit insgesamt 244 Ereignisse (ca. 7 % aller betrachteten Ereignisse) als potenziell relevant für eine weitere Auswertung identifiziert worden. Für die weitere Untersuchung wurden im Folgenden die Schritte „vertieftes Screening“ und „Detailanalyse“ kombiniert.

In Tab. 2.2 sind die in der ausgewerteten Betriebserfahrung identifizierten Fehlermechanismen system- bzw. komponentenspezifisch aufgelistet. Der überwiegende Teil der beobachteten Effekte ist hierbei bekannt und im Rahmen der Auslegung der deutschen Kernkraftwerke erfasst. Bei insgesamt 24 Ereignissen wurden Phänomene beo-

bachtet, die potenziell für eine weitere Auswertung von Interesse sind. Basierend auf diesen 24 Ereignissen wurden insgesamt sechs Szenarien für Störungen definiert, bei denen es zu redundanzübergreifenden Effekten in der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage kommen kann. Diese Szenarien werden in Abschnitt 2.3 beschrieben und in Abschnitt 2.4 unter Berücksichtigung der Situation in deutschen Kernkraftwerken aufbereitet.

Tab. 2.2 Ergebnisse des vertieften Screenings von 244 Ereignissen

System / Komponente	Fehlermechanismus
Übertragungsnetz	<ul style="list-style-type: none"> • Statische Unterspannung durch fehlerhaftes Lastmanagement des Netzbetreibers (siehe Abschnitt 2.3.4) • Spannungs- bzw. Frequenztransienten infolge von Erd- sowie Kurzschlüsse (siehe Abschnitt 2.3.2) durch <ul style="list-style-type: none"> – Blitzeinschlag – Leiterseilschwingen bei Sturm – Lichtbogenerdschlüsse an Isolatoren durch Verschmutzung bzw. Überdeckung mit leitfähigem Fremdmaterial (Eis, Salz, Vogelkot) • Leiterunterbrechungen oder Erd- bzw. Kurzschlüsse infolge von mechanischem Versagen von Isolatoren • Vollständiger Ausfall von Netzanschlüssen <ul style="list-style-type: none"> – Kurzfristig geplante und unzureichend kommunizierte Abschaltung von Leitungen durch den Netzbetreiber – Großflächige Netzausfälle – (Berechtigte) Schutzabschaltung von einzelnen oder mehreren Netzanschlüssen (mögliche Ursachen s. o.) – Fehlauslösen von Schutzeinrichtungen
Schaltanlage (der Anlage)	<ul style="list-style-type: none"> • Vollständiger Ausfall von Netzanschlüssen <ul style="list-style-type: none"> – Schalterversagen (allpolig) – Fehlauslösungen von Schutzeinrichtungen • Transiente Erd- sowie Kurzschlüsse durch <ul style="list-style-type: none"> – Blitzeinschlag – Fehler bei Wartungsarbeiten – Defekte an Schaltern – Mechanische Schäden an Isolatoren – Wettereinwirkungen (z. B. Eisbildung)

System / Komponente	Fehlermechanismus
	<ul style="list-style-type: none"> • Unterbrechung einzelner Phasen (siehe Abschnitt 2.3.1) <ul style="list-style-type: none"> – Versagen einzelner Phasen von Schaltern – Mechanischen Versagen von Isolatoren
Maschinentransformator	<ul style="list-style-type: none"> • Unterbrechung der Verbindung zum Hauptnetzanschluss <ul style="list-style-type: none"> – Fehlsprechen von Schutzeinrichtungen • Spannungs- und Frequenztransienten infolge <ul style="list-style-type: none"> – Interner Kurz- sowie Erdschlüsse (ggf. mit Brandeinwirkung) – Kurz- sowie Erdschlüsse im Bereich der Durchführungen (v. a. mittelspannungsseitig) – Unerwartet hoher Magnetisierungsströme (Inrush-Currents) beim Einschalten
Generatorausleitung (gekapselten Einphasenleiter)	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungs- und Frequenztransienten infolge von Erdschlüssen (siehe Abschnitt 2.3.3)
Generator	<ul style="list-style-type: none"> • Unverfügbarkeit des Generators infolge gezielter Abschaltung <ul style="list-style-type: none"> – Ausfälle von Hilfseinrichtungen – Fehlsprechen von Schutzeinrichtungen – Unverfügbarkeit des Turbosatzes aufgrund anderweitiger Ausfälle in der Anlage • Spannungs- und Frequenztransienten infolge interner Kurz- sowie Erdschlüsse an Ständer und Läufer (siehe Abschnitt 2.3.3)
Eigenbedarfs- und Reservenetztransformatoren (SAT, UAT, RAT etc.)	<ul style="list-style-type: none"> • Unterbrechung der Verbindung zum jeweiligen Netzanschluss <ul style="list-style-type: none"> – Fehlsprechen von Schutzeinrichtungen • Spannungs- und Frequenztransienten, welche i. d. R. zu einer Abschaltung des betroffenen Transformators führte (siehe Abschnitt 2.3.3) <ul style="list-style-type: none"> – Interne Kurz- sowie Erdschlüsse (ggf. mit Brandeinwirkung) – Versagen der Durchführungen (hauptsächlich unterspannungsseitig)
Schaltanlagen / Schienen / Kabel	<ul style="list-style-type: none"> • Transiente Erd- sowie Kurzschlüsse (siehe Abschnitt 2.3.3) <ul style="list-style-type: none"> – Fehler in Schaltern – Mechanisches Versagen von Schienen, Halterungen etc. – Brandeinwirkungen

System / Komponente	Fehlermechanismus
	<ul style="list-style-type: none"> • (Quasi)statische Spannungsüberhöhung infolge von Fehlfunktionen von statischen Blindleistungskompensatoren (siehe Abschnitt 2.3.5) • Verfügbarkeitseinschränkungen von mehreren Notstromdieseln der unterlagerten Schienen infolge einer Fehlkonfiguration in der Leittechnik (siehe Abschnitt 2.3.6)
Verbraucher	<ul style="list-style-type: none"> • Transiente Erd- sowie Kurzschlüsse <ul style="list-style-type: none"> – Mechanischen Bauteilversagen Alterung – Montagefehler – interne Einwirkungen (Überflutung, Brand)

2.3 Identifizierte Szenarien

Im folgenden Abschnitt werden die anhand der Betriebserfahrungsauswertung identifizierten Szenarien beschrieben. Hierzu wird zunächst eine Beschreibung des dem Szenario zugrundeliegenden Ereignisses einschließlich der für das Verständnis des Ereignisses benötigten Hintergrundinformationen, wie z. B. hinsichtlich des Aufbaus der betroffenen Systeme, gegeben. Anschließend wird der dem Ereignis zugrundeliegende generische Fehlermechanismus herausgearbeitet, die sicherheitstechnischen Auswirkungen dieses Fehlermechanismus untersucht sowie die Frage der Übertragbarkeit des beobachteten Fehlermechanismus auf deutsche Kernkraftwerke bewertet.

Im nächsten Abschnitt werden die Anforderungen an das Simulationsmodell beschrieben die erfüllt sein müssen, um den im Rahmen des Ereignisses aufgetretenen Fehlermechanismus innerhalb des Modells untersuchen zu können. Hieran anschließend wird kurz dargestellt, welche Erkenntnisse aus der Simulation des beschriebenen Fehlermechanismus gewonnen werden können. Basierend auf 24 Ereignissen wurden sechs Szenarien identifiziert, bei denen entweder Mehrfachausfälle durch Störungen der elektrischen Energieversorgung beobachtet worden sind oder bei denen der aufgetretene Fehlermechanismus unter anderen Randbedingungen zu entsprechenden Ausfällen hätte führen können.

In den folgenden Ereignisbeschreibungen wird nach Möglichkeit versucht, die für die U.S.-amerikanischen Anlagen spezifischen Begrifflichkeiten in die bestmögliche deutsche Entsprechung zu übersetzen; hierbei sind jedoch einige Besonderheiten zu beach-

ten. Der „Unit Auxiliary Transformer“ (UAT) befindet sich zwischen Generatorausleitung und der (betrieblichen) Eigenbedarfsanlage und entspricht im Wesentlichen dem Eigenbedarfstransformator in einer deutschen Anlage. Da jedoch die meisten U.S.-amerikanischen Anlagen über keinen Generator-Leistungsschalter verfügen, stehen die UATs grundsätzlich nur bei in Betrieb befindlichem Generator zur Verfügung. Ist dieser nicht in Betrieb, erfolgt die Spannungsversorgung in der Regel über einen „Station Auxiliary Transformer“ (SAT) oder „Start-Up Transformer“ der direkt aus dem Übertragungsnetz mit Spannung versorgt wird. Hierbei existiert eine große Vielfalt an technischen Lösungen, so werden z. B. bei einigen Anlagen einzelne betriebliche Schienen immer über den externen Netzanschluss versorgt.

2.3.1 Szenario 1: Statische Asymmetrie im Netzanschluss

2.3.1.1 Übersicht

Zum Themenkomplex „Phasenfehler“ bzw. „Asymmetrische Störungen“ wurden in der ausgewerteten Betriebserfahrung insgesamt vier Ereignisse identifiziert, aus denen drei Störungsszenarien abgeleitet wurden. Hierbei wird zwischen einem statischen Phasenfehler im Netzanschluss der Anlage (siehe Abschnitt 2.3.1), einer transienten asymmetrischen Störung in einem Netzanschluss (siehe Abschnitt 2.3.2) sowie einem Phasenfehler im Eigenbedarf der Anlage (siehe Abschnitt 2.3.3) unterschieden. In diesem Abschnitt wird zunächst der statische Phasenfehler in einem Netzanschluss behandelt.

Bei einem statischen Phasenfehler in einem Netzanschluss handelt es sich um die Unterbrechung von einem oder zwei Leitern des mit der Anlage verbundenen Höchstspannungs (HöS)- oder Hochspannungs (HS)-Netzes². In diesem Fall wird unterstellt, dass es zum einen im Moment der Leiterunterbrechung zu keinen relevanten dynamischen Effekten kommt (bzw. diese Effekte keine Auswirkungen auf das Sicherheitssystem der betroffenen Anlage haben) und dass sich zum anderen Art, Position und Ausmaß der Unterbrechung nach Ereigniseintritt nicht mehr ändern, d. h. dass sich nach Fehlereintritt netzseitig ein neuer (geschädigter) stationärer Zustand einstellt. Insgesamt wurden vier Ereignisse in der ausgewerteten U.S.-amerikanischen Betriebserfahrung identifiziert, bei denen es sich um statische Phasenfehler handelte.

² Es werden die in Deutschland üblichen Bezeichnungen für die Spannungsebenen verwendet; Niederspannung (NS) bis 1 kV, Mittelspannung (MS) bis einschließlich 30 kV, Hochspannung (HS) kleiner 200 kV und Höchstspannung (HöS) größer 200 kV

2.3.1.2 Ereignisse

LER Nummer	Titel
499-2001-002 ³	Manual Reactor Trip as a Result of Switchyard Breaker Failure
333-2005-006	Inoperable 115 kV Line in Excess of Technical Specification Allowed Out of Service Time
334-2007-002	Undetected Loss of 138 kV 'A' Phase to System Station Service Transformer Leads to Condition Prohibited by Plant Technical Specification
454-2012-001 ⁴	Unit 2 Loss of Normal Offsite Power and Reactor Trip and Unit 1 Loss of Normal Offsite Power Due to Failure of System Auxiliary Transformer Inverted Insulators

2.3.1.2.1 South Texas Nuclear Generating Station, 1. März 2001

Anlagenübersicht			
Standort	Bay City, Texas, USA		
Titel	Manual Reactor Trip as a Result of Switchyard Breaker Failure		
LER	499-2001-002		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	1280 MW / 1280 MW
Typ	DWR (4-Loop)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Block 2 der Anlage South Texas Nuclear Generating Station (Texas, USA) befand sich zum Ereigniszeitpunkt nahe Vollast mit 95 % Nennleistung im Leistungsbetrieb. Der „North Bus“, einer der beiden Hauptschienen des 345 kV-Schaltfelds der Anlage (siehe Abb. 2.1), sollte für Wartungsarbeiten freigeschaltet werden.

Im Zuge dieser Schaltmaßnahmen sollte der Schalter Y590 (siehe Abb. 2.1) geöffnet werden, um den Generator vom – zu diesem Zeitpunkt der Schalthandlung noch in Be-

³ Die LER-Nummer setzt sich zusammen aus der dreistelligen Anlagennummer der U.S. NRC, dem Jahr des Ereignisses und der Nummer des Ereignisses im laufenden Jahr. Die in einigen Dokumenten führende Zahl 5000 ist eine interne Kennnummer der U.S. NRC und in allen Fällen gleich.

⁴ Das Datum dieses Ereignisses, zu dem die GRS die WLN 2013/05 „Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der Fremd- bzw. Reservenetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen“ /GRS 13/ verfasst hat, ist der 30. Januar 2012; es wird aufgrund seiner Bedeutung für die im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführten Untersuchungen dennoch mitbetrachtet.

trieb befindlichen – „North Bus“ zu trennen. Beim Schließen des Schalters Y600 (welcher die Anlage mit dem „South Bus“ verbindet, (siehe Abb. 2.1) war jedoch einer der drei Schalterpole unerkannt in Offenstellung verblieben. Da im Normalzustand der „North Bus“ und der „South Bus“ starr miteinander verbunden sind, hatte die Fehlstellung des Schalterpols in Schalter Y600 zunächst keine Auswirkungen und blieb unentdeckt.

Nach dem Öffnen von Schalter Y590 war die Anlage somit nur noch über zwei der drei Phasen mit dem Übertragungsnetz verbunden.

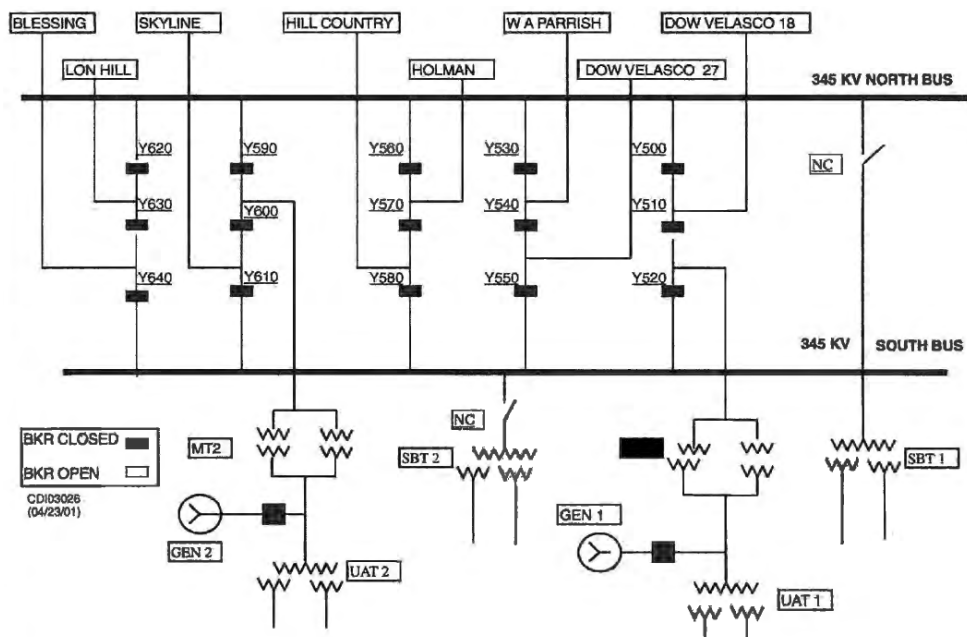


Abb. 2.1 Schematischer Aufbau der Schaltanlage der South Texas Nuclear Generating Station

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

Dieser, aus der Asymmetrie resultierende Zustand führte unter anderem zum Ausfall mehrerer Hauptkühlwasserpumpen, zum Ansprechen mehrere Überspannungsrelais sowie zum Ansprechen der Überspannungsüberwachung des Generators. Die Anlage wurde nach Ausfall der Hauptkühlwasserpumpen entsprechend den einschlägigen Prozeduren von Hand abgeschaltet. Ausfälle weiterer Großverbraucher (z. B. der Hauptkühlmittelpumpen) sind nicht dokumentiert. Grenzwerte für die Einleitung des Notstromfalls wurden nicht erreicht.

Die Ursache für das Versagen des Schalters Y600 war ein fehlendes Verbindungselement, welches wahrscheinlich bei der Montage des Schalters im Herstellerwerk vergessen worden war.

Auswertung

Bei diesem Ereignis handelt es sich um einen latenten, einpoligen Phasenfehler in der Hauptnetzanbindung der Anlage (der Schalter Y600 fungierte effektiv als Netzschalter, da nach Öffnen des Schalters Y590 keine parallele Verbindung zwischen Generator und Übertragungsnetz exzitierte). Im Rahmen des Themenkomplexes „Phasenfehler“ ist das Ereignis in vielerlei Hinsicht von Interesse; zum einen lag ein latenter Fehler an einem nicht direkt an der Schalthandlung beteiligten Bauteil vor (der unmittelbar betätigte Schalter Y590 öffnete auslegungsgemäß, der Fehler lag in Schalter Y600 vor, der von der Schalthandlung nicht betroffen war). Des Weiteren zeigt das Ereignis, dass trotz der erheblichen Asymmetrie⁵, die zu mehreren Ausfällen von elektrischen Verbrauchern führte, keine Auslösegrenzwerte für den Notstromfall bzw. für eine Abschaltung des Generators erreicht wurden. Dies verdeutlicht, dass Phasenfehler mit den üblichen Überwachungseinrichtungen der Notstromschienen (Unterspannung und Unterfrequenz) nicht sicher detektiert werden können. Abschließend verdeutlicht das Ereignis, dass Bewertungen der Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Komponenten bzw. Komponenten-gruppen mit großen Unsicherheiten behaftet sind; während es zu Mehrfachausfällen von Hauptkühlwasserpumpen gekommen ist, blieben die Hauptkühlmittelpumpen ungestört in Betrieb.

2.3.1.2.2 James A. FitzPatrick Nuclear Power Plant, 19. Dezember 2005

Anlagenübersicht			
Standort	Scriba, New York (state), USA		
Titel	Inoperable 115 kV Line in Excess of Technical Specification Allowed Out of Service Time		
LER	333-2005-006		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	813 MW
Typ	SWR (BWR-4, Mark I Cont.)	Blöcke	1 (Die Anlage Nine Mile Point mit zwei Blöcken ist unmittelbar benachbart.)

⁵ Anhand der vorliegenden Informationen ist keine Quantifizierung der Asymmetrie möglich.

Ereignisbeschreibung

Die Anlage James A. FitzPatrick NPP (New York, USA) befand sich im stationären Leistungsbetrieb bei 100 % Nennleistung. Am 19.12.2005 meldete der Übertragungsnetzbetreiber eine ungewöhnliche Lastverteilung im 115 kV-Reservenetzanschluss der Anlage (Phase „A“: 0 A, Phase „B“: 50 A, Phase „C“: 50 A). Der Netzanschluss befand sich zum Ereigniszeitpunkt im Stand-by, bei den oben angegebenen Strömen handelt es um die Leerlauf-Blindströme der angeschlossenen Übertragungsleitungen und Transformatoren.

Bei der aufgrund der Meldung des Übertragungsnetzbetreibers durchgeführten Begehung des Schaltfeldes wurde bei Phase „A“ ein defektes Verbindungselement zwischen zwei Stromschienen („bus bar connector“) entdeckt. Die Auswertung der Betriebsaufzeichnungen des Übertragungsnetzbetreibers sowie der Anlagen James A. FitzPatrick NPP und Nine Mile Point NPP (diese befinden sich auf demselben Anlagengelände) ergab, dass der vorliegende Defekt unerkannt seit dem 29.11.2005 – also ca. 21 Tage – vorlag. Die weitere Auswertung zeigte, dass auf der Warte zwar die Spannungen des betroffenen Reservenetzanschlusses aufgelegt waren, jedoch keine phasenspezifischen Strom- bzw. Leistungsmessungen. Aufgrund der magnetischen Kopplung zwischen den Phasen im Transformator wurden die betroffene Phasenspannung jedoch soweit regeneriert, dass die vorhandenen Spannungsanzeigen keine signifikanten Abweichungen anzeigten.

Ursächlich für das Versagen des Verbindungselements war ein durch Fehler bei Wartungsarbeiten verursachter Anriss, der anschließend durch externe Einwirkungen (Schwingungsbelastungen durch Wind, wechselnde Temperaturen sowie Eislasten) zum Versagen des Bauteils führte. Vergleichbare Verbindungen wurden befundfrei überprüft. Das betroffene Verbindungselement wurde durch Reparaturschweißen instandgesetzt. Im Anschluss an das Ereignis wurden zum einen regelmäßige Kontrollen der Phasenströme durch Betreiberpersonal eingeführt, zum anderen wurden die Wartungsanweisungen verbessert, um Schäden an Bauelementen infolge von Wartungsfehlern zu vermeiden.

Auswertung

Im Rahmen des vorliegenden Ereignisses lag ein latenter Ausfall einer einzelnen Phase eines Reservenetzanschlusses vor. Das Ereignis hatte keine unmittelbaren Auswirkungen.

gen auf die Anlage oder die Umgebung. Im Falle einer Umschaltung auf den betroffenen Netzanschluss wäre es jedoch zu einem asymmetrischen Spannungszustand im dann mit der unterbrochenen Phase verbundenen Eigenbedarf der Anlage gekommen.

Für die Auswertung relevant ist die vor allem die lange Latenzzeit des Fehlers von 21 Tagen sowie die Tatsache, dass der Fehlerzustand nicht durch die Anlage selbst, sondern durch den Netzbetreiber festgestellt wurde.

2.3.1.2.3 Beaver Valley Power Station, 27. November 2007

Anlagenübersicht			
Standort	Shippingport, Pennsylvania, USA		
Titel	Undetected Loss of 138 kV 'A' Phase to System Station Service Transformer Leads to Condition Prohibited by Plant Technical Specification		
LER	334-2007-002		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	921 MW / 905 MW
Typ	DWR (3-Loop)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Im Rahmen einer außerordentlichen Begehung der 138 kV-Reservenetz-Freiluftschaltanlage am 27.11.2007 wurde ein Defekt im Bereich eines Stromwandlers auf der Oberspannungsseite des System Station Service Transformers festgestellt, der zu einer Unterbrechung in einer einzelnen Phase des 138 kV-Reservenetzanschlusses des Kraftwerks geführt hatte. Die Begehung der Schaltanlage war durchgeführt worden, nachdem geringfügige Unterschiede in den Leiter-Leiter-Spannungen festgestellt worden waren.

Der betroffene, für die Leiterunterbrechung verantwortliche Stromwandler diente der Messung der aufgenommenen Leistung zu Abrechnungszwecken, war aber ansonsten nicht in die Kraftwerksinstrumentierung eingebunden. Die Spannungen auf der Unterspannungsseite des betroffenen Transformators waren seit Auftreten des Fehlers mehrfach vorschriftsmäßig geprüft worden, die gemessenen Spannungen lagen hierbei immer innerhalb des zulässigen Wertebereichs. Auch hier wurde aufgrund der elektromagnetischen Kopplung der Phasen in den Transformatoren die Spannung der betroffenen Phase soweit regeneriert, dass keine signifikanten Auffälligkeiten feststellbar waren. Weitere Untersuchungen ergaben, dass der Defekt am 01.11.2007 aufgetreten war und somit ca. 26 Tage unentdeckt vorlag.

Die unmittelbare Ausfallursache lag in einem Herstellungsfehler (unzureichend ausgeführte Lötverbindung) des von der Fa. Kuhlman Electric hergestellten Stromwandlers. Es wurden keine vergleichbaren Defekte bei den anderen Stromwandlern gefunden.

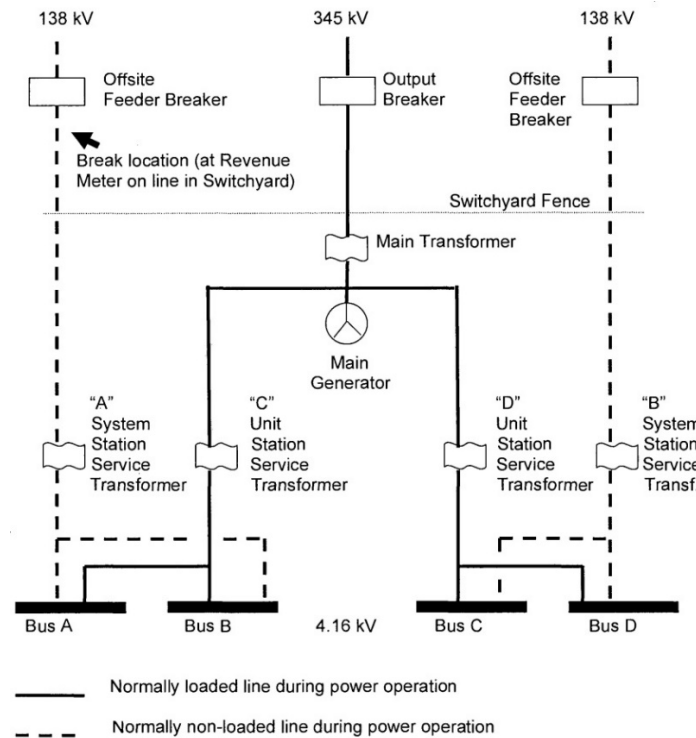


Abb. 2.2 Übersicht Netzanbindung des Kernkraftwerks Beaver Valley

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

Auswertung

Wie bei dem Ereignis in der Anlage James A. FitzPatrick lag auch hier ein latenter Ausfall einer einzelnen Phase eines Reservenetzanschlusses vor. Das Ereignis hatte keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Anlage oder die Umgebung. Im Falle einer Umschaltung auf den betroffenen Netzanschluss wäre es jedoch zu einem asymmetrischen Spannungszustand im dann mit der unterbrochenen Phase verbundenen Eigenbedarf der Anlage gekommen.

Auch bei diesem Ereignis dauerte es mehr als drei Wochen, bis der Fehlerzustand detektiert worden war.

2.3.1.2.4 Byron Nuclear Generating Station, 30. Januar 2012

Anlagenübersicht			
Standort	Ogle County, Illinois, USA		
Titel	Unit 2 Loss of Normal Offsite Power and Reactor Trip and Unit 1 Loss of Normal Offsite Power Due to Failure of System Auxiliary Transformer Inverted Insulators		
LER	454-2012-001		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	1164 MW / 1136 MW
Typ	DWR (4-Loop)	Blöcke	2

Das in diesem Abschnitt vorgestellte Ereignis in der Anlage Byron war der Ausgangspunkt aller in den letzten Jahren durchgeführten Untersuchungen zum Thema Phasenfehler im Besonderen und darauf aufbauend zum Thema redundanzübergreifende Effekte im Bereich der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage im Allgemeinen. Aus diesem Grund wird das Ereignis im Folgenden ausführlich dargestellt und beschrieben, auch wenn das Ereignisdatum außerhalb des Auswertungszeitraums liegt.

Zusammenfassung

Die Anlage Byron NPP (Illinois, USA), Block 2 befand sich zum Ereigniszeitpunkt mit ca. 100 % Nennleistung im stationären Leistungsbetrieb. Gegen 10:01 Uhr versagte ein Abspannisolator im 345 kV-Schaltfeld der Anlage, über das ein Teil des Eigenbedarfs der Anlage gedeckt wurde. Der Reaktorschutz detektierte eine Unterspannung auf je einer Phase der Versorgungsschienen der Hauptkühlmittelpumpen B & C und löste daraufhin bestimmungsgemäß RESA aus. Die Schnellabschaltung der Anlage verlief zunächst auslegungsgemäß, in den folgenden Sekunden und Minuten fielen jedoch diverse, zum Teil sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher, wie z. B. Pumpen im Nebenkühlwasser- bzw. Notspeisewassersystem durch Auslösung von Überstrom-Sicherungsautomaten aus bzw. versagten bei Startanforderung. Der Grund hierfür war der Bedienmannschaft zunächst unklar. Zur Wiederherstellung der Nebenkühlwasserversorgung wurde daraufhin manuell eine verfahrenstechnische Querverbindung zu Block 1 durchgeschaltet, die Bespeisung der Dampferzeuger erfolgte über eine diversitäre, dieselgetriebene Notspeisepumpe.

Die Anlage blieb währenddessen über die Eigenbedarfstransformatoren mit dem 345 kV-Netz verbunden, eine Anregung von Notstromsignalen erfolgte nicht. Gegen

10:10 Uhr trafen Meldungen über Rauchentwicklung⁶ an den Eigenbedarfstransformatoren auf der Warte ein, beide Transformatoren wurden daraufhin durch manuelles Öffnen der Schalter vom 345 kV-Netz getrennt.

Die Trennung vom Hauptnetz verursachte eine Anregung der Notstromkriterien auf den Eigenbedarfsschienen, woraufhin beide Notstromdiesel starteten und die Schienen versorgten. Daraufhin konnte der Anlagenzustand normalisiert werden.

Systemaufbau

Der Aufbau der Eigenbedarfsversorgung der Anlage Byron ist schematisch in Abb. 2.3 dargestellt. Insgesamt gibt es acht Hochspannungs-Eigenbedarfsschienen (HS-Eigenbedarfsschienen), von denen zwei (241 und 242) die sicherheitsrelevanten Verbraucher (Engineered Safety Feature, ESF) versorgen. Diese werden im Normalbetrieb ebenso wie die betrieblichen 6,9 kV-Schienen 258 und 259 über die zwei Station Auxiliary Transformer (SAT) 242-1 und 242-2 direkt aus dem 345 kV-Höchstspannungsnetz versorgt. Bei den SATs handelt es sich um Dreiwicklungstransformatoren in YNyn0yn0-Konfiguration⁷. Die 6,9 kV-Schienen 256 und 257 sowie die 4,16 kV-Schienen 243 und 244 werden im Normalbetrieb durch die zwei Unit Auxiliary Transformer (UAT) 241-1 und 241-2 über den Generator versorgt.

Alle sechs betrieblichen Schienen verfügen über jeweils eine Umschalteinrichtung, mit der die Versorgung der Schiene unterbrechungsfrei von einer Versorgung über die SATs auf eine Versorgung über die UAT bzw. umgekehrt geschaltet werden kann. Die 4,16 kV-ESF-Schienen werden durch zwei Unterspannungsrelais überwacht. Diese messen die Spannung zwischen den Phasen „A“ und „B“ sowie zwischen den Phasen „B“ und „C“. Diese beiden Messungen werden in einer 2-von-2 Logik ausgewertet. Bei Ansprechen der Unterspannungserkennung werden die beiden Einspeiseschalter der SATs geöffnet und die Versorgung der ESF-Schienen 241 und 242 durch die Notstromdiesel übernommen.

⁶ Zur Art und Zusammensetzung des emittierten Rauches (bzw. möglicherweise Dampf) liegen keine weiteren Informationen vor. Die beiden Transformatoren wurden jedoch bereits einen Tag nach dem Ereignis wieder in Betrieb genommen. Des Weiteren wurden Proben des Transformatoröls gezogen und befundfrei analysiert.

⁷ Schaltgruppenbezeichnung gemäß DIN VDE 0532. „Y“ bzw. „y“ entspricht einer Sternschaltung, „D“ bzw. „d“ einer Dreiecksschaltung. Großbuchstaben bezeichnen die Ober-, Kleinbuchstaben die Unterspannungsseite. Der Buchstabe „n“ bezeichnet einen herausgeführten Sternpunkt.

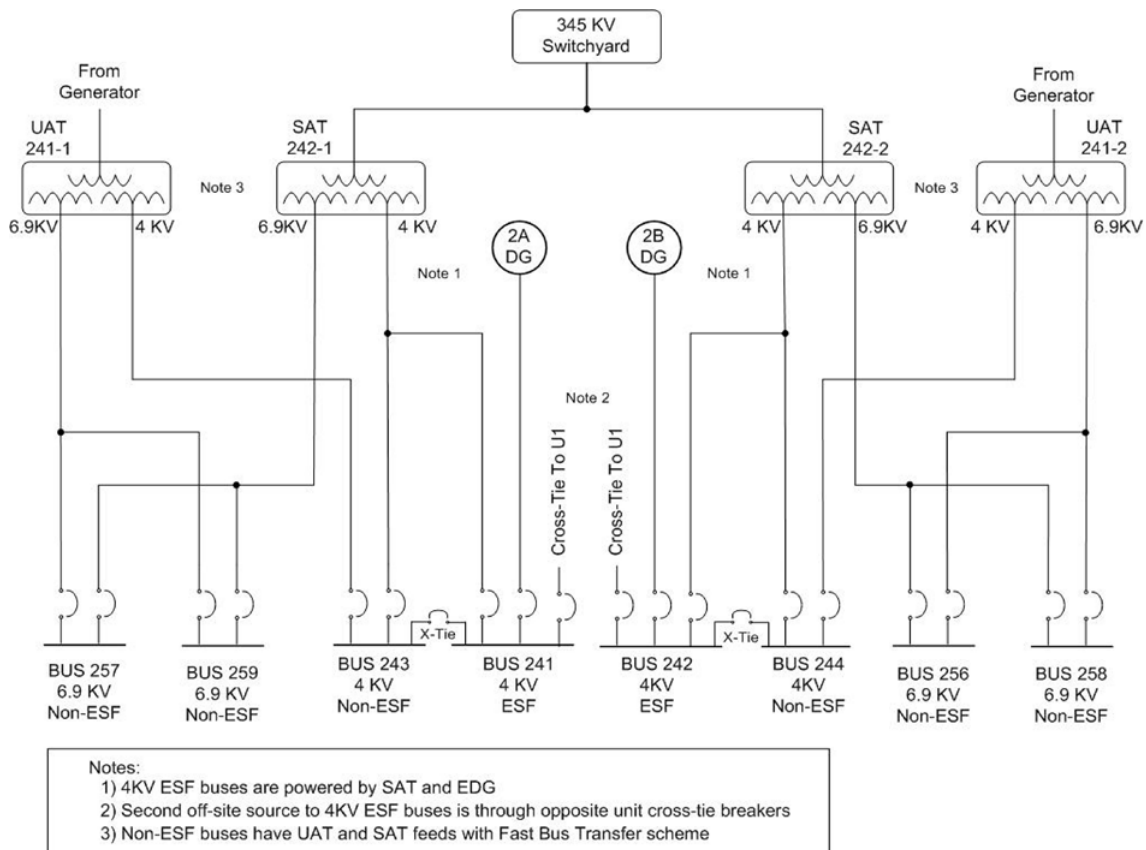


Abb. 2.3 Schematischer Aufbau Eigenbedarf und Fremdnetzanbindung Byron NPP

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

Die betrieblichen 6,9 kV Schienen werden in vergleichbarer Weise (Spannungsmessung zwischen Phase „A“ und „B“ sowie zwischen „B“ und „C“) überwacht, hier wird jedoch zusätzlich bei Ansprechen eines Messkanals auf mindestens zwei Schienen durch den Reaktorschutz RESA ausgelöst. Bei Ansprechen beider Kanäle erfolgt eine Umschaltung der jeweiligen Schiene auf die alternative Einspeisung.

Ereignisablauf

Im vorliegenden Fall trat zunächst infolge eines gebrochenen Abspannisolators in Phase „C“ ein einphasiger, hochohmiger Erdschluss im Bereich der 345 kV-Schaltanlage auf. In der Unterspannungsüberwachung der Schienen 258 und 259, die über die SATs direkt aus dem 345 kV-Netz versorgt werden, erkannte der Kanal, der die Spannung zwischen den Phasen „B“ und „C“ überwacht, die durch den Erdschluss verursachte Unterspannung, die Überwachung der Spannung zwischen den Phasen „A“ und „B“ sprach nicht an. Somit lag auf zwei Schienen eine 1-von-2-Auslösung der Unterspannungsüberwachung vor, woraufhin auslegungsgemäß RESA ausgelöst wurde. Eine Umschaltung der Schienen auf die UATs erfolgte jedoch nicht, da die Unterspannungsanregung nur

in einer 1-von-2-Auswahl anstand, diese jedoch nur bei einer 2-von-2 Auslösung anspricht.

Die nun anliegende, asymmetrische Belastung der Phasen führte dazu, dass in den folgenden Minuten diverse, teilweise sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher (u. a. Nebenkühlwasser- und Notspeisepumpen) durch Auslösung des Überstromschutzes abgeschaltet wurden. Nach ca. 1,5 min wurden durch Rückwattanregung die Netzschalter sowie die Einspeiseschalter der UATs geöffnet und die den UATs unterlagerten Schienen 256 und 257 somit spannungslos. Auslegungsgemäß erkannte die Umschaltautomatik die Situation und schaltete die Versorgung von den beiden UATs auf die SATs um.

Die beiden vormals von den UATs versorgten Schienen belasteten nun zusätzlich die beiden SATs, woraufhin sich weitere Verbraucher auf unterschiedlichen Spannungsebenen durch Auslösung von Überstromschutzeinrichtungen abschalteten. In den folgenden Minuten konnte der Anlagenzustand durch Öffnen verfahrenstechnischer Verbindungen zu Block 1 stabilisiert werden, der Grund für die diversen Ausfälle elektrischer Antriebe und Einrichtungen war der Schicht jedoch unklar. Gegen 10:10 Uhr, also ca. 9 min nach Ereignisbeginn, trafen Meldungen von Anlagenrundgängern ein, dass es zu Rauchentwicklung im Bereich der SATs käme. Infolge dieser Meldungen wurden manuell die Schalter zwischen den SATs und den beiden ESF-Schienen geöffnet, wodurch diese vollständig (d. h. in allen drei Phasen) spannungslos wurden. Die Unterspannungsüberwachung der ESF-Schienen 241 und 242 erkannte die Situation auslegungsgemäß und startete die zur Versorgung der Schienen im Notstromfall vorgesehenen Dieselaggregate.

Mit der Übernahme der Versorgung durch die Notstromdiesel war die Versorgung aller drei Phasen der Notstromversorgung wiederhergestellt. Der Anlagenzustand wurde daraufhin normalisiert und der Block in den Zustand unterkritisch kalt überführt.

Auswertung

Die tatsächlichen und potenziellen sicherheitstechnischen Auswirkungen werden in Abschnitt 2.4.2 ausführlich diskutiert.

2.3.1.3 Zusammenfassung

Ausfälle und Unverfügbarkeit von sicherheitstechnisch wichtigen Einrichtungen aufgrund von (quasi)statischen Asymmetrien im Netzanschluss wurden im Rahmen der ausgewerteten Betriebserfahrung mehrfach beobachtet; im Rahmen dieser Ereignisse kam es zu redundanz- und komponentengruppenübergreifenden Ausfällen von – teilweise sicherheitstechnisch wichtigen – elektrischen Verbrauchern.

Die aus den vier identifizierten Ereignissen gewonnenen Erkenntnisse werden in Abschnitt 2.4.2 hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf deutsche Kernkraftwerke und die sich hieraus ergebenden Folgerungen für die Modellierung analysiert und aufbereitet.

2.3.2 Szenario 2: Transiente Asymmetrie im Netzanschluss

2.3.2.1 Übersicht

Auch bei Netztransienten wie z. B. durch Kurzschlüsse infolge von Komponentenschäden oder externen Einwirkungen (z. B. Phase-Phase Kurzschlüsse durch Leiterseilschwingen bei Stürmen oder Lichtbogenerdschlüsse nach Blitzeinschlägen) liegen in den meisten Fällen zumindest kurzfristig asymmetrische Zustände im betroffenen Dreiphasensystem vor.

Im Rahmen der Auswertungen wurden folgende Ereignisse identifiziert, bei denen transiente Asymmetrien im Netzanschluss Auswirkungen auf das Eigenbedarfssystem der Anlage hatten:

LER Nummer	Titel
265-2001-001	Reactor Scram Due to Failure of Main Power Transformer
456-2007-001	Unit 1 Reactor Trip Following a 345 kV Transmission Line Lightning Strike
293-2008-006	Automatic Scram Resulting from Switchyard Breaker Fault During Winter Storm

2.3.2.2 Ereignisse

In den untenstehenden Abschnitten werden die einzelnen Ereignisse zunächst beschrieben und unter anschließend der Aspekt „redundanzübergreifende Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik“ bewertet.

2.3.2.2.1 Quad Cities Nuclear Power Station, 02. August 2001

Anlagenübersicht			
Standort	Cordova, Illinois, USA		
Titel	Reactor Scram Due to Failure of Main Power Transformer		
LER	265-2001-001		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	908 MW / 911 MW
Typ	SWR (BWR-3, Mark I Cont.)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Block 2 der Anlage Quad Cities befand sich am 2. August 2001 mit 100 % der Nennleistung im Volllastbetrieb. Etwa 2 km von der Anlage entfernt kam es infolge eines Blitzeinschlags zu einem Lichtbogenerdschluss über einen Isolator an einem Freileitungsmast. Der Lichtbogenerdschluss führte zum Spannungseinbruch in der betroffenen Phase auf ca. 15 % (von 345 kV auf 52 kV). Der Fehler wurde durch den Distanzschutz im Schaltfeld der Anlage Quad Cities auslegungsgemäß erkannt, die Fehlerstelle wurde innerhalb von ca. 60 ms vom Schaltfeld der Anlage getrennt. Quantitative Informationen bezüglich der initialen, unmittelbar durch den Blitzeinschlag verursachten Spannungsspitze liegen nicht vor, diese führte jedoch nicht zum Ansprechen von Überspannungsableitern im Schaltfeld der Anlage.

Unmittelbar nach dem Blitzeinschlag kam es zu einem Phase-Phase-Kurzschluss im Maschinentransformator (Main Power Transformer, MPT) der Anlage; 69 ms nach dem Blitzeinschlag in die Freileitung wurde ein Druckanstieg im Maschinentransformator von Block 2 registriert, woraufhin der Netzschalter des Maschinentransformators geöffnet und der Generator entregt wurde. Der Verlust des Hauptnetzes sowie des Generators führte auslegungsgemäß zur Schnellabschaltung der Anlage. Der Maschinentransformator konnte jedoch nicht direkt vom Generator getrennt werden, da die Anlage über keinen Generatorschalter verfügt; infolgedessen wurde der geschädigte Transformator über einen Zeitraum von ca. 5 s weiterhin mit Spannung beaufschlagt.

Infolge des Phase-Phase-Kurzschlusses verdampften erhebliche Mengen Transformatoröls. Hierdurch versagten zunächst die primärseitigen Durchführungen, woraufhin das unter hohem Druck stehenden Öl/Gas-Gemisch in die Generatorableitungen gelangte, welche ebenfalls versagten. Das ausgetretene heiße Öl/Gas-Gemisch entzündete sich

an der Außenluft und führte zum Vollbrand des betroffenen Maschinentransformators. Zur Brandbekämpfung mussten externe Feuerwehrrkräfte herangezogen werden.

Ursache des Transformatorbrandes war eine unzureichende elektro-mechanische Auslegung von stromführenden Teilen (Schienenklemmen, „bus bar clamps“) auf der Primärseite (17,1 kV), welche während der kurzen transienten Belastung infolge des anlagennahen Blitzeinschlages versagten und so einen Phase-Phase-Kurzschluss im Inneren des Transformators auslösten.

Infolge der Spannungsfluktuationen zunächst infolge des Blitzeinschlages und dann infolge des Kurzschlusses im Maschinentransformator kam es zu Störungen in der Kommunikation der Schutzrelais untereinander, weswegen mehrere Leistungsschalter in der Schaltanlage entgegen der Auslegung geöffnet wurden, was in Block 2 zum Notstromfall führte. Alle Notstromdiesel starteten auslegungsgemäß und übernahmen die Versorgung der ihnen zugeordneten Schienen.

Die Reaktion des Sicherheitssystems der Anlage war auslegungsgemäß, die Spannungsversorgung wurde von den Notstromdieseln übernommen. Die Bespeisung des Reaktordruckbehälters (RDB) erfolgte über das Reactor Core Isolation Cooling System (RCIC) sowie die Safe Shutdown Makeup Pump (SSMP), die Wärmeabfuhr erfolgte über die S&E-Ventile in die Kondensationskammer und von dort über die Nachkühlkette an die Umgebung. Ausfälle von weiteren elektrischen Einrichtungen in der Anlage wurden nicht gemeldet.

Bewertung

Im Rahmen dieses Ereignisses kam es zu einer transienten Asymmetrie infolge eines anlagennahen Blitzeinschlages in das Übertragungsnetz. Die kurzfristige, durch den Blitzeinschlag verursachte Spannungsspitze führte zu einem Kurzschluss und einem darauffolgenden Brand des Maschinentransformators, welcher wiederum zur Trennung der Anlage vom Netz und zur RESA führte.

Bei der Betrachtung unter dem Aspekt „redundanzübergreifende Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik“ ist zunächst festzustellen, dass anders als bei dem Ereignis in der Anlage Byron keine Komponentenausfälle bei den durch die Eigenbedarfsanlage versorgten Verbrauchern aufgetreten sind, auch wenn die transiente Asymmetrie dort ebenfalls – wenn auch nur für wenige Millisekunden – vorgelegen hat. Des Weiteren

verdeutlicht das Ereignis, das transiente Asymmetrien übergreifende Effekte auf unterschiedlichste Komponenten bzw. Komponentenarten haben können. Im vorliegenden Fall kam es infolge der Blitzeinwirkung zum gleichzeitigen Ausfall eines Transformators und zu Fehlfunktionen diverser Schutzrelais im Schaltfeld der Anlage.

2.3.2.2.2 Braidwood Station, 27. August 2007

Anlagenübersicht			
Standort	Braidwood, Illinois, USA		
Titel	Unit 1 Reactor Trip Following a 345 kV Transmission Line Lightning Strike		
LER	456-2007-001		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	1178 MW / 1152 MW
Typ	DWR (4-Loop)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Block 1 der Anlage Braidwood befand sich am 27. Juni 2007 mit 100 % der Nennleistung im Volllastbetrieb. Ca. 7 km von der Anlage entfernt kam es infolge eines Blitzeinschlags in einem der 345 kV-Netzanschlüsse der Anlage zu einem einphasigen Lichtbogenerdschluss in Phase B, infolge dessen die Spannung in der betroffenen Phase auf 48 % der Nennspannung einbrach. Die Distanzschutzrelais in den beiden angeschlossenen Schaltfeldern (Braidwood und East Frankfort) erkannten den Fehler auslegungsgemäß und isolierten die betroffene Leitung.

Vor der Klärung des Fehlers propagierte die transiente Asymmetrie in alle Redundanten des elektrischen Eigenbedarfs der Anlage und führte dort zu einer erhöhten Stromaufnahme der elektrischen Verbraucher in den beiden nicht betroffenen Phasen A und C. Dies führte zur Abschaltung der Hauptkühlmittelpumpe „D“ durch Auslösung des unabhängigen Maximalstromzeitschutz (UMZ) der Pumpe; abgesehen hiervon traten keine weiteren Ausfälle auf. Auslegungsgemäß wäre die Auslösung des UMZ durch ein in Reihe geschaltetes Impedanzrelais blockiert wurden, dieses war jedoch aufgrund einer defekten Sicherung nicht verfügbar. Im Anschluss an das Ereignis wurde festgestellt, dass die Unverfügbarkeit des Impedanzrelais im Rahmen des üblichen Prüf- und Textprogramms nicht erkannt werden konnte.

Infolge der Abschaltung der Pumpe kam es zur Auslösung von RESA aufgrund zu niedrigen Kühlmitteldurchsatzes im Primärkreis. Die Abschaltung verlief auslegungsgemäß, es gab keine weiteren Auswirkungen auf die Anlage, das Personal oder die Umgebung.

Bewertung

Im Rahmen dieses Ereignisses kam es zu einer transienten Asymmetrie in der gesamten Eigenbedarfsanlage infolge eines anlagennahen Blitzeinschlags in das Übertragungsnetz. Infolgedessen kam es zum Ausfall einer Hauptkühlmittelpumpe mit daraus resultierender RESA.

Bei der Betrachtung unter dem Aspekt „Redundanzübergreifenden Ausfällen im Bereich der Elektro- und Leittechnik“ ist festzustellen, dass die elektrischen Verbraucher in Kernkraftwerken grundsätzlich eine hohe Robustheit gegenüber schnellen, transienten elektrischen Einwirkungen haben, der beobachtete Ausfall war Folge eines latenten Fehlers einer Schutzeinrichtung. Gleichzeitig zeigt dieses Ereignis jedoch, dass es schwierig ist, alle möglichen Effekte transientser Asymmetrien durch Störungen in den externen Netzanbindungen im Rahmen von WKP zu erfassen, woraus ein erhöhtes Risiko für das Vorliegen von latenten Fehlern besteht.

2.3.2.2.3 Pilgrim Nuclear Power Station, 19. Dezember 2008

Anlagenübersicht			
Standort	Manomet, Massachusetts, USA		
Titel	Automatic Scram Resulting from Switchyard Breaker Fault during Winter Storm		
LER	293-2008-006		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	685 MW
Typ	SWR (BWR-3, Mark I Cont.)	Blöcke	1

Ereignisbeschreibung

Die Anlage Pilgrim befand sich am 19. Dezember 2008 bei 100 % der Nennleistung im Volllastbetrieb. Zu diesem Zeitpunkt herrschten widrige Witterungsbedingungen mit starken Schnellfall und hohen Windgeschwindigkeiten.

Infolge von Schnee- und Eisablagerungen kam es im Schaltfeld der Anlage zu einem einphasigen Erdschluss am 345 kV-Schalter ACB-105 (siehe Abb. 2.4). Das Schaltfeld

ist als Ringbus aufgebaut und mittels Leistungsschalter wie unten dargestellt in vier Sektionen unterteilt.

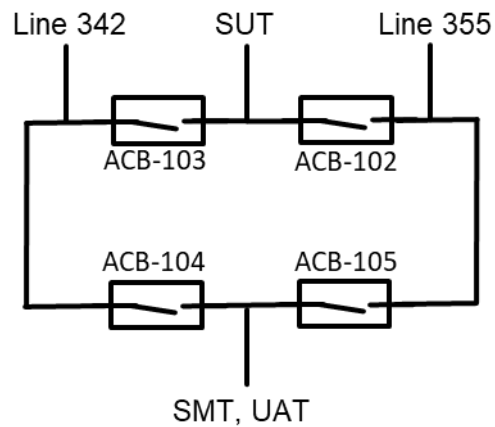


Abb. 2.4 Schematische Darstellung des Ringbusses im Schaltfeld des Kernkraftwerks Pilgrim

„Line 342“ und „Line 355“ sind jeweils Anschlüsse in das 345 kV-Verbundnetz, „SUT“ ist der Abzweig für den station startup transformer (für den es in deutschen Anlagen keine Entsprechung gibt) und SMT, „UAT“ ist der Abzweig für den station main transformer (Maschinentransformator) und die unit auxiliary transformer (Eigenbedarfstransformatoren).

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

Der Erdschluss wurde vom Differentialschutz des Haupttransformators auslegungsgemäß erkannt und die Schalter ACB-104 und ACB-105 wurden geöffnet. Daraufhin kam es ebenso auslegungsgemäß zur Trennung des Hauptgenerators vom Netz, RESA, TUSA und zur Umschaltung auf den SUT (siehe Abb. 2.4) in Kurzzeit. Des Weiteren wurde der Erdschluss durch den Distanzschutz von Line 355 erkannt, woraufhin Schalter ACB-102 ebenfalls geöffnet wurde. Da der Erdschluss mit Öffnen der Schalter ACB-104 und ACB-105 isoliert war, wurde der Schalter ACB-102 mittels automatischer Wiedereinschaltung (AWE) unmittelbar folgend erfolgreich wieder zugeschaltet.

Nach Ende des transienten Ereignisablaufs wurde der elektrische Eigenbedarf der Anlage über den SUT aus dem Netz versorgt, die Bespeisung des RDB erfolgte mittels des betrieblichen Hauptspeisewassersystems, die Wärmeabfuhr erfolgte über die Sicherheitsventile in die Kondensationskammer und vor dort über das Nachkühlsystem an die Wärmesenke. Alle verfahrenstechnischen Anlagenparameter verhielten sich auslegungsgemäß.

Im Rahmen der Kurzzeitumschaltung auf das Reservenetz kam es zum Ausfall von zwei 120-V-Unterverteilungen, die jeweils sicherheitswichtige Instrumentierungen⁸ mit Spannung versorgten (interne Bezeichnung: Y3/31 versorgt von Transformator X55 und Y4/41 versorgt von Transformator X56), durch Abschaltung der jeweiligen 4,16 kV/120 V-Transformatoren. Im Fall von Transformator X55 war die unmittelbare Ursache für den Ausfall ein zu hoher Einschaltstrom (In-Rush-Current) im Moment der Kurzzeitumschaltung, im Fall von Transformator X56 war die Ursache ein Versagen des Stufenstellers. Trotz der abweichenden direkten Fehlerursache sind somit beide Ausfälle ursächlich auf die Transiente im Eigenbedarf der Anlage zurückzuführen, welche wiederum durch die Kombination aus Erdschluss und Kurzzeitumschaltung verursacht worden ist.

Bewertung

Im Rahmen dieses Ereignis kam es zur Abtrennung des Generators vom Verbundnetz sowie zu RESA und TUSA infolge einer transienten Asymmetrie in der 345 kV-Netzanzbindung der Anlage. Abgesehen vom Ausfall von zwei Transformatoren war die Reaktion der Anlage auslegungsgemäß, die sicherheitstechnische Bedeutung des Ereignisses war gering.

Bei der Betrachtung unter dem Aspekt „redundanzübergreifende Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik“ ist zunächst festzustellen, dass keine Ausfälle von elektrisch angetriebenen Pumpen, Lüftern etc. beobachtet worden sind. Somit bestätigt das Ereignis zunächst die Annahme, dass elektrische Antriebe in der Regel robust auf kurzfristige⁹, transiente Asymmetrien reagieren. Es kam jedoch bedingt durch die Transienten zu Ausfällen zweier unterlagerter Transformatoren. Bei beiden Ausfällen lag ein unterschiedliches Fehlerbild vor, in beiden Fällen wurde jedoch ein latent vorliegender Fehler durch die elektrische Transiente ausgelöst.

⁸ Nähere Details sind der GRS nicht bekannt.

⁹ Nach Erkenntnissen der GRS können die Reaktionszeit der Schutzrelais mit ca. 50 ms und die Schaltzeit der Leistungsschalter ebenfalls mit ca. 50 ms abgeschätzt werden. Auch unter Berücksichtigung der mehrfachen Schaltvorgänge im Rahmen der AWE und einigen Perioden Einschwingdauer nach dem letzten Schaltvorgang kann daher davon ausgegangen werden, dass alle wesentlichen transienten Vorgänge innerhalb von 500 ms nach Ereigniseintritt abgelaufen sind.

2.3.2.3 Zusammenfassung

Aus den drei in Abschnitt 2.3.2.2 beschriebenen Ereignissen können unter dem Aspekt der redundanzübergreifenden Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik folgende generische Erkenntnisse abgeleitet werden:

- Elektrische Antriebe sind in der Regel robust gegenüber kurzfristigen transienten Asymmetrien in der Spannungsversorgung; in der betrachteten Betriebserfahrung (insgesamt ca. 1000 Anlagenjahre) wurde keine systematischen derartigen Ausfälle beobachtet. Bei den in Abschnitt 2.3.2.2 beschriebenen Ereignissen bestand jedoch die Asymmetrie jeweils nur für einen Zeitraum $\ll 1000$ ms; Aussagen zum Verhalten von elektrischen Antrieben bei transienten, jedoch längerfristigen Asymmetrien im Bereich von mehreren Sekunden bis wenigen Minuten können aus der vorliegenden Betriebserfahrung nicht abgeleitet werden. Es kann jedoch festgestellt werden, dass derartige Ereignisse deutlich seltener sind als statische Asymmetrien bzw. die in diesem Abschnitt beschriebenen schnellen transienten Asymmetrien.
- Auch wenn in der Betriebserfahrung keine systematischen Ausfälle von elektrischen Antrieben aufgrund von schnellen transienten Asymmetrien beobachtet wurden, stellen derartige Ereignisse doch eine nicht vernachlässigbare Einwirkung auf alle von der Asymmetrie betroffenen elektrischen Verbraucher dar. In den drei identifizierten Ereignissen kam es zu gleichzeitigen Ausfällen unterschiedlicher elektrischer Komponenten (z. B. Schalter, Schutzrelais, Transformatoren oder Pumpen) mit jeweils unterschiedlichen Ausfallmechanismen. Effektiv wirken derartige Ereignisse wie ein übergreifender GVA, der potenziell alle elektrischen Verbraucher betreffen kann, jedoch nur eine sehr geringe – aber von Null unterschiedliche – Ausfallwahrscheinlichkeit hat.

2.3.3 Szenario 3: Asymmetrie im elektrischen Eigendarf der Anlage

2.3.3.1 Übersicht

In den folgenden Ereignissen kam es zu Kurz- oder Erdschlüssen zwischen Generator und Maschinentransformator bzw. im Bereich der Eigenbedarfstransformatoren bzw. der (betrieblichen) Eigenbedarfsanlage. Die Fehlerstellen umfassen einen Spannungsbereich von ca. 22 kV (Generatorableitung) bis 4,16 kV (Eigenbedarfsanlage).

2.3.3.2 Ereignisse

LER Nummer	Titel
275-2000-004	Unit 1 Unusual Event Due to a 12 kV Bus Fault
328-2000-004	Reactor Trip Resulting from a Fault in a Main Transformer Caused by a Failed Bushing
277-2001-004	Automatic Reactor Scram Due to Electrical Fault on Generator Conductor
293-2003-003	Automatic Scram Resulting from Load Rejection at Full Power Due to Transformer Fault
271-2004-003	Automatic Reactor Scram due to a Main Generator Trip as a Result of an Iso-Phase Bus Duct Two-Phase Electrical Fault
324-2006-001	Loss of Startup Auxiliary Transformer Results in Unit 2 Manual Reactor Protection System Actuation
353-2008-002	Automatic Actuation of the Reactor Protection System at Power

2.3.3.2.1 Diablo Canyon Power Plant, 15 Mai 2000

Anlagenübersicht			
Standort	Avila Beach, Kalifornien, USA		
Titel	Unit 1 Unusual Event Due to a 12 kV Bus Fault		
LER	275-2000-004		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	1138 MW / 1118 MW
Typ	DWR (4-Loop)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Block 1 der Anlage Diablo Canyon befand sich am 15. Mai 2000 mit ca. 100 % Nennleistung im Volllastbetrieb. Gegen 00:25 Uhr kam es zu einem Phase-Phase-Kurzschluss in der Verbindung zwischen den 12 kV-Eigenbedarfsschienen und dem Eigenbedarfstransformator (siehe Abb. 2.5, linke Fehlerstelle). Bei der betroffenen Schiene handelt es sich um drei starre Leiter aus Kupfer oder Aluminium in einem gemeinsamen Gehäuse. Die Fehlerstelle befindet sich im Schaltanlagegebäude der Anlage ohne konsequente Trennung der dort vorhandenen nicht sicherheitstechnisch wichtigen elektrischen Einrichtungen.

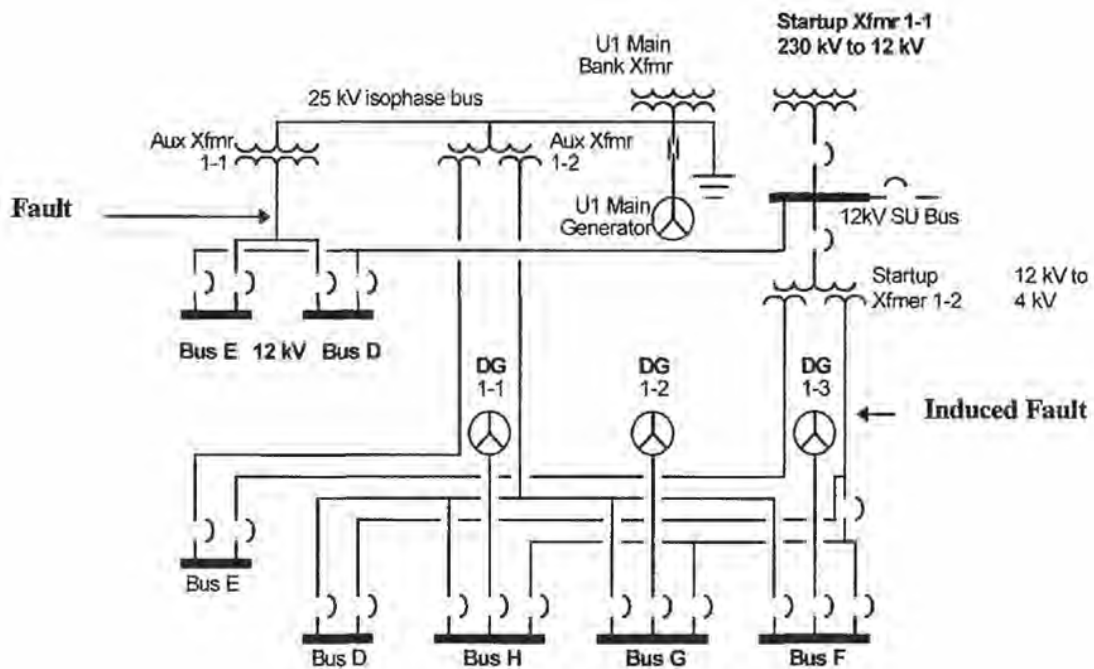


Abb. 2.5 Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Diablo Canyon

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

Der Fehler wurde durch Differentialschutzrelais unmittelbar erkannt und die entsprechenden Schutzaktionen (Entregung des Generators durch Öffnen des Erregerschalters, TUSA und RESA) wurden auslegungsgemäß ausgelöst. Die Anlage Diablo Canyon verfügt im Gegensatz zu deutschen Kernkraftwerken nicht über einen Generatorschalter, die Fehlerstelle war somit weiterhin mit dem laufenden Generator verbunden. Bis zum vollständigen Abbau des Magnetfelds im Inneren des Generators nach Öffnen des Erregerschalters vergehen mehrere Sekunden, währenddessen speiste der Generator weiter auf die Fehlerstelle. Hierdurch wurden mehrere Meter der Schiene durch Störlichtbögen bzw. thermische Einwirkungen¹⁰ vollständig zerstört, darüber hinaus wurden räumlich benachbarte elektrische Einrichtungen ebenfalls beeinträchtigt.

Der Fehler griff auf die Verbindung zwischen dem Reservenetzanschluss und den sicherheitstechnisch relevanten, notstromgesicherten Schienen F, G und H (siehe Abb. 2.5) über, auch dort kam es zu Erd- bzw. Kurzschlüssen, Lichtbögen und Schäden

¹⁰ Es lag ein hochenergetisches Versagen elektrischer Komponenten, als „High Energy Arcing Fault (HEAF)“ bezeichnet, vor. Hierzu finden aktuell u. a. im internationalen Projekt HEAF, Phase 2 der OECD Nuclear Energy Agency (NEA) Forschungsarbeiten unter Beteiligung der GRS statt.

durch thermische Einwirkungen. Dieser Fehler wurde durch den Differenzialschutz des Reservenetztransformators (Startup Xfmr 1-1 in Abb. 2.5) detektiert und durch Trennung der Fehlerstelle vom Netz geklärt.

Die Erd- bzw. Kurzschlüsse wurden durch Wartensignalisierung erkannt, des Weiteren sprachen die Brandmelder in den betroffenen Raumbereichen an. Die Werksfeuerwehr begann unmittelbar unter Verwendung von CO₂-Feuerlöschern mit den Löscharbeiten und konnte die Brände vor Eintreffen der ebenfalls benachrichtigten externen Feuerwehrkräfte löschen.

Die notstromgesicherten Schienen F, G und H waren nach dem zweiten Erd- bzw. Kurzschluss sowohl von der Haupt- als auch von der Reservenetzanbindung getrennt, woraufhin auslegungsgemäß die Notstromdiesel starteten und die Versorgung der Schienen übernahmen. Die Klärung des Fehlers erfolgte selektiv, d. h. die betrieblichen 12 kV-Schienen D und E blieben mit dem Reservenetzanschluss verbunden, die von ihnen versorgten Verbraucher (u. a. Hauptkühlmittel und Hauptkühlwasserpumpen) blieben zunächst in Betrieb. Die Hauptkühlwasserpumpen wurden kurze Zeit später von Hand abgeschaltet, da aufgrund des Verlusts der betrieblichen 4 kV-Schienen (E und D in Abb. 2.5) keine Kühlung der Pumpenmotoren zur Verfügung stand und diese somit bei fortgesetztem Betrieb zerstört worden wären. Abgesehen von einem Frischdampf-Sicherheitsventil, das nach dem transienten Öffnen in 2 % Offenstellung verblieb und erst nach manuellem Absenken des Frischdampfdrucks im betroffenen Dampferzeuger wieder schloss, reagierten alle sicherheitstechnisch wichtigen Einrichtungen der Anlage auslegungsgemäß. Die Anlage stabilisierte sich zunächst im Zustand unterkritisch heiß und wurde dann zur Reparatur der betroffenen Schaltanlagen in den Zustand unterkritisch kalt abgefahren. Schäden an elektrischen Komponenten, die von den der Fehlerstelle unterlagerten Schienen versorgt wurden, sind nicht dokumentiert.

Die Ursache für den ereignisauslösenden Kurzschluss in der 12 kV-Schaltanlage konnte aufgrund der großflächigen Zerstörung der betroffenen Schienen nicht ermittelt werden.

Auswertung

Bei dem Ereignis in der Anlage Diablo Canyon handelte es sich zunächst um einen mehrphasigen Kurz- bzw. Erdschluss in der (betrieblichen) Eigenbedarfsanlage. Als Folgefehler hieraus entstand ein weiterer Kurz- bzw. Erdschluss an einer elektrisch von der Fehlerstelle völlig unabhängigen, räumlich jedoch benachbarten Stelle in der Eigen-

bedarfsanlage. Hieraus kann abgeleitet werden, dass zur Analyse von redundanzübergreifenden Ausfällen im Bereich der Elektro- und Leittechnik nicht nur übergreifende elektrische bzw. elektromagnetische Effekte zu berücksichtigen sind, sondern grundsätzlich auch Phänomene wie Brandeinwirkungen, die mehrere elektrische Einrichtungen beeinflussen bzw. miteinander wechselwirken lassen können. Die im Rahmen des Ereignisses betroffenen Einrichtungen waren Teil der betrieblichen Eigenbedarfsanlage; für diese kann keine vollständige räumliche Trennung wie bei den Einrichtungen des Sicherheitssystems kreditiert werden, sodass übergreifende Effekte grundsätzlich möglich sind.

Darüber hinaus ist bemerkenswert, dass trotz des komplexen Fehlerbildes mit zwei mehrphasigen Kurz- bzw. Erdschlüssen und insgesamt sechs betroffenen Schienen keine weiteren Schäden oder nicht auslegungsgemäße Fehlfunktionen der unterlagerten elektrischen Verbraucher aufgetreten sind.

2.3.3.2.2 Sequoyah Nuclear Plant, 17. November 2000

Anlagenübersicht			
Standort	Sequoyah Nuclear Plant, Soddy-Daisy, Tennessee, USA		
Titel	Reactor Trip Resulting from a Fault in a Main Transformer Caused by a Failed Bushing		
LER	328-2000-004		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	1220 MW / 1220 MW
Typ	DWR (4-Loop)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Am 17. November 2000 befand sich in Block 2 mit ca. 53 % im Teillastbetrieb, als es gegen 08:42 Uhr zu einer Turbinenschnellabschaltung (TUSA) und infolgedessen zu einer RESA kam. Ursache für die Auslösung der TUSA war das Ansprechen der Drucküberwachung des Maschinentransformators in Phase C¹¹, die einen schnellen Druckanstieg detektiert hatte. Der Reaktor stabilisierte sich zunächst im Zustand unterkritisch heiß und wurde anschließend für die notwendigen Reparaturen am betroffenen Transformator abgefahren.

¹¹ Anders als in deutschen Kernkraftwerken sind in Block 2 der Anlage Susquehanna drei einphasige Maschinentransformatoren im Einsatz.

Die Inspektion des Transformators ergab, dass die Durchführung der 24 kV-Generatorausleitung (Typ ABB GOH) in den Maschinentransformator mechanisch versagt hatte, woraufhin es zu einem einphasigen Erdschluss gekommen war.

Auswertung

Bei diesem Ereignis lag eine transiente Asymmetrie infolge eines einphasigen Erdschlusses an einem Maschinentransformator vor. Die entsprechenden Schutzeinrichtungen (in einer deutschen Anlage der Blockschutz; zum genauen Aufbau der vergleichbaren Einrichtungen in der Anlage Susquehanna liegen keine Erkenntnisse vor) reagierten auslegungsgemäß und schalteten den Generator und der Reaktor ab. Schäden an weiteren Einrichtungen (Generator, Maschinentransformator etc.) sind nicht dokumentiert.

Auch bei diesem Ereignis zeigte sich, dass schnelle transiente Asymmetrien bei auslegungsgemäßer Funktion der elektrischen Schutzeinrichtungen nicht zwangsläufig zu komponentenübergreifenden Schäden führen. Die im Rahmen des Ereignisses relevanten Schutzfunktionen, also die Drucküberwachung des Transformators und hieraus abgeleitet TUSA und Entregung des Generators sind in vergleichbarer Form auch in deutschen Kernkraftwerken vorhanden, alternative Schutzfunktionen (z. B. Transformator Differentialschutz) sind in deutschen Kernkraftwerken ebenfalls vorhanden. Abgesehen davon dokumentiert das Ereignis erneut die sicherheitstechnische Bedeutung der Generatorausleitung einschließlich der Maschinentransformatoren.

2.3.3.2.3 Peach Bottom Atomic Power Station, 23. Oktober 2001

Anlagenübersicht			
Standort	Peach Bottom Township, Pennsylvania, USA		
Titel	Automatic Reactor Scram due to Electrical Fault on Generator Conductor		
LER	277-2001-004		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	1308 MW / 1309 MW
Typ	SWR (BWR-4, Mark I Cont.)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Am Standort Peach Bottom befinden sich zwei Siedewasserreaktoren (SWR) mit je ca. 1300 MW_{El} (Block 2 und Block 3) sowie ein seit 1974 stillgelegter Versuchsreaktor

(Block 1). Am 23. Oktober 2001 befand sich Block 2 im Volllastbetrieb, als es gegen 11:02 Uhr zu einer Schutzabschaltung des Generators und infolgedessen zu Turbinen- und Reaktorschnellabschaltung (TUSA und RESA) kam. Das Sicherheitssystem der Anlage reagierte auslegungsgemäß, der Druckanstieg infolge der TUSA wurde durch kurzzeitiges Ansprechen von fünf Sicherheits- und Entlastungsventilen beherrscht, die Wärmeabfuhr erfolgte anschließend mittels der Frischdampfumleitstation.

Ausgelöst wurde die Schutzabschaltung des Generators durch einen Erdschluss in der Phase A der Generatorableitung. Die Generatorableitungen der Anlage sind wie auch bei deutschen Kernkraftwerken als gekapselte, einphasige Hohlleiter ausgeführt, die mit Luft zwangsgekühlt werden. Die Kapselung besteht aus einem Blechrohr, der Hohlleiter wird mit Stützisolatoren im Inneren des Blechrohrs geführt. Im vorliegenden Fall hatte sich eine Klappe, die zur Regelung des Kühlluftstroms benutzt wird, gelöst, war auf den Leiter gefallen und hatte hierdurch eine elektrische Verbindung zwischen Leiter und (geerdeter) Kapselung geschaffen. Der hieraus resultierende Erdschluss führte dann zum Ansprechen des Generatorschutzes und zur Abschaltung des Generators. Unmittelbare Ursache für das Versagen der Lüftungsklappe waren mit zu hohem Drehmoment angezogene und infolgedessen beschädigte Schraubverbindungen an der Befestigung der Klappe.

Auswertung

Bei diesem Ereignis lag eine transiente Asymmetrie ausgelöst durch einen Erdschluss im Bereich der Generatorableitung vor. Die entsprechenden Schutzeinrichtungen (in einer deutschen Anlage der Blockschutz, zum genauen Aufbau der vergleichbaren Einrichtungen in der Anlage Peach Bottom liegen keine Erkenntnisse vor) reagierten auslegungsgemäß und schalteten den Generator ab. Schäden an weiteren Einrichtungen (Generator, Maschinentransformator etc.) sind nicht dokumentiert.

Das Ereignis stützt zum einen die Annahme, dass bei schnellen transienten Asymmetrien bei auslegungsgemäßer Funktion der Schutzeinrichtungen nicht mit Komponentenschäden gerechnet werden muss. Des Weiteren zeigt das Ereignis, dass auch im Bereich der Generatorableitung mit Fehlern gerechnet werden muss. In den meisten Fällen wird es sich hierbei wie im vorliegenden Fall auch um Kurz- bzw. Erdschlüsse handeln, die auslegungsgemäß vom Blockschutz erfasst und beherrscht werden. Je nach Art des Fehlers sind jedoch auch Leiterunterbrechungen („Open Phase Conditions“) in einzelnen Phasen nicht auszuschließen. In einem solchen Fall wären die Fehlerströme deutlich

kleiner als bei einem Kurz- bzw. Erdschluss und eine Erkennung des Fehlerzustandes durch konventionelle Schutzeinrichtungen wäre fraglich. Folglich erscheint es zweckmäßig, auch OPC im Bereich der Generatorableitung in den Untersuchungsumfang mit einzubeziehen.

2.3.3.2.4 Pilgrim Nuclear Power Station, 1. Juni 2003

Anlagenübersicht			
Standort	Manomet, Massachusetts, USA		
Titel	Automatic Scram Resulting from Load Rejection at Full Power Due to Transformer Fault		
LER	293-2003-003		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	685 MW
Typ	SWR (BWR-3, Mark I Cont.)	Blöcke	1

Ereignisbeschreibung

Am 1. Juni 2003 befand sich die Anlage gegen 08:50 Uhr mit 100 % im Volllastbetrieb, als es infolge eines Kurzschlusses im Eigenbedarfstransformator (Unit Auxiliary Transformer, UAT) zur Trennung vom Netz, Entregung des Generators und Auslösung von TUSA sowie RESA kam. Das Verhalten der Anlage war auslegungsgemäß, die Anlage stabilisierte sich im Zustand unterkritisch heiß mit Wärmeabfuhr über die Frischdampf-Umleitstation. Der Eigenbedarf der Anlage wurde über den Reservenetzanschluss („Shutdown Transformer“) gedeckt, die betriebliche Eigenbedarfsanlage blieb somit in Betrieb.

Der betroffene UAT befindet sich zwischen der 23 kV-Generatorausleitung und den 4,16 kV-Schienen der betrieblichen Eigenbedarfsanlage bzw. der Notstromanlage. Eine Übersichtsdarstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage ist in Abb. 2.6 abgebildet. Der Kurzschluss trat intern auf der 4,16 kV-Seite des Transformators auf und wurde auslegungsgemäß durch den Differentialschutz des Transformators erkannt. Es kam zu keiner Freisetzung von Transformatoröl und zu keinen Brandeinwirkungen.

Im Verlauf der Transiente kam es zu einem einmaligen Ansprechen der Sicherheits- und Entlastungsventile unmittelbar nach der TUSA, anschließend erfolgte die Wärmeabfuhr über die Umleitstation („Turbine Bypass Valves“) in den Kondensator. Abgesehen vom

Ausfall des Transformators werden in der Ereignismeldung keine weiteren Komponentenfehlfunktionen beschrieben.

Auswertung

Im Rahmen dieses Ereignisses kam es zu RESA und TUSA infolge eines internen Transformatorschadens. Die Umschaltung auf dem Reservenetzanschluss verlief auslegungsgemäß, sowohl die Notstrom- wie auch die Eigenbedarfsanlage blieben in Betrieb. Für die Betrachtungen im Rahmen dieses Vorhabens interessant ist vor allem die Tatsache, dass der Ausfall des Transformators keinerlei weitere Effekte zeigte. Dies verdeutlicht erneut die große Bandbreite der bei derartigen Ereignissen zu unterstellenden Effekten.

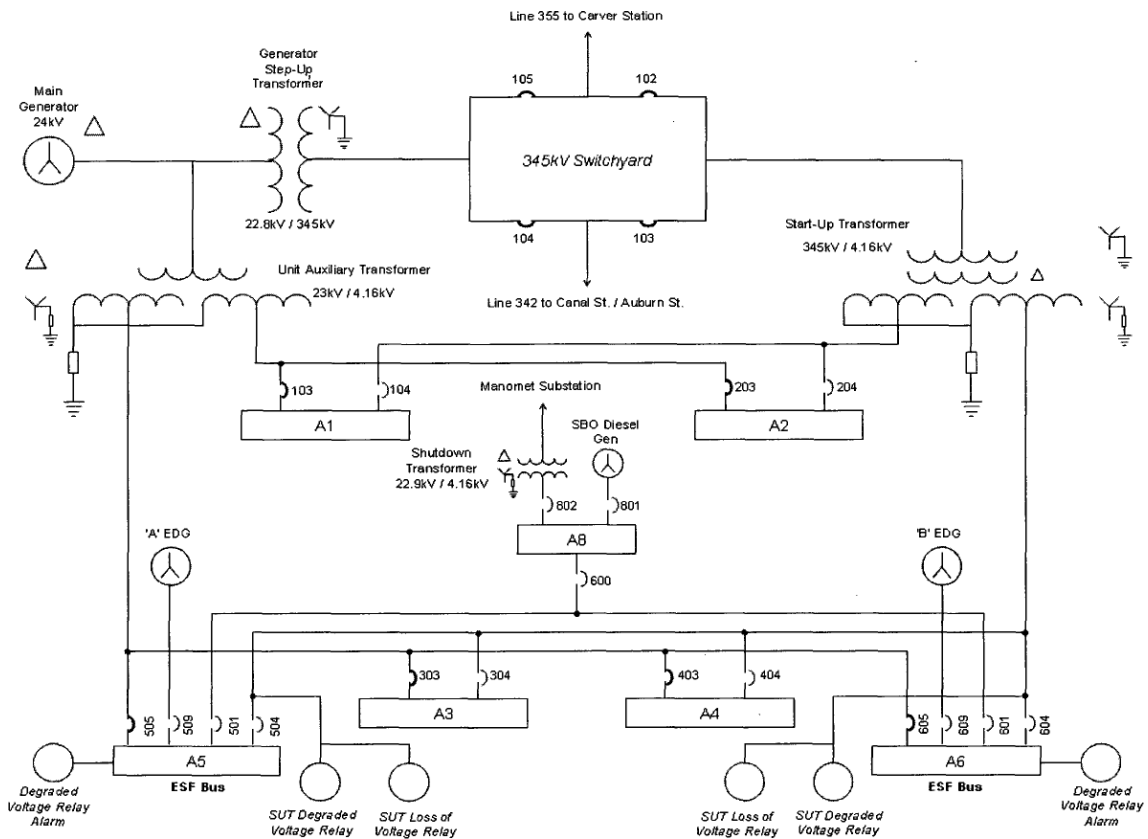


Abb. 2.6 Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Pilgrim

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

2.3.3.2.5 Vermont Yankee Nuclear Power Plant, 18. Juni 2004

Anlagenübersicht			
Standort	Vernon, Vermont, USA		
Titel	Automatic Reactor Scram due to a Main Generator Trip as a result of an Iso-Phase Bus Duct Two-Phase Electrical Fault		
LER	271-2004-003		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	605 MW
Typ	SWR (BWR-4, Mark I Cont.)	Blöcke	1

Ereignisbeschreibung

Am 18. Juni 2004 befand sich in die Anlage Vermont Yankee im Vollastbetrieb, als es gegen 06:40 Uhr zu einer Schutzabschaltung des Generators und infolgedessen zu Turbinen- und Reaktorschnellabschaltung (TUSA und RESA) kam. Ursache der Schutzabschaltung des Generators war ein zweiphasiger Erdschluss auf der Unterspannungsseite (22 kV) des Maschinentransformators¹². Die Erdschlüsse gingen von der Durchführung der Phase B in den Maschinentransformator aus. Im Bereich der flexibel ausgeführten Verbindung zwischen dem gekapselten Hohlleiter und der Durchführung in den Transformator hatte sich aufgrund unzureichender Wartung in Kombination mit Fertigungsmängeln Material gelöst und einen Kontakt zwischen der Kapselung und dem Leiter hergestellt. Hierdurch kam es zunächst zu einem Erdschluss in Phase B.

Der Erdschluss in Phase B verursachte eine transiente Spannungserhöhung in den Phasen A und C. Diese transiente Spannungserhöhung wiederum führte in Phase A zum Ansprechen eines Überspannungsableiters, der jedoch im Moment des Ansprechens versagte¹³ und infolgedessen es in Phase A zu einem weiteren Erdschluss kam. Der Erdschluss wurde vom Generatorschutz auslegungsgemäß erkannt: der Maschinentransformator wurde vom Netz getrennt und der Generator entregt. Infolgedessen kam es dann zu TUSA und RESA. Das Sicherheitssystem der Anlage reagierte auslegungs-

¹² Die Anlage Vermont Yankee ist wie auch ältere deutsche Kernkraftwerke geringerer Leistung (z. B. KKB oder KKP 2) über einen einzelnen, dreiphasigen Maschinentransformator mit dem Übertragungsnetz verbunden.

¹³ Der Grund hierfür ist der GRS nicht genau bekannt. Im Meldetext wird auf fehlende vorbeugende Instandhaltung verwiesen. Die GRS nimmt an, dass der aufgrund von Alterung vorgeschädigte Überspannungsableiter wegen der thermischen Belastung im Moment des Ansprechens (mechanisch) versagte, wodurch dann in Phase A eine leitfähige Verbindung zwischen spannungsführenden Bauteilen entstanden ist.

gemäß, es kam jedoch entgegen der Auslegung zur Abschaltung beider (betrieblichen) Treibwasserpumpen und zu weiteren im Meldetext nicht näher beschriebenen „AC voltage effects“, die jedoch ausdrücklich nicht zu Komponentenausfällen im Sicherheitssystem geführt haben. Die Stromversorgung der Anlage wurde nach Ausfall des Maschinentransformators durch die beiden Reservenetztransformatoren (Start-Up Transformers) sichergestellt.

Durch Hitze und Lichtbogeneinwirkungen im Bereich der Transformatordurchführungen kam es zu Schäden an einer Leitung des zur Kühlung des Transformators eingesetzten Ölsystems und infolgedessen zu einem Brand durch das freigesetzte Öl. Der Brand wurde durch die Werksfeuerwehr sowie externe Feuerwehreinheiten bekämpft und konnte ca. 40 min nach Ereigniseintritt gelöscht werden. Zum Ausmaß der Schäden am Maschinentransformator liegen keine exakten Informationen vor, aus dem Meldetext geht jedoch hervor, dass dieser wiederinstandgesetzt wurde und folglich nicht vollständig zerstört worden war. Die Anlage wurde zunächst im Zustand unterkritisch heiß stabilisiert und anschließend für die notwendigen Reparaturen an den betroffenen elektrischen Einrichtungen in den Zustand unterkritisch kalt überführt.

Auswertung

Auch bei diesem Ereignis lag ein Schaden im Bereich der gekapselten Hohlleiter der Generatorausleitung vor. Die Schadensursache war hierbei der Eintrag von Fremdmaterial zwischen Leiter und Kapselung, aufgrund dessen es dann zu einer leitfähigen Verbindung zwischen Leiter und Erde gekommen ist.

Die entsprechenden Schutzeinrichtungen (in einer deutschen Anlage der Blockschutz, zum genauen Aufbau der vergleichbaren Einrichtungen in der Anlage Vermont Yankee liegen keine Erkenntnisse vor) reagierten auslegungsgemäß und schalteten den Generator und den Reaktor ab. Neben der Zerstörung des Maschinentransformators kam es zur kurzfristigen Abschaltung beider Treibwasserpumpen¹⁴ sowie nicht näher beschriebener „AC voltage effects“. Die Spannungstransiente führte zum gleichzeitigen Ausfall beider Treibwasserpumpen, jedoch zu keinen anderen Ausfällen zum Ereigniszeitpunkt in

¹⁴ Der Grund hierfür wird im Meldetext nicht beschrieben, ein Ansprechen des Überstromschutzes erscheint jedoch in Anbetracht der Transiente plausibel.

Betrieb befindlicher elektrischer Großverbraucher (z. B. den Kondensatpumpen¹⁵). Dies unterstützt die Annahme, dass Auswirkungen von Störungen in der Spannungsversorgung nicht nur komponenten-, sondern auch komponentengruppenspezifisch betrachtet werden müssen, d. h., dass im Moment der Transiente nicht nur ein erhöhtes Risiko für Ausfälle einzelner Komponenten besteht, sondern auch ein erhöhtes Risiko für gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA) von Komponentengruppen.

2.3.3.2.6 Brunswick Steam Electric Plant, Block 2, 1. November 2006

Anlagenübersicht			
Standort	Brunswick County, North Carolina, USA		
Titel	Loss of Startup Auxiliary Transformer Results in Unit 2 Manual Reactor Protection System Actuation		
LER	324-2006-001		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	938 MW / 920 MW
Typ	SWR (BWR-4, Mark I Cont.)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Am 1. November 2006 befand sich Block 2 der Anlage Brunswick bei ca. 100 % Nennleistung im Volllastbetrieb, als es zu einem Kurz- bzw. Erdschluss auf der unterspannungsseitigen Ausleitung des Reservenetztransformators (Station Auxiliary Transformer, SAT) des Blocks kam. Eine Übersichtsdarstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage findet sich Abb. 2.7.

Unmittelbare Ursache für den Kurz- bzw. Erdschluss war das Versagen einer flexiblen Verbindung zwischen der 4,16 kV-Ausleitung und dem Transformator. Dort lag ein erhöhter Kontaktwiderstand vor, dieser führte zu einer dauerhaft erhöhten Temperatur (über 400 °C) der Verbindung und diese wiederum zu einer Schädigung, bis es zum Versagen kam. Die Ursache für den erhöhten Kontaktwiderstand konnte nicht abschließend ermittelt werden, möglich ist sowohl eine unzureichende Verschraubung als auch

¹⁵ In Anlagen des Typs BWR-4 von General Electric verläuft die Druckerhöhung des Kondensats zweistufig; unmittelbar hinter dem Maschinenkondensator befinden sich die „Condensate Pumps“, die das Kondensat in die Kondensatreinigung fördern, hinter der Kondensatreinigung befinden sich dann die „Condensate Booster Pumps“, die das Kondensat durch die Vorwärmer zu den turbinengetriebenen Speisewasserpumpen fördern.

das Vorhandensein von Fremdmaterial wie z. B. Klebeband zwischen den zu verbindenden Leitern.

Dem Meldetext kann nicht entnommen werden, wie der Fehler erkannt worden ist (z. B. durch Ansprechen des Buchholz- bzw. Transformator-Differentialschutzes). Die Klärung des Fehlers erfolgte durch Trennung des Transformators vom Netzanschluss und offenbar hinreichend zeitnah, so dass keine Sekundärschäden z. B. durch Brandeinwirkung auftraten.

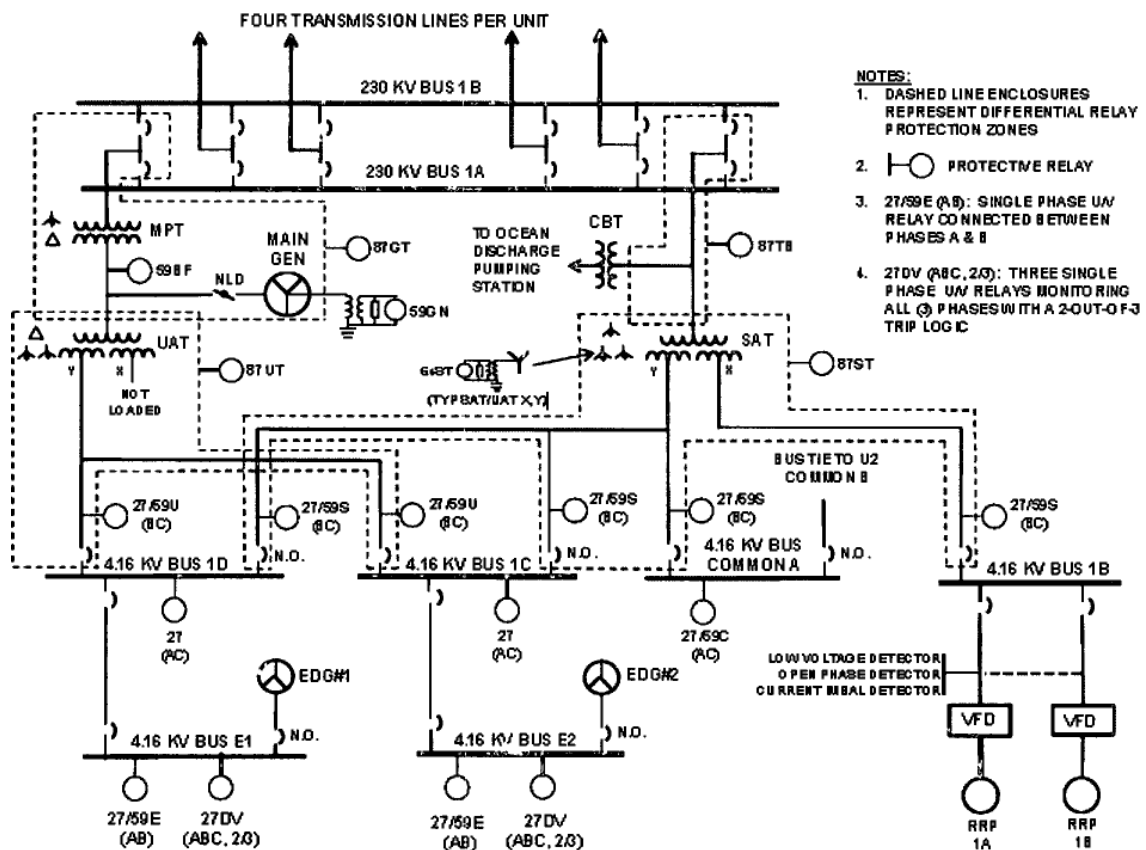


Abb. 2.7 Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Brunswick

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

In den beiden Blöcken der Anlage Brunswick wird der betriebliche Eigenbedarf gleichzeitig über den Unit Auxiliary Transformer UAT (über die Generatorausleitung) sowie den Station Auxiliary Transformer SAT (aus dem Übertragungsnetz) versorgt. Der SAT versorgt die beiden externen Treibwasserpumpen (Reactor Recirculation Pumps, RCR), der übrige Eigenbedarf wird über den UAT gedeckt. Mit dem Ausfall des Station Auxiliary Transformer kam es zur Abschaltung beider Treibwasserpumpen; gemäß den betrieb-

lichen Bestimmungen wurde daraufhin von Hand RESA ausgelöst. Mit Auslösung der RESA und darauffolgend Ausfall des Generators stand auch der UAT nicht mehr zur Verfügung, so dass alle betrieblichen Spannungsversorgungen unverfügbar waren. Daraufhin starteten die Notstromdiesel und übernahmen die Versorgung der Notstromanlage (Schienen E1 und E2 in Abb. 2.7).

Das Verhalten der Anlage im Verlauf der Transiente war auslegungsgemäß, die RDB-Bespeisung erfolgte zunächst nach automatischer Anregung mittels des High Pressure Coolant Injection (HPCI) Systems, anschließend wurde das Reactor Core Isolation Cooling (RCIC) System von Hand gestartet.

Mit Anforderung der Notstromdiesel in Block 2 wurden auslegungsgemäß auch die Notstromdiesel in Block 1 gestartet, diese wurden jedoch – ebenfalls auslegungsgemäß – nicht auf die zugeordneten Schienen aufgeschaltet. Im weiteren Verlauf der Transiente kam es zum Ausfall eines der (leer)laufenden Notstromdiesel in Block 1 aufgrund eines fehlerhaft eingebauten Filters im Ölsystem des Motors, die sonstigen Komponenten der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage verhielten sich auslegungsgemäß.

Auswertung

Bei diesem Ereignis handelt es sich grundsätzlich um einen kompletten Ausfall aller Netzanbindungen (Loss of Offsite Power, LOOP), verursacht durch einen Kurz- bzw. Erdschluss eines Transformators. Auch in diesem Fall wurde der Fehler kurzfristig erkannt und behoben. Schäden an unterlagerten elektrischen Einrichtungen sind nicht dokumentiert.

2.3.3.2.7 Limerick Generating Station, 1. Februar 2008

Anlagenübersicht			
Standort	Limerick Township, Pennsylvania, USA		
Titel	Automatic Actuation of the Reactor Protection System at Power		
LER	353-2008-002		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	1130 MW / 1134 MW
Typ	SWR (BWR-4, Mark II Cont.)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Block 2 der Anlage Limerick befand sich am 1. Februar 2008 bei ca. 100 % im Volllastbetrieb als es zu einem Erdschluss bei der unterspannungsseitigen (22 kV) Durchführung des Maschinentransformators¹⁶ in Phase A kam. Der Erdschluss wurde durch den Generatorschutz auslegungsgemäß erkannt und die entsprechenden Schutzaktionen (Trennung vom Netz, Entregung des Generators, TUSA und RESA) wurden ausgelöst und erfolgten auslegungsgemäß. Ursache des Erdschlusses waren Montagefehler im Bereich der Verbindung des gekapselten Hohlleiters der Generatorausleitung mit der Durchführung in den Maschinentransformator. Aufgrund dieser Montagefehler lag ein erhöhter Übergangswiderstand vor, was zu einer Erhitzung der betroffenen Bauteile führte; hierdurch kam es schließlich zum Versagen der Verbindung und zum Erdschluss. Der Meldetext enthält keine Informationen über weitere Ausfälle von betrieblichen oder sicherheitsrelevanten Einrichtungen.

Auswertung

Das Ereignis dokumentiert einen weiteren Ausfall im Bereich der Generatorausleitung, vor allem die Häufung von Ereignissen mit Schäden im Bereich des Übergangs von der Generatorausleitung zur Durchführung in den Transformator ist auffällig und wurde in der deutschen Betriebserfahrung nicht beobachtet. Auch hier kam es zu keiner Leiterunterbrechung (Open Phase Condition), sondern direkt zu einem Erdschluss, der auslegungsgemäß detektiert und geklärt wurde. Ausfälle, Schäden oder Funktionseinschränkungen weiterer elektrischer Einrichtungen sind nicht dokumentiert, diesbezüglich lassen sich aus dem Ereignis keine weiteren Erkenntnisse gewinnen.

Aus Sicht dieses Forschungsvorhabens nicht relevant, aber dennoch bemerkenswert ist die Ursache für die ereignisauslösenden Montagefehler. Im Jahre 2001 (sieben Jahre vor dem Ereignis) war die Zuständigkeit für die Wartung der Maschinentransformatoren vom Netzbetreiber (Exelon Energy Delivery) auf die Anlage übergegangen. Hierbei waren für die Wartung der bei dem Ereignis betroffenen Komponenten relevanten Arbeitsdokumente nicht vollständig an die Anlage übergeben worden, sodass nicht alle für die fachgerechte Durchführung der Wartungsarbeiten nötigen Dokumente vorhanden waren.

¹⁶ Die Anlage ist über drei einphasige Transformatoren mit dem Übertragungsnetz verbunden.

2.3.3.3 Zusammenfassung

Aus den drei in Abschnitt 2.3.3.2 beschriebenen Ereignissen können unter dem Aspekt der redundanzübergreifenden Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik folgende generische Erkenntnisse abgeleitet werden:

- Beobachtet wurden Kurz- und Erdschlüsse sowohl im Bereich der Generatorausleitung wie auch im Bereich der betrieblichen Eigenbedarfsversorgung. Insgesamt wurden sieben derartige Ereignisse beobachtet, hiervon fünf im Bereich der Generatorausleitung, zwei im Bereich der Eigenbedarfsanlage. Auffällig häufig betroffen waren die unterspannungsseitigen Anschlüsse an die Transformatoren. Es handelte sich bei den beobachteten Ereignissen ausschließlich um Kurz- bzw. Erdschlüsse, Unterbrechungen einzelner Phasen ohne Stromfluss (Open Phase Conditions, OPC) wurden nicht beobachtet. Ursächlich für die Ereignisse waren vor allem Defizite bei der Wartung und Montage der Einrichtungen.
- Ereignisse, bei denen ein Fehler (Erdschluss, Kurzschluss, Leiterunterbrechung etc.), der auf einer Schiene vorlag, über eine gemeinsame Verbindung eine andere, parallele Schiene betroffen hat, konnten nicht identifiziert werden.
- Alle Ereignisse wurden durch die hierfür vorgesehenen Schutzeinrichtungen (i. d. R. Differentialschutz) erkannt und auslegungsgemäß durch Trennen von der Spannungsquelle behoben. Bei einem Ereignis (Diablo Canyon, siehe Abschnitt 2.3.3.2.1) wurde die Spannungsquelle nicht durch Öffnen von Leistungsschaltern getrennt, sondern abgeschaltet.
- Im Rahmen der sieben Ereignisse wurden lediglich bei einem Ereignis (Vermont Yankee, siehe Abschnitt 2.3.3.2.4) Ausfälle von elektrischen Verbrauchern auf einer der Fehlerstelle unterlagerten Schiene beobachtet, hierbei fielen zwei identische Pumpen aus (2-von-2-GVA). In einem weiteren Fall führte der durch den ereignis-auslösenden Kurzschluss verursachte Brand zu einem weiteren Kurzschluss einer anderen, räumlich benachbarten Schiene (Diablo Canyon, siehe Abschnitt 2.3.3.2.1)
- Ungeachtet der Tatsache, dass nur wenige Ausfälle von unterlagerten Verbrauchern dokumentiert sind, zeigen die Ereignisse die potenzielle Bedeutung der Generatorausleitungen unter dem Aspekt „asymmetrische Fehler“; Bei den Generatorausleitungen handelt es sich in der Regel um gekapselte Einzelleiter, so dass Fehler in den meisten Fällen nur einen einzelnen Leiter betreffen.

2.3.4 Szenario 4: Statische Spannungs- bzw. Frequenzabweichung im Netzanschluss

2.3.4.1 Übersicht

Im Folgenden sind Ereignisse zusammengestellt, bei denen eine (quasi)statische Beeinträchtigung eines oder mehrerer Netzanschlüsse vorlag, d. h. bei denen es zu einer längerfristigen (d. h. $t_{\text{Störung}} \gg 1 / f_{\text{Netz}}$) Abweichung der Spannung oder der Frequenz von den spezifizierten Werten kam. Untersucht wird hierbei, inwieweit es hierbei zu Funktionseinschränkungen der von den betroffenen Netzanschlüssen versorgten elektrischen Verbrauchern gekommen ist sowie ob und wie die Abweichungen detektiert worden sind. Ebenfalls betrachtet wurde ein Ereignis, bei dem es zu Fehlkalibrierungen mehrerer Unterspannungsrelais gekommen war und die Möglichkeiten zur Detektion eines geschädigten Netzanschlusses somit eingeschränkt waren.

2.3.4.2 Ereignisse

LER Nummer	Titel
220-2002-001	115 Kilovolt Offsite Power Inoperable Due to Low Voltage on Line 4 and Line 1 Out of Service
266-2003-001	As Found Condition of Degraded Grid Voltage Relays Not Within Technical Specification Limits
254-2005-004	Off-Site Power Inoperable due to Low Predicted Switchyard Voltage
237-2005-003	Units 2 and 3 Offsite Power Sources Declared Inoperable due to Low Voltage
331-2007-010	Safety System Functional Failure of Alternate Preferred Offsite Power Source

2.3.4.2.1 Nine Mile Point, Block 1, 1. November 2002

Anlagenübersicht			
Standort	Scriba, New York (State), USA		
Titel	115 Kilovolt Offsite Power Inoperable due to Low Voltage on Line 4 and Line 1 Out of Service		
LER	220-2002-001		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	613 MW / 1277 MW
Typ	SWR (BWR-2, Mark I Cont.) SWR (BWR-5, Mark II Cont.)	Blöcke	2 (Die Anlage FitzPatrick mit einem Block ist unmittelbar benachbart.)

Ereignisbeschreibung

Block 1 der Anlage Nine Mile Point ist über zwei 115 kV-Leitungen (Line 1 und Line 4) und zwei 345 kV-Leitungen (Line 8 und Line 9) mit dem Verteilungs- bzw. Übertragungsnetz verbunden. Die Energieabgabe in das Netz erfolgt über die 345 kV-Leitungen, der 115 kV-Netzanschluss ist jedoch dauerhaft mit einem Teil der Eigenbedarfsanlage verbunden und versorgt unter anderem die externen Treibwasserpumpen

Die Anlage befand sich am 1. November 2002 mit 100 % Nennleistung im Volllastbetrieb, als um 15:01 Uhr die 115 kV-Leitung Line 1 planmäßig für Revisionsarbeiten abgeschaltet wurde. Aufgrund des zum Ereigniszeitpunkt vorliegenden Netzzustands war die verbleibende 115 kV-Verbindung (Line 4) nicht mehr in der Lage, die spezifizierte Spannung auf dem anlageneigenen 115 kV-Bus zu halten, die Spannung sank ab bis auf 111,8 kV (2,8 % unter Nennspannung). Mit dieser Spannung ist der Netzanschluss formal unverfügbar, die Anlage muss gemäß den technischen Spezifikationen nach spätestens 24 Stunden abgefahren werden, des Weiteren sind die 4,16 kV-Schienen der Notstromanlage vom 115 kV-Netzanschluss zu trennen und die Notstromdiesel der Anlage aufzuschalten. Die entsprechenden Schalthandlungen waren gegen 17:57 Uhr abgeschlossen. Gegen 23:10 Uhr war Line 1 wieder verfügbar, woraufhin die Spannung auf dem 115 kV-Bus wieder auf spezifikationsgemäße Werte anstieg und der Anlagenzustand normalisiert wurde.

Der auslegungsgemäß über das 115 kV-Netz versorgte Teil blieb mit dem geschädigten 115 kV-Netzanschluss verbunden, Funktionseinschränkungen oder Ausfälle von elektrischen Verbrauchern wurden nicht beobachtet.

Auswertung

Im Rahmen dieses Ereignisses kam es zu einer Unterschreitung des spezifizierten Spannungsniveaus des im Normalbetrieb der Anlage zur Versorgung eines Teils der betrieblichen Eigenbedarfsanlage sowie der Notstromanlage benötigten Netzanschlusses. Das Absinken der Spannung auf ca. 97 % des Nennwertes hatte keine sichtbaren Auswirkungen auf den Betrieb der elektrischen Verbraucher. Das Verhalten der Verbraucher entspricht grundsätzlich den Erwartungen, da entsprechend DIN EN 60034-1 „Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten“ /DIN 11/ ein Absinken der Versorgungsspannung um 3 % die Grenze des zulässigen Bereichs darstellt.

Die abweichende Spannung des Netzanschlusses wurde unmittelbar durch Warten- Signalisierung erkannt, woraufhin die in der Betriebsdokumentation geforderten Maßnahmen ergriffen wurden.

2.3.4.2.2 Point Beach Nuclear Plant, 6. April 2003

Anlagenübersicht			
Standort	Two Rivers, Wisconsin, USA		
Titel	As found Condition of degraded Grid Voltage Relays not within Technical Specification Limits		
LER	266-2003-001		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	591 MW / 591 MW
Typ	DWR (2-Loop)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Im Rahmen dieses Ereignisses wurde keine tatsächliche oder vermeintliche Störung in einem externen Netzanschluss, sondern eine Fehlibrierung entsprechender Überwachungseinrichtungen gemeldet. Ausgangspunkt war die Beobachtung des mit den WKP der Unterspannungsrelais beauftragten Mitarbeiter, dass in der Dokumentation für die entsprechende WKP auf den beiden Notstromschienen ein anderes Multimeter vorgesehen war als für die WKP an der Unterspannungsüberwachung der Netzanschlüsse¹⁷

¹⁷ Die unterschiedlichen Spannungen auf den Notstromschienen bzw. an den Netzanschlüssen werden durch Messwandler transformiert, die Eingangsspannungen der Relais bzw. im Testfall der Multimeter sind somit vergleichbar.

(Fluke 8060A für die Notstromschienen und Fluke 8505A für die Überwachung der Netzanschlüsse). Die zu berücksichtigende Messungengenauigkeit des Modells 8060A ist hierbei größer als die des Modells 8505A, so dass eine mit Hilfe des Modells 8060A durchgeführte Kalibrierung nicht sicherstellt, dass der tatsächlich eingestellte Wert für das Ansprechen des Unterspannungsrelais dem spezifizierten Wert entspricht.

Im Rahmen der im Anschluss an die Entdeckung durchgeführten Prüfungen unter Verwendung des geeigneten Multimeters 8505A zeigten sich bei insgesamt zwölf Relais in der Notstromanlage Abweichungen von den spezifizierten Ansprechwerten, in allen Fällen hätten die Relais zu spät (d. h. bei einer zu geringen Spannung angesprochen). Die fehlerhaften Einstellungen der Relais wurden daraufhin korrigiert. Der Fehler lag ca. 18 Monate vor, in diesem Zeitraum kam es zu keiner Anforderung der betroffenen Relais.

Auswertung

Im Rahmen dieses Ereignisses lag ein gemeinsam verursachter Ausfall (GVA) von Relais zur Überwachung der Schienen in der Notstromanlage auf Unterspannung vor. Ursache hierfür war ein Fehler in der Dokumentation der WKP, diese sah die Verwendung eines ungeeigneten Messinstruments (Multimeter) vor.

Das Ereignis ist unter dem Gesichtspunkt „statische Spannungsabweichungen“ interessant, da die Verwendung unzureichender Mess- bzw. Kalibrierwerkzeuge dazu führen kann, dass redundante und auch diversitäre Einrichtungen an verschiedenen Positionen im elektrischen Eigenbedarf (z. B. in der Überwachung der Netzanschlüsse, der Eigenbedarfsanlage oder der Notstromanlage) gleichzeitig falsch kalibriert sind und so eine tatsächlich vorliegende Unterspannung nicht auslegungsgemäß detektiert wird.

2.3.4.2.3 Quad Cities Nuclear Generating Station, 29. April 2005

Anlagenübersicht			
Standort	Cordova, Illinois, USA		
Titel	Off-Site Power Inoperable due to Low Predicted Switchyard Voltage		
LER	254-2005-004 (Meldung zurückgezogen, da Meldepflicht nicht gegeben)		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	908 MW / 911 MW
Typ	SWR (BWR-3, Mark I Cont.)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Am 29. April 2005 befanden sich beide Blöcke der Anlage Quad Cities mit ca. 85 % im Teillastbetrieb, als die Anlage gegen 07:32 Uhr vom Netzbetreiber darüber informiert wurde, dass die Spannung in der 345 kV-Schaltanlage des Kraftwerks „wahrscheinlich“ unter den spezifizierten Wert absinken würde; Grund hierfür sei die außerplanmäßige Inbetriebnahme eines Elektroofens in einem nahegelegenen Stahlwerk, ohne dass seitens der Netzbetreibers zusätzliche Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden konnten. Die nachträgliche Auswertung der Spannungsverläufe ergab, dass die spezifikationsgemäßen Mindestspannungen jederzeit vorgelegen hatten, woraufhin die Meldung zurückgezogen worden ist.

Die Anlage verblieb im ungestörten Leistungsbetrieb am Netz, Ausfälle oder Funktionseinschränkungen von elektrischen Verbrauchern sind nicht dokumentiert.

Auswertung

Im Rahmen dieses Ereignisses lag eine potenzielle Schädigung eines der Netzan-schlüsse der Anlage vor. Ursache für die potenzielle Schädigung war eine unzu-reichende Planung des Übertragungsnetzbetreibers hinsichtlich der zu erwartenden Netzlast bzw. der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten.

Da keine tatsächlichen Verletzungen von Grenzwerten vorlagen und keine Kompo-nentenausfälle beobachtet worden sind, lassen sich keine weiteren Erkenntnisse aus die-sem Ereignis ableiten.

2.3.4.2.4 Dresden Nuclear Power Station, Block 2 und 3, 23. Juni 2005

Anlagenübersicht			
Standort	Grundy County, Illinois, USA		
Titel	Units 2 and 3 Offsite Power Sources Declared Inoperable due to Low Voltage		
LER	237-2005-003 (Meldung zurückgezogen, da Meldepflicht nicht gegeben)		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	902 MW / 895 MW
Typ	SWR (BWR-3, Mark I Cont.)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Die Blöcke 2 und 3 der Anlage Dresden befanden sich am 23. Juni 2005 gegen 15:49 Uhr mit jeweils ca. 99 % Nennleistung im Volllastbetrieb, als die Anlage durch den Netzbetreiber darüber informiert wurde, dass anstelle der spezifizierten 352 kV im Hauptnetzanschluss der Anlage die Spannung lediglich 342 kV betragen würde. Es lag somit eine Unterschreitung des spezifizierten Wertes um ca. 3 % vor. Das Absinken des Spannungsniveaus betraf auch die unterlagerten Schienen, da die Maschinentransformatoren über keine Stufensteller zur Spannungsanpassung verfügten. Beide Blöcke verblieben am Netz, Ausfälle von elektrischen Verbrauchern sind nicht dokumentiert.

Auswertung

Im Rahmen dieses Ereignisses kam es zu einem Absinken der Netzspannung um ca. 3 % unterhalb des spezifizierten Sollwertes, entsprechend den für die Anlage Dresden gültigen technischen Spezifikationen ist der Netzanschluss somit unverfügbar, woraus eine Meldepflicht resultiert. Das Absinken der Spannungen wurde nicht direkt durch den Anlagenbetreiber (z. B. durch Warteninstrumentierung) erkannt, stattdessen wurde der Anlagenbetreiber durch den Betreiber des Übertragungsnetzes auf den Spannungsabfall aufmerksam gemacht.

Auch hier hatte das Absinken der Spannung auf ca. 97 % des Nennwertes keine sichtbaren Auswirkungen auf den Betrieb der elektrischen Verbraucher. Wie bereits oben ausgeführt, entspricht das Verhalten der Verbraucher grundsätzlich den Erwartungen.

Als Abhilfemaßnahme sind die Transformatoren der Anlage gegen solche mit Stufenstellern ausgetauscht worden.

2.3.4.2.5 Duane Arnold Energy Center, 30. November 2007

Anlagenübersicht			
Standort	Palo, Iowa, USA		
Titel	Safety System Functional Failure of Alternate Preferred Offsite Power Source		
LER	331-2007-010		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	601 MW
Typ	SWR (BWR-4, Mark I Cont.)	Blöcke	1

Ereignisbeschreibung

Im Rahmen einer ereignisunabhängigen Analyse der elektrischen Energieversorgung wurde festgestellt, dass bereits bei einer Unterschreitung der Spannung im 161 kV-Netzanschluss des Standby Transformers um 1,2 % im Anforderungsfall keine spezifikationsgemäßen Spannungsverhältnisse auf den 4,16 kV-Schienen der Notstromanlage sichergestellt werden können. Der „Standby Transformer“ übernimmt in der Anlage Duane Arnold die Aufgabe des Reservenetztransformators in deutschen Anlagen und soll bei einer unterstellten Unverfügbarkeit des Hauptnetzanschlusses die Versorgung der Notstromanlage übernehmen. Bei Unverfügbarkeit des „Standby Transformer“ übernehmen dann die Notstromdiesel die Versorgung der entsprechenden Schienen.

Der Transformator ist zwar mit Stufenstellern zur Anpassung des Übersetzungsverhältnisses zwischen Ober- und Unterspannungsseite ausgerüstet; die Analysen ergaben jedoch, dass mit diesen selbst in Maximalstellung das Spannungsniveau auf den 4,16 kV-Schienen nicht im Rahmen der Spezifikation gehalten werden kann. Im Dezember 2007 wurde durch Nachrüstmaßnahmen der Einstellbereich der Stufensteller erweitert, so dass zukünftig eingangsseitige Spannungsabsenkung bis auf 96 % der Nennspannung ausgeglichen werden kann.

Der Meldetext enthält keine Informationen darüber, wie häufig bzw. wie lange die Spannung am 161 kV-Anschluss der Anlage tatsächlich mehr als 1,2 % vom Nennwert abgewichen ist. Tatsächliche Ausfälle von elektrischen Einrichtungen sind nicht dokumentiert.

Auswertung

Bei diesem Ereignis lag eine (wahrscheinlich wiederholte) Unverfügbarkeit des Reservenetztransformators vor, da bereits bei einer geringfügigen Unterschreitung der Spannung im Reservenetzanschluss (Oberspannungsseite) das spezifikationsgemäße Spannungsniveau auf den 4,16 kV-Schienen des Sicherheitssystems (Unterspannungsseite) nicht mehr sichergestellt ist. Dies betrifft vor allem Anforderungsfälle mit hoher Last, wie z. B. Kühlmittelverluststörfälle. Der Ursprung der fehlerhaften Rechnungen lässt sich bis in das Jahr 1990 zurückverfolgen, der Fehler lag somit unentdeckt für mindestens 27 Jahre vor.

Tatsächliche Ausfälle von elektrischen Verbrauchern bzw. sonstigen elektrischen Einrichtungen, die auf eine reduzierte Netzspannung zurückzuführen waren, sind nicht dokumentiert.

2.3.4.3 Zusammenfassung

Aus den drei in Abschnitt 2.3.4.2 beschriebenen Ereignissen können unter dem Aspekt der redundanzübergreifenden Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik folgende generische Erkenntnisse abgeleitet werden:

- Trotz mehrerer Ereignisse, bei denen es zu einer (quasi)statischen Unterschreitung der spezifizierten Versorgungsspannung gekommen war, sind keinerlei Ausfälle von elektrischen Verbrauchern oder sonstiger Einrichtungen aufgrund zu tiefer Spannung dokumentiert. In sämtlichen Fällen entstand die Meldepflicht ausschließlich aufgrund der formalen Verletzung der technischen Spezifikation.
- Das Ereignis aus der Anlage Point Beach (siehe Abschnitt 2.3.4.2.2) dokumentiert einen aus der Perspektive der redundanzübergreifenden Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik interessanten GVA-Mechanismus. Bei diesem Ereignis waren Unterspannungsüberwachungsrelais an mehreren Positionen in der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage mit dem gleichen, unzureichenden Typ von Multimeter kalibriert worden und wiesen deshalb systematische Abweichungen vom Sollwert auf. Durch diesen Fehlermechanismus sind unterschiedlichste redundanz- und komponentengruppenübergreifende Ausfälle von Schutz- bzw. Überwachungseinrichtungen in der elektrischen Energieversorgung denkbar.
- Es wurden keine Ereignisse mit (quasi)statischen Frequenzabweichungen im Versorgungsnetz beobachtet.

2.3.5 Szenario 5: Spannungsschwankungen aufgrund von statischen Blindleistungskompensatoren in der Eigenbedarfsanlage

2.3.5.1 Einleitung

Im Folgenden sind Ereignisse zusammengestellt, bei denen es zu Ausfällen oder Unverfügbarkeiten von elektrischen Einrichtungen aufgrund von nicht auslegungsgemäßigem bzw. bei der Auslegung nicht vorhergesehenem Verhalten von statischen Blindleistungskompensatoren gekommen war. Ein statischer Blindleistungskompensator (englisch: Static VAR Compensator, SVC) ist eine Einrichtung zur geregelten Bereitstellung sowohl

kapazitiver wie auch induktiver Blindleistung und damit zur Stabilisierung der Spannung in einem elektrischen Netz. Es handelt sich hierbei um eine Kombination aus Spulen und Kondensatoren deren Stromfluss durch Thyristoren geregelt wird; SVC benötigen – anders als rotierende Umformer – abgesehen von den Leistungsschaltern keine mechanisch beweglichen Teile. Derartige Einrichtungen sind im Gegensatz zu U.S.-amerikanischen Anlagen in deutschen Kernkraftwerken weder in der Eigenbedarfs- noch in der Notstromanlage im Einsatz, sie werden jedoch auch in Deutschland netzseitig in unmittelbarer Anlagennähe eingesetzt (siehe Abb. 2.8).

Alle drei unten dargestellten Ereignisse stammen aus der Anlage Clinton Power Station; dort waren im Jahr 1999 auf der unterspannungsseitigen Seite der sogenannten Reserve Auxiliary Transformer (RAT) und Emergency Reserve Auxiliary Transformer (ERAT) jeweils statische Blindleistungskompensatoren installiert worden, um die Auswirkungen von Spannungsschwankungen im 345 kV- bzw. 138 kV-Netz auf die Notstromanlage zu dämpfen¹⁸ (Abb. 2.9). Die statischen Blindleistungskompensatoren sind parallel zu den unterspannungsseitigen Abgängen angeordnet, alle Abgänge eines Transformators sind somit weiterhin direkt miteinander verbunden. Wie in U.S.-amerikanischen Anlagen üblich, sind die externen Netzanbindungen (in diesem Fall über den RAT und den ERAT) sicherheitstechnisch relevant und werden auch im Rahmen der PSA kreditiert. Um einen möglichst umfassenden Überblick hinsichtlich des Betriebsverhaltens der statischen Blindleistungskompensatoren zu geben, sind im Folgenden alle Ereignisse, bei denen diese in irgendeiner Form involviert waren, beschrieben, unabhängig davon, ob tatsächlich redundanzübergreifende Effekte vorhanden waren oder nicht.

¹⁸ Der Grund hierfür ist nicht bekannt; in der LER-Datenbank der U.S. NRC sind vor 1999 keine Ereignisse hinterlegt, bei denen Netzschwankungen Einfluss auf den Anlagenbetrieb hatten.



Abb. 2.8 Statische Blindleistungskompensatoren in der 380 kV-Schaltanlage des Kernkraftwerks Grohnde

Quelle: Google Maps, Bilddaten GeoBasis-DE/BKG, GeoContent, Maxar Technologies

2.3.5.2 Ereignisse

LER Nummer	Titel
461-2000-002	Out-of-Phase Synchronization Results in Damage to Division 3 Emergency Diesel Generator and Inadequate Design of Static VAR Compensator Freeze Circuit Results in Overvoltage of Class 1E Divisional Bus
461-2000-004	Inability to Restore from Technical Specification Limiting Condition for Operation Due to Inadequate Surveillance Procedure
461-2002-001	Lack of Barriers to Limit Impact of Grid Disturbance During Reverse Feed of New Main Power Transformers Results in Trip of Static VAR Compensators, Autostart of Emergency Diesel Generator and Shutdown Service Water System Pump

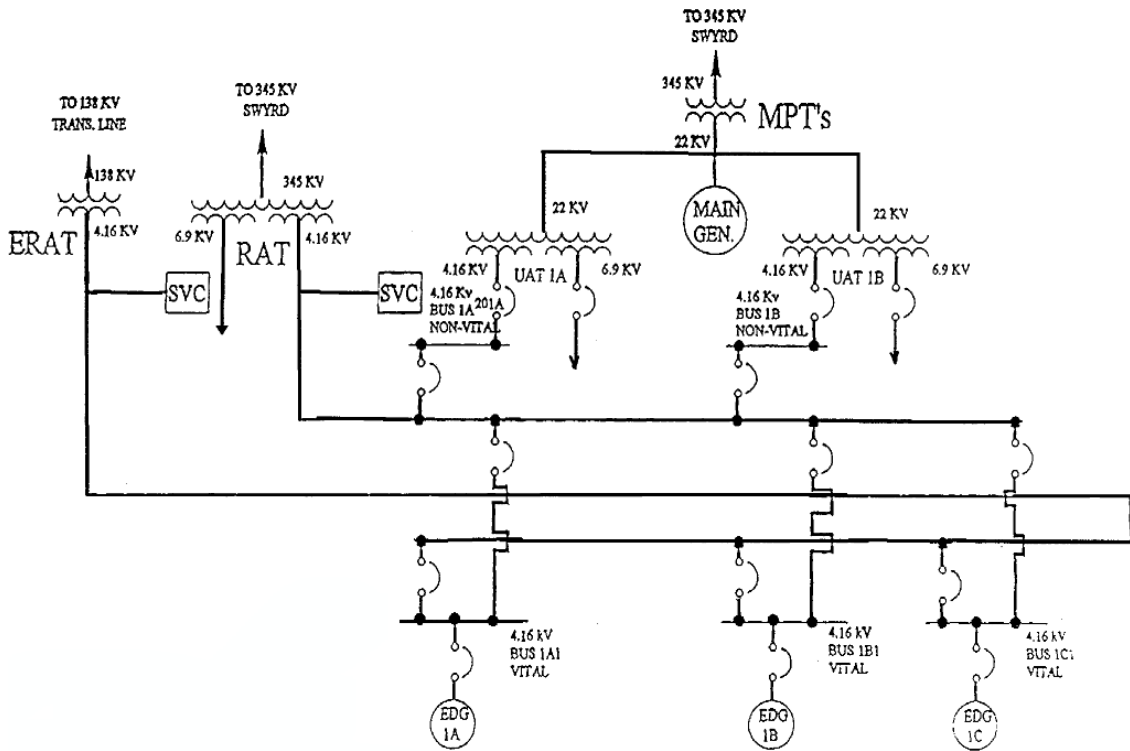


Abb. 2.9 Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Clinton

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

2.3.5.2.1 Clinton Power Station, 28. Februar 2000

Anlagenübersicht			
Standort	DeWitt County, Illinois, USA		
Titel	Out-of-Phase Synchronization Results in Damage to Division 3 Emergency Diesel Generator and Inadequate Design of Static VAR Compensator Freeze Circuit Results in Overvoltage of Class 1E Divisional Bus		
LER	461-2000-002		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	1062 MW
Typ	SWR (BWR-6, Mark III Cont.)	Blöcke	1

Ereignisbeschreibung

Die Anlage Clinton befand sich am 28. Februar 2000 im Vollastbetrieb. Im Rahmen der monatlichen Diesel-WKP sollte der Notstromdiesel in Redundanz 3 mit der 4,16 kV-Schiene 1C1 synchronisiert werden (siehe Abb. 2.9). Die Schienen der Notstromanlage

1A1, 1B1 und 1C1 werden im Normalbetrieb über den Reserve Auxiliary Transformer (RAT) versorgt, für die Durchführung der Diesel-WKP wurde die Versorgung der Schiene 1C auf den Emergency Reserve Auxiliary Transformer (ERAT) umgeschaltet.

Nach erfolgter Synchronisation sollte der Diesel entsprechend der Prüfanweisung mit ca. 2 MW belastet werden. Unmittelbar nach Schließen des Generatorschalters bemerkte ein in der Nähe des Notstromdiesels anwesender Mitarbeiter starke Vibrationen am Diesel bzw. Generator; unmittelbar darauf lief auf der betroffenen Schiene ein Alarm auf, der eine zu hohe Schienenspannung (4,36 kV statt 4,16 kV, also ca. 5 % Überspannung) anzeigte. Entsprechend den einschlägigen Prozeduren wurde daraufhin die Schiene 1C1 vom ERAT getrennt, so dass diese im Inselbetrieb durch den Notstromdiesel versorgt wurde. Das erhöhte Spannungsniveau bestand für ca. 3,5 min. Die Spannung auf der 4,16 kV-Schiene stabilisierte sich unmittelbar nach Öffnen des Generatorschalters wieder auf dem Sollwert.

Die im Anschluss an das Ereignis durchgeführten Untersuchungen ergaben, dass im Rahmen dieses Ereignisses zwei voneinander unabhängige Fehlfunktionen aufgetreten sind. Zunächst kam es zu einem Synchronisationsfehler bei der Zuschaltung des laufenden Notstromdieselgenerators auf die vom ERAT versorgte 4,16 kV-Schiene. Die Ursache dieses Synchronisationsfehlers konnte nicht exakt festgestellt werden, mit hoher Wahrscheinlichkeit lag ein Fehler im automatischen Synchronisationsgerät vor. Unmittelbar nach der Fehlsynchronisation arbeitete der Diesel-Generatorsatz motorisch, d. h. er bezog elektrische Leistung über die verbundene Schiene 1C1.

Infolge dieser – nicht unerheblichen – Leistungsaufnahme kam es auf der Schiene 1C1 zu einem kurzfristigen Spannungseinbruch. Die statischen Blindleistungskompensatoren auf der Unterspannungsseite des ERAT versuchten daraufhin, den Spannungsabfall durch Bereitstellen von zusätzlicher kapazitiver Blindleistung zu kompensieren. Aufgrund einer Fehlkonfiguration der Regelung des Blindleistungskompensators fror diese jedoch ein, so dass die zusätzliche Blindleistung auch nach dem transienten Spannungseinbruch weiter bereitgestellt wurde. Das Einfrieren des Ausgangswertes der Regler war unter bestimmten Bedingungen ausdrücklich vorgesehen, um zu gewährleisten, dass Spannungsschwankungen aufgrund von Umschaltvorgängen zwischen RAT und ERAT nicht zur Abschaltung der statischen Blindleistungskompensatoren führten. Die im Rahmen des Ereignisses aufgetretene Spannungstransiente war bei der Auslegung des Systems nicht hinreichend analysiert worden, so dass die Regelung fälschlicherweise ihre Ausgangssignale einfro.

Durch die zusätzliche kapazitive Blindleistung kam es dann zu der beobachteten Spannungserhöhung auf der Schiene 1C1. Die Spannungserhöhung lag auf der Unterspannungsseite des ERAT vor. Im vorliegenden Fall war von den Schienen der Notstromanlage jedoch nur die Schiene 1C1 betroffen, da die Schienen 1A1 und 1B1 über den RAT und nicht über den ERAT versorgt wurden und somit nicht mit der Fehlerstelle verbunden waren.

Eine Inspektion des betroffenen Notstromdiesel sowie des Generators zeigte Schäden am Stator des Generators infolge der Fehlsynchronisation, Schäden am Dieselmotor wurden nicht gefunden. Des Weiteren wurden keine Schäden an elektrischen Einrichtungen bzw. Verbrauchern aufgrund der Überspannung auf der Schiene 1C1 festgestellt.

Auswertung

Im Rahmen dieses Ereignisses kam es aufgrund der Überlagerung eines Fehlers in einem automatischen Synchronisationsgerät und einem Fehler in der Regelung eines statischen Blindleistungskompensators zu einer quasi-statischen Überspannung auf einer Schiene der Notstromanlage (5 % Überspannung für ca. 3,5 min). Zu Auswirkungen auf andere Schienen kam es nicht, da sich die Spannungserhöhung aufgrund des Fehlers in der Regelung der statischen Blindleistungskompensatoren auf die Unterspannungsseite eines Transformators (des ERAT) beschränkten und dieser nur eine einzelne Schiene (1C1) versorgte; die Schienen 1A1 und 1B1 wurden durch den ERAT versorgt.

Auch wenn im konkreten Fall nur eine Schiene betroffen war, hat der aufgetretene Fehlermechanismus ein erhebliches Potenzial für einen GVA; potenziell wären redundanz- und komponentengruppenübergreifend alle in der elektrischen Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage „unterhalb“ des statischen Blindleistungskompensators befindlichen elektrischen Verbraucher von der Überspannung betroffen. Des Weiteren wäre das Auftreten des Fehlers bei vorliegender Fehlkonfiguration der Regelung bei allen Unterspannungstransienten (z. B. einem Kurzschluss eines elektrischen Pumpenantriebs, auch wenn dieser durch den Überstromschutz des Motors auslegungsgemäß erkannt und geklärt wird) zu unterstellen. Auch in diesem Fall könnte es zu einem Fehlverhalten der Regelung, wie im Rahmen des Ereignisses beobachtet, kommen und auch in diesem Fall könnte hieraus eine quasi-statische Überspannung resultieren, welche dann allerdings alle redundanten Schienen betreffen würde.

Im Rahmen dieses Ereignisses konnte somit ein Fehlermechanismus identifiziert werden, bei dem ein Einzelfehler auf einer (unterlagerten) Schiene potenziell in der Lage ist, redundante Schienen zu beeinflussen. Inwieweit vergleichbare Fehler in deutschen Kernkraftwerken unterstellt werden müssen, wird in Abschnitt 2.4.1 diskutiert.

2.3.5.2.2 Clinton Power Station, 15. September 2000

Anlagenübersicht			
Standort	DeWitt County, Illinois, USA		
Titel	Inability to Restore from Technical Specification Limiting Condition for Operation Due to Inadequate Surveillance Procedure		
LER	461-2000-004		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	1062 MW
Typ	SWR (BWR-6, Mark III Cont.)	Blöcke	1

Ereignisbeschreibung

Am 15. September 2000 befand sich die Anlage Clinton mit ca. 100 % im Volllastbetrieb, als gegen 03:00 Uhr der Emergency Reserve Auxiliary Transformer (ERAT) planmäßig abgeschaltet wurde. Ziel der Abschaltung war unter anderem die Durchführung einer WKP der statischen Blindleistungskompensatoren auf der Unterspannungsseite des ERAT. Gemäß den technischen Spezifikationen der Anlage Clinton müssen beide externen Netzanbindungen der Notstromanlage (also sowohl über den Reserve Auxiliary Transformer (RAT) als auch über den ERAT, siehe Abschnitt 2.3.5) verfügbar sein; ist einer der beiden Netzanbindungen unverfügbar, muss die Anlage nach spätestens 72 Stunden abgefahren werden. Des Weiteren sind gemäß den technischen Spezifikationen die auf der unterspannungsseitige des RAT sowie des ERAT installierten statischen Blindleistungskompensatoren eine notwendige Voraussetzung für die Verfügbarkeit der Netzanschlüsse.

Die statischen Blindleistungskompensatoren sind mit jeweils zwei Schutzrelais¹⁹ ausgestattet; gemäß den technischen Spezifikationen müssen vor dem Zuschalten beide Relais verfügbar sein; die Unverfügbarkeit eines der Schutzrelais führt somit zur (formalen)

¹⁹ Wahrscheinlich digitale Multifunktionsrelais, der genaue Typ der Relais ist nicht bekannt. Die Relais überwachen auf Über- und Unterspannung, Überstrom, Oberschwingungen und Phasenlage.

Unverfügbarkeit des statischen Blindleistungskompensators, was wiederum zur (formalen) Unverfügbarkeit des Netzanschlusses führt.

Im vorliegenden Fall liefen im Rahmen der WKP diverse in den einschlägigen Prüfprozeduren nicht näher beschriebene Fehlermeldungen auf („numerous unexpected responses“), die weder von dem mit der Prüfung beauftragten Personal noch durch das Personal der entsprechenden Fachabteilungen abschließend interpretiert und abgearbeitet werden konnten. Auf Grundlage einer Ausnahmegenehmigung der zuständigen Aufsichtsbehörde setzte die Anlage den Leistungsbetrieb trotz des unverfügbaren Schutzrelais zunächst fort; erst am 20. September konnte der spezifikationsgemäße Zustand wiederhergestellt und das betroffene Schutzrelais wieder in den Betrieb genommen werden.

Auswertung

Das Ereignis ist im Rahmen dieser Auswertung grundsätzlich von untergeordnetem Interesse, es verdeutlicht jedoch das hohe Ausmaß an Komplexität, welches durch die Installation der statischen Blindleistungskompensatoren einschließlich der zugehörigen Überwachungseinrichtungen in den Netzanschlüssen der Anlage entstanden ist.

2.3.5.2.3 Clinton Power Station, 25. April 2002

Anlagenübersicht			
Standort	DeWitt County, Illinois, USA		
Titel	Lack of Barriers to Limit Impact of Grid Disturbance During Reverse Feed of New Main Power Transformers Results in Trip of Static VAR Compensators, Autostart of Emergency Diesel Generator and Shutdown Service Water System Pump		
LER	461-2002-001		
Hersteller	General Electric (GE)	Leistung	1062 MW
Typ	SWR (BWR-6, Mark III Cont.)	Blöcke	1

Ereignisbeschreibung

Die Anlage Clinton befand sich am 25. April 2002 um 05:13 Uhr im Brennelementwechsel (Mode 5, entspricht Betriebsphase E nach SiAnf). Die Schienen 1A1 und 1B1 (siehe Abb. 2.9) wurden durch den RAT versorgt, die Schiene 1C1 durch den ERAT. Im Verlauf der Revision waren unter anderem die drei (jeweils einphasigen) Maschinentransforma-

toren (Main Power Transformer, MPS) der Anlage ausgetauscht worden. Im Moment der erstmaligen Zuschaltung der MPS kam es in der 345 kV- und 138 kV-Schaltanlage aufgrund der hohen Magnetisierungsströme zu einem Spannungseinbruch in Kombination mit starken Oberschwingungen der Frequenz. Im Zuge der Transiente wurden die Abschaltgrenzwerte der statischen Blindleistungskompensatoren sowohl des RAT als auch des ERAT überschritten und die betroffenen Einrichtungen abgeschaltet. Durch die Abschaltung der Blindleistungskompensatoren kam es auf der vom ERAT versorgten Schiene 1C1 zu einem weiteren Spannungseinbruch und daraufhin zur Trennung der Schienen von der externen Netzanbindung und zur Übernahme der Spannungsversorgung der Schiene 1C1 durch den zugehörigen Notstromdiesel. Die Spannung auf den vom RAT versorgten Schienen 1B1 und 1C1 blieb oberhalb der Kriterien für die Einleitung des Notstromfalls.

Aufgrund eines Fehlers in einem Relais kam es zur nicht auslegungsgemäßen Zuschaltung einer gesicherten Nebenkühlwasserpumpe, abgesehen hiervon reagierte die Anlage auslegungsgemäß auf die Transiente. Schäden an elektrischen Einrichtungen und Verbrauchern wurden nicht beobachtet.

Auswertung

Im Rahmen dieses Ereignisses kam es zu einem Notstromfall auf einer Schiene der Notstromanlage bei der erstmaligen Zuschaltung eines neuen Satzes von Maschinentransformatoren. Im Rahmen der Installation der neuen Maschinentransformatoren waren nicht alle Rückwirkungen auf die komplexen Schutzeinrichtungen der in den Netzan schlüssen der Notstromanlage installierten statischen Blindleistungskompensatoren in angemessener Form berücksichtigt worden. Unmittelbar zum Notstromfall kam es lediglich auf der vom ERAT versorgten Schiene 1C1; die statischen Blindleistungskompensatoren des RAT, der die Schienen 1A1 und 1B1 versorgte, schalteten jedoch ebenfalls ab; dass es infolgedessen auf diesen Schienen nicht zu einer Unterschreitung der Grenzwerte zur Einleitung des Notstrombetriebs gekommen ist, muss als Zufall bewertet werden.

Zusammenfassend bestand somit das Potenzial für einen Verlust aller Netzanbindungen aufgrund einer betrieblichen Schalthandlung (Zuschalten der neuen Maschinentransformatoren). Das Ereignis unterstreicht, dass der Einsatz von statischen Blindleistungskompensatoren an sicherheitstechnisch relevanten Positionen in der Energieversorgung ei-

nes Kernkraftwerks nur unter sorgfältiger Berücksichtigung aller möglichen Rückwirkungen erfolgen sollte.

2.3.5.3 Zusammenfassung

Im obenstehenden Abschnitt wurden drei Ereignisse aus der U.S.-amerikanischen Anlage Clinton Power Station vorgestellt, bei denen es zu Verfügbarkeitseinschränkungen der externen Netzanbindungen nach dem Einbau von Einrichtungen zur statischen Blindleistungskompensation in die Eigenbedarfsanlage des Kraftwerks gekommen war.

Hierzu ist zunächst anzumerken, dass der Grund für den Einsatz der statischen Blindleistungskompensatoren auf der Unterspannungsseite des RAT bzw. ERATs nicht nachvollziehbar zu ermitteln war. Laut den Meldetexten sollten durch die Nachrüstmaßnahme die Stabilität der Spannungsversorgung gegenüber Netzschwankungen erhöht werden; tatsächlich ist jedoch im Zeitraum zwischen Inbetriebsetzung der Anlage im Jahre 1987 und der Installation der statischen Blindleistungskompensatoren im Jahr 1999 kein Ereignis in der Datenbank der U.S. NRC verzeichnet, bei dem eine meldepflichtige Störung eines der externen Netzanbindungen vorlag. Aus dem Auswertungszeitraum 2000 bis 2009 liegen drei Ereignisse vor, zwischen 2019 und 2019 drei weitere; bei allen sechs Ereignissen lagen Fehlfunktionen der statischen Blindleistungskompensatoren vor. Entsprechende Einrichtungen wurden nach Kenntnisstand der GRS im Auswertungszeitraum nur in der Anlage Clinton eingesetzt, aktuell ist die Installation im Schaltfeld der Anlage Quad Cities geplant. In Deutschland werden statische Blindleistungskompensatoren aktuell nur innerhalb des Übertragungsnetzes (und nicht in der elektrischen Eigenbedarfsanlage von Kernkraftwerken) eingesetzt.

Unter dem Aspekt der redundanzübergreifenden Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik können aus den drei Ereignissen folgende generische Erkenntnisse abgeleitet werden:

- Fehlfunktionen von statischen Blindleistungskompensatoren stellen eine mögliche Ursache für (quasi)statische Überspannungen dar; derartige Überspannungen können mehrere redundante Stränge der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage gleichzeitig betreffen.
- Für die Beurteilung der Verfügbarkeit einer Spannungsquelle sind nicht nur die Parameter Unterspannung und Unterfrequenz, sondern auch Phasenlage, Überspannung und Oberschwingungsanteil wichtig.

- Auch bei dem in Abschnitt 2.3.5.2.1 beschriebenen Ereignis mit einer (quasi)statischen Überspannung von ca. 5 % für 3,5 min sind keine zusätzlichen Ausfälle elektrischer Einrichtungen und Verbraucher aufgetreten. Diese Beobachtung stützt die Annahme, dass die entsprechenden Einrichtungen und Verbraucher diesbezüglich über nicht unerhebliche Reserven verfügen.

2.3.6 Szenario 6: (Quasi)statische Überfrequenz in der Notstromanlage

2.3.6.1 Übersicht

Im folgenden Abschnitt werden zwei Ereignisse beschrieben, bei denen es zu (quasi)statischen Frequenzabweichungen in der Notstromanlage aufgrund des Einsatzes von Erdungsschaltern in der überlagerten Schaltanlage gekommen ist. Beide Ereignisse stammen aus der Anlage Turkey Point. Die Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Turkey Point ist in Abb. 2.10 schematisch dargestellt.

2.3.6.2 Ereignisse

LER Nummer	Titel
250-2004-001	EDGs Inoperable by Use of GTDs in Startup Transformer Breakers
250-2006-005	Ground Test Devices Installed in Startup Transformer Output Breakers Cause Unit 3 EDGs to be Inoperable

2.3.6.2.1 Turkey Point, 26. Januar 2004

Anlagenübersicht			
Standort	Homestead, Florida, USA		
Titel	EDGs Inoperable by Use of GTDs in Startup Transformer Breakers		
LER	250-2004-001		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	802 MW / 802 MW
Typ	DWR (4-Loop)	Blöcke	2

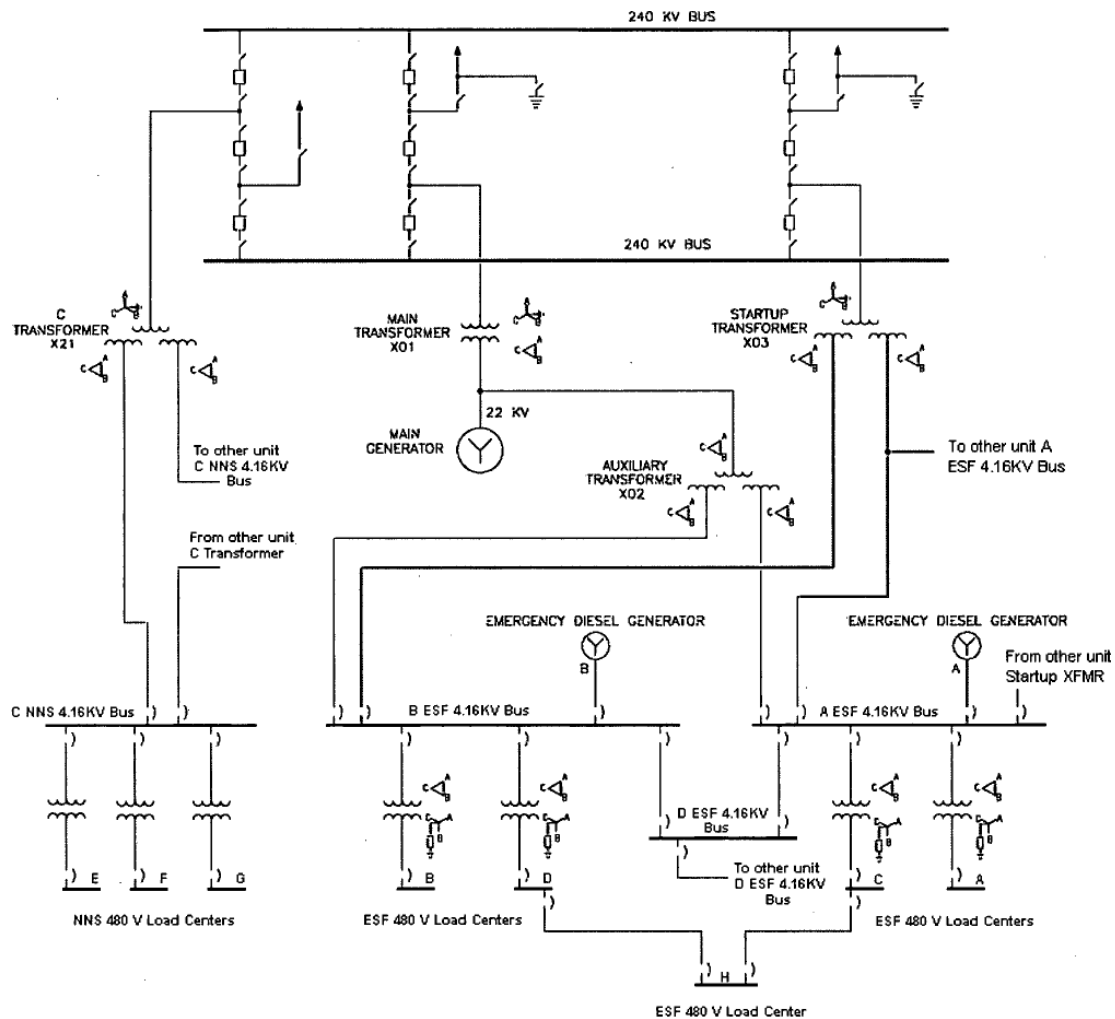


Abb. 2.10 Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Turkey Point

Quelle: U.S. NRC /NRC 19/

Ereignisbeschreibung

Im Rahmen einer ereignisunabhängigen Analyse wurde am 26. Januar 2004 festgestellt, dass bei freigeschaltetem Start-Up Transformer (siehe Abb. 2.4) die Notstromdiesel im Anforderungsfall nicht die spezifikationsgemäße Drehzahl erreicht hätten. Die Drehzahlabweichung führte zur formalen Unverfügbarkeit aller Notstromdiesel.

Der Grund für die Drehzahlabweichung im Anforderungsfall bestand darin, dass die Notstromdieselmotoren nicht, wie laut Auslegung für den Notstrombetrieb vorgesehen, frequenz- bzw. drehzahl geregelt liefen („Isochronous Mode“), sondern mittels einer leistungsabhängigen Drehzahlstatik („Droop Mode“) geregelt wurden. Die Regelung mittels

leistungsabhängiger Drehzahlstatik kommt auslegungsgemäß im Rahmen der Diesel-Parallellauf-WKP zum Einsatz und dient dazu, den Notstromdiesel gezielt Last aufnehmen zu lassen.

Ursache für den falschen Modus der Drehzahl- bzw. Leistungsregelung der Notstromdiesel war, dass dieser durch die Leittechnik des Diesels automatisch in Abhängigkeit von der Schalterstellung in der 4,16 kV-Schaltanlage auf der Unterspannungsseite des Startup Transformers gewählt wurde: Bei geschlossenem Schalter wurde der Diesel mittels einer leistungsabhängigen Drehzahlstatik geregelt (in diesem Fall ging die Regelung davon aus, dass der Diesel im Rahmen einer WKP im Netzparallelbetrieb lief), bei offenem Schalter war die Drehzahlregelung im Eingriff. Bei der oben erwähnten Analyse war festgestellt worden, dass der Einsatz eines Erdungsschalters²⁰ in der 4,16 kV-Schaltanlage auf der Unterspannungsseite des Startup Transformer dazu führt, dass der Leittechnik des Notstromdiesels die Rückmeldung „Schalter geschlossen“ vorlag und dieser folglich den Diesel nicht mit der Drehzahlregelung, sondern der Drehzahlstatik betrieb. In diesem Fall wäre die Frequenz laut der vorliegenden Analyse zeitweilig bis auf 56,2 Hz abgesunken (Soll 60 Hz), womit das Akzeptanzkriterium von 58,8 Hz unterschritten gewesen wäre. Die Spannungsregelung wäre nicht betroffen gewesen und hätte die Spannung innerhalb der technischen Spezifikationen gehalten. Es ist hierbei für das Auftreten des Fehlers ausreichend, den Erdungsschalter im Schaltanlageneinschub zu positionieren; eine Betätigung des Erdungsschalters, d. h. das eigentliche Herstellen einer Erdung ist nicht erforderlich. Der Fehler kann somit unerkannt vorliegen, auch wenn sich die Schaltanlage noch unter Spannung im Betrieb befindet.

Weitergehende Analysen zeigten, dass der Einbau (nicht die Betätigung) von Erdungsschaltern in der Schaltanlage der gesicherten Nebenkühlwasser- bzw. Zwischenkühlkreispumpen dazu führen kann, dass im Notstromfall keine automatische Wiederschaltung der betroffenen Pumpe erfolgt, da die zuständige Leittechnik aufgrund des installierten Erdungsschalters davon ausgeht, dass ein Schalter bereits eingeschaltet und folglich eine Pumpe in Betrieb sei.

²⁰ Erdungsschalter sind Schaltanlageneinschübe, die alle drei Phasen der Schaltablage starr und niederohmig mit der Erde verbinden. Hierdurch ist sichergestellt, dass an der betroffenen Schaltanlage gefahrlos gearbeitet werden kann und Personenschäden z. B. durch Fehlschaltungen oder induzierte Spannungen ausgeschlossen sind.

Auswertung

Bei dem vorliegenden Ereignis hätte bereits der Einbau (eine Zuschaltung der Erdung wäre nicht erforderlich gewesen) eines einzelnen Erdungsschalters in einer übergeordneten Schaltanlage dazu geführt, dass zwei von zwei Notstromdieseln nicht die spezifikationsgemäße Drehzahl erreicht hätten und somit formal unverfügbar gewesen wären. Ein vergleichbarer Fehlermechanismus hätte dazu geführt, dass bei einem Einsatz von Erdungsschaltern in der Schaltanlage der gesicherten Nebenkühlwasser- bzw. Zwischenkühlkreispumpen keine automatische Zuschaltung dieser Pumpen im Notstromfall erfolgt wäre; hier war jedoch immer nur eine Redundanz betroffen.

Bei diesem Ereignis handelt es sich somit um einen latenten, vollständigen (d. h. zwei von zwei Einrichtungen wären potenziell betroffen gewesen) gemeinsam verursachten Ausfall von Notstromdieseln aufgrund eines einzelnen Fehlers in einer übergeordneten Schaltanlage. Eine Relevanz unter dem Aspekt redundanzübergreifend liegt somit grundsätzlich vor. Wie auch bei den in Abschnitt 2.3.1 beschriebenen statischen Asymmetrien im Netzanschluss führte hier eine einzelne Abweichung in einer der Notstromanlage überlagerten Einrichtung dazu, dass der spezifikationsgemäße Betrieb der Notstromanlage im Anforderungsfall nicht mehr sichergestellt wäre.

2.3.6.2.2 Turkey Point, 8. März 2006

Anlagenübersicht			
Standort	Homestead, Florida, USA		
Titel	Ground Test Devices Installed in Startup Transformer Output Breakers Cause Unit 3 EDGs to be Inoperable		
LER	250-2006-005		
Hersteller	Westinghouse	Leistung	802 MW / 802 MW
Typ	DWR (4-Loop)	Blöcke	2

Ereignisbeschreibung

Dieses Ereignis baut direkt auf dem in Abschnitt 2.3.6.2.1 beschriebenen Ereignis auf; dort hatte der Einsatz von Erdungsschaltern im Bereich der unterspannungsseitigen Abgänge der Startup Transformer (siehe Abb. 2.10) dazu geführt, dass die Diesel im Notstromfall nicht die spezifikationsgemäße Drehzahl erreicht hätten.

Am 8. März 2006 befand sich Block 3 der Anlage Turkey Point in Revision, als es gegen 15:53 Uhr zum Ausfall aller Netzanbindungen und folglich zum Start der Notstromdiesel kam. Der Grund für den Ausfall der Netzanbindungen war ein fehlerhaft ansprechendes Unterspannungsüberwachungsrelais. Beide Notstromdiesel des Blocks starteten auslegungsgemäß und übernahmen die Versorgung ihrer zugehörigen Schienen. Am Folgetag gegen 04:00 Uhr war der Startup Transformer wieder verfügbar und sollte die Versorgung der Notstromanlage wieder übernehmen. Im Rahmen der hierfür notwendigen Schalthandlungen stellte das Wartpersonal fest, dass beide Diesel seit dem Start im sogenannten „Droop Mode“ (Regelung der Drehzahl mittels leistungsabhängiger Statik) und somit nicht bei Solldrehzahl liefen. Der Grund hierfür war – wie bereits bei dem in Abschnitt 2.3.6.2.1 beschriebenen Ereignis aus dem Jahr 2004 – der Einsatz eines Erdungsschalters in der 4,16 kV-Schaltanlage auf der Unterspannungsseite des Startup Transformers und die daraus folgende fehlerhafte Interpretation des Schaltzustandes im Eigenbedarf durch die Dieselleittechnik. Die nach dem Ereignis aus dem Jahr 2004 getroffenen prozeduralen/administrativen Maßnahmen waren aufgrund der Verwendung der falschen Prozedur (es wurde die ursprüngliche, vor dem Ereignis 2004 gültige Prozedur anstelle der überarbeiteten Prozedur verwendet) unwirksam.

Beide Schienen der Notstromanlage wurden für ca. 8 Stunden mit zu niedriger Frequenz (58,25 Hz mit der im vorliegenden Anlagenzustand vorliegenden Last, bei höherer Belastung wäre die Frequenz weiter abgesunken) betrieben, die entsprechend den technischen Spezifikationen einzuhaltende Mindestfrequenz beträgt 58,8 Hz; die technischen Spezifikationen waren somit verletzt.

Trotz der längerfristigen Unterschreitung der spezifizierten Mindestfrequenz ist es nicht zu Ausfällen oder Funktionseinschränkungen von elektrischen Verbrauchern gekommen; ebenso wenig wurden verfahrenstechnische Einschränkungen (z. B. Unterschreiten von Mindestmassenströmen bei Pumpen) beobachtet.

Auswertung

Bei diesem Ereignis trat der bereits im „Vorläuferereignis“ (siehe Abschnitt 2.3.6.2.1) beschriebene Fehler in der betrieblichen Praxis zutage. Die aus Sicht des Vorhabens relevante Erkenntnis besteht zum einen darin, dass dieses Ereignis die grundsätzliche Möglichkeit des praktischen Auftretens von (quasi)stationären Unterfrequenzen in der Notstromanlage dokumentiert und gleichzeitig das Vorhandensein – nicht näher quanti-

fizierbarer – Auslegungsreserven der elektrischen Verbraucher gegenüber derartigen Effekten dokumentiert.

2.3.6.3 Zusammenfassung

Im obenstehenden Abschnitt wurden zwei Ereignisse aus der U.S.-amerikanischen Anlage Turkey Point vorgestellt, bei denen der Einsatz (nicht die Betätigung) von Erdungsschaltern in Schaltanlagen der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage zu Verfügbarkeitseinschränkungen der Notstromdiesel geführt hatten.

Eine direkte Übertragbarkeit des Fehlermechanismus auf deutsche Anlagen ist nicht gegeben, da hier keine Wahl des Dieselbetriebsmodus in Abhängigkeit von der Stellung der Kuppelschalter zwischen Eigenbedarfs- und Notstromanlage erfolgt. Dennoch ist dieses Szenario potenziell für eine vertiefte Untersuchung von Interesse und wird in Abschnitt 2.4.1 weiter betrachtet.

Unter dem Aspekt der redundanzübergreifenden Ausfälle im Bereich der Elektro- und Leittechnik können aus den beiden Ereignissen folgende generische Erkenntnisse abgeleitet werden:

- Wie in Abschnitt 2.3.4 beschrieben, wurden bei bestehender Verbindung der Anlage mit einem Netzanschluss (Haupt- oder Reservenetzanschluss) keine (quasi)statischen Frequenzabweichungen beobachtet. Bei Inselbetrieb der elektrischen Erzeugungseinrichtungen (also nach Lastabwurf auf Eigenbedarf oder im Notstromfall) sind jedoch, wie die ausgewerteten Ereignisse dokumentieren, auch (quasi)statische Frequenzabweichungen in der Notstromanlage nicht auszuschließen.
- Trotz Absinken der Frequenz auf ca. 94 % des Sollwerts (56,2 Hz statt 60 Hz) wurden keine Komponentenausfälle beobachtet. Dies bestätigt die z. B. in /VGB 12/ getroffenen Aussagen hinsichtlich einer grundsätzlichen Robustheit der elektrischen Verbraucher gegenüber Frequenzschwankungen.
- Für die Beurteilung der Verfügbarkeit einer Spannungsquelle sind nicht nur die Parameter Unterspannung und Unterfrequenz, sondern auch Phasenlage, Überspannung und Oberschwingungsanteil wichtig.

2.4 Ergebnisse

2.4.1 Bewertung der identifizierten Szenarien hinsichtlich weiterer Auswertungen

Im Hinblick auf eine vertiefte Auswertung im Rahmen der Arbeiten in den Arbeitspaketen AP 2, AP 3 und AP 4 dieses Vorhabens stellen sich die sechs identifizierten und in Abschnitt 2.3 beschriebenen Szenarien wie folgt dar:

- **Statische Asymmetrie im Netzanschluss**

Statische Asymmetrien im Netzanschluss haben zum einen eine hohe sicherheitstechnische Bedeutung, zum anderen sind sie einer vertieften Untersuchung mit dem in AP 2 entwickeltem Modell des elektrischen Eigenbedarfes gut zugänglich. Mit Hilfe des Modells kann der Einfluss der überlagerten Leiterunterbrechung (z. B. im Netzanschluss) auf die einzelnen Schienen der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage im Detail untersucht werden. Basierend auf den ausgewerteten Ereignissen wurden insgesamt 17 für auf die deutsche Anlagentechnik angepasste Sub-Szenarien (siehe Abschnitt 2.4.2) entwickelt, um die große Bandbreite der Einflussfaktoren (Schaltgruppe des Transformators, Sternpunktbehandlung, Last etc.) abbilden zu können. Darüber hinaus können in AP 3 einzelne Ereignisse zur Quantifizierung von Eintrittshäufigkeiten von asymmetrischen Fehlern sowie zur Quantifizierung von Ausfallwahrscheinlichkeiten im Falle eines vorliegenden asymmetrischen Fehlers verwendet werden.

- **Transiente Asymmetrie im Netzanschluss**

Die Auswertung von Ereignissen mit transienten, asymmetrischen Störungen in Abschnitt 2.3.2 zeigte, dass derartige Störungen durchaus zu Ausfällen von elektrischen Einrichtungen und Verbrauchern führen können, die Ausfälle jedoch nicht systematischer Natur sind. Erste Erfahrungen mit dem in AP 2 entwickelten Modell der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage zeigten weiterhin, dass Untersuchungen transienter Phänomene mit erheblichen, mit dem aktuellen Kenntnisstand nicht bewertbaren Unsicherheiten behaftet sind und folglich eine vertiefte Untersuchung mit Hilfe des Modells nicht zielführend ist. Die identifizierten Ereignisse sind jedoch vor allem unter dem Aspekt der komponentengruppenübergreifenden Ausfälle von Interesse.

- **Asymmetrie im elektrischen Eigenbedarf der Anlage**

Das Ziel der Auswertung der asymmetrischen Störungen in der elektrischen Eigenbedarfs- sowie Notstromanlage (einschließlich der Generatorausleitung, also der gesamte Mittel- und Niederspannungsbereich) war es vor allem, die Frage bewerten

zu können, ob Ereignisse bei denen eine Fehlerausbreitung entgegen der Richtung des Lastflusses (siehe Abb. 2.14 und Abb. 2.15) in der Betriebserfahrung dokumentiert sind. Im Rahmen der untersuchten 3467 Ereignisse sind keine Hinweise auf einen derartigen Fall dokumentiert. Die identifizierten Ereignisse werden jedoch im Rahmen des eingereichten Nachfolgevorhabens ein Teil der Datengrundlage hinsichtlich komponentengruppenübergreifender Ausfälle sein.

- **Statische Spannungs- bzw. Frequenzabweichung im Netzanschluss, der Eigenbedarfs- bzw. der Notstromanlage**

Die ausgewerteten Ereignisse ergaben keine Hinweise auf mögliche redundanzübergreifende Ausfälle infolge von statischen Spannungs- bzw. Frequenzabweichungen ungeachtet der Position oder der Fehlerursache. Die Abweichungen betreffen bei den beobachteten Ereignissen ausschließlich die Spannung; Ereignisse mit Frequenzabweichungen wurden keine beobachtet. Eine Untersuchung dieses Szenarios mit Hilfe des NEPLAN-Modells /NEP 19/ ist nicht zielführend, da die Propagation einer statischen Spannungs- bzw. Frequenzabweichung auf die einzelnen Schienen der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage analytisch bewertet werden kann und die Modellierung keine zusätzlichen Erkenntnisse erwarten lässt. Durch die Spannungs- bzw. Frequenzabweichungen verursachte Ausfälle von Verbrauchern sind darüber hinaus rein statistischer Natur und können folglich im Rahmen des NEPLAN-Modells nicht adäquat ermittelt werden. Im Rahmen einer Auswertung unter dem Aspekt der komponentengruppenübergreifenden Ausfälle ergibt sich lediglich, dass keine Ausfälle von Verbrauchern beobachtet worden sind.

- **Spannungsschwankungen aufgrund von statischen Blindleistungskompensatoren in der Eigenbedarfsanlage**

Wie in Abschnitt 2.3.5.1 dargestellt, kann der Einsatz von statischen Blindleistungskompensatoren in der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage zu (quasi)statischen Überspannungen führen. Für die Erkennung und Beherrschung von Überspannungen in der Notstromanlage stehen – im Gegensatz zu Unterspannungen – bei deutschen Kernkraftwerken keine Einrichtungen der Sicherheitsebene 3 zur Verfügung. Gleichzeitig können in einem derartigen Fall Komponentenschäden zumindest bei erheblichen Überspannungen nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden. Wie schon bei den statischen Spannungs- bzw. Frequenzabweichungen im Netzanschluss erscheint jedoch eine Modellierung mit Hilfe des NEPLAN-Modells nicht zielführend, da auch hier die Auswirkungen auf die einzelnen Schienen rein analytisch bewertet werden können, während überspannungsbedingte Ausfälle von Verbrauchern nicht modelliert sind und auch nicht beobachtet worden sind.

- **(Quasi)statische Überfrequenz in der Notstromanlage**

Die in Abschnitt 2.3.6.2 dargestellten Ereignisse sind zwar bezüglich ihrer unmittelbaren Ereignisursache sehr anlagenspezifisch, die Auswirkungen des Fehlers – eine quasistatische Überfrequenz in der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage – sind jedoch potenziell auch für deutsche Kernkraftwerke relevant. Grundsätzlich ist dieses Szenario auch einer Modellierung mittels NEPLAN /NEP 19/ zugänglich; um aussagekräftige Resultate zu erzielen muss jedoch das Verhalten der elektrischen Verbraucher (d. h. im Wesentlichen der elektrischen Antriebe) mit hoher Detailtiefe und unter Berücksichtigung des Belastungszustandes nachgebildet werden. Hierfür sind weitere vertiefende Untersuchungen möglich. Auch dieses Phänomen unterstreicht jedoch die Erkenntnis, dass die Überwachung auf Unterspannung und Unterfrequenz allein nicht geeignet ist, alle möglichen Funktionsbeeinträchtigungen einer elektrischen Versorgungseinrichtung abdeckend zu erkennen.

2.4.2 Aufbereitung des Szenarios „Statische Asymmetrie im Netzanschluss“

Wie in Abschnitt 2.4.1 dargestellt, bietet sich vor allem die statische Asymmetrie im Netzanschluss zur vertieften Auswertung mittels der Software NEPLAN /NEP 19/ an. In den folgenden Abschnitten wird der zugrundeliegende Fehlermechanismus unter besonderer Berücksichtigung der Situation in deutschen Kernkraftwerken und den Anforderungen an die Simulation aufbereitet.

2.4.2.1 Fehlermechanismus

Unterbrechungen einzelner Leiter („Phasenfehler“) können sowohl als auslösende Ereignisse (South Texas NGS, siehe Abschnitt 2.3.1.2.1 und Byron NGS, siehe hierzu Abschnitt 2.3.1.2.4) wie auch als latente Fehler (James A. FitzPatrick NPP, siehe Abschnitt 2.3.1.2.2 und Beaver Valley PS, siehe Abschnitt 2.3.1.2.3) auftreten. Bei einem Phasenfehler als auslösendem Ereignis liegt eine Leiterunterbrechung in einem aktiv genutzten, d. h. einem zumindest mit Teilen der Eigenbedarfs- oder Notstromanlage verbunden Netzanschluss vor. Bei einem latenten Phasenfehler besteht eine Leiterunterbrechung in einem nicht aktiv genutzten Netzanschluss, d. h., dass der Fehler zunächst ohne unmittelbare Auswirkungen bleibt und erst bei einer Anforderung des betroffenen Netzanschlusses (z. B. bei Ausfall des Hauptnetzanschlusses) zu Tage tritt.

Die Auswirkungen einer Leiterunterbrechung sind u. a. in /IAE 16/ im Detail beschrieben. Wird ein Phasenfehler in einem Netzanschluss – also „oberhalb“ der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage – unterstellt, sind grundsätzlich folgende Effekte zu beobachten:

- Der Stromfluss in der betroffenen Phase (d. h. in dem unmittelbar von der Unterbrechung betroffenen Leiter) wird zu Null.
- Die Spannung in der betroffenen Phase sinkt ab, wird jedoch aufgrund der elektromagnetischen Kopplung der Phasen in Transformatoren bzw. Asynchronmotoren nicht zu Null.
- Auf der Unterspannungsseite der Reservenetz- bzw. Eigenbedarfstransformatoren ist der Leiterstrom – ebenfalls infolge der elektromagnetischen Kopplung der Phasen in Transformatoren bzw. Asynchronmotoren – in der betroffenen Phase ungleich Null.
- Es wird eine erhebliche Gegensystemspannung induziert; diese kann u. U. größer als die Mitsystemspannung werden.
- Infolge der Gegensystemspannung treten erhebliche Gegensystemströme auf, so dass der Gesamtstrom in den einzelnen Leitern deutlich über dem im ungestörten, symmetrischen System liegen kann.
- Infolge der erhöhten Leiterströme können Schutzeinrichtungen (Überstromrelais) auslösen oder – wenn derartige Relais nicht vorhanden bzw. ausgefallen sind – elektrische Verbraucher durch Überhitzung zerstört werden. In beiden Fällen ist der betroffene Verbraucher zunächst unverfügbar.
- Die oben genannten Effekte betreffen alle von der geschädigten Netzanbindung versorgten elektrischen Verbraucher, u. U. also die gesamte Eigenbedarfs- sowie Notstromanlage.

2.4.2.2 Sicherheitstechnische Auswirkungen und Übertragbarkeit

Die potenziellen sicherheitstechnischen Auswirkungen eines Phasenfehlers auf ein Kernkraftwerk sind, wie vor allem bei dem Ereignis in der Anlage Byron deutlich geworden, erheblich (vgl. /GRS 13/, /IAE 16/, /RSK 14/). Grundsätzlich sind komponenten-gruppenübergreifende Ausfälle von elektromotorischen Verbrauchern (Pumpen, Lüfter etc.) an allen von dem geschädigten Netzanschluss versorgten Schienen zu unterstellen. Eine Bewertung der tatsächlich zu unterstellenden Ausfallwahrscheinlichkeiten er-

folgt in AP 3. Direkte Ursache für die Ausfälle der Verbraucher können sowohl die Auslösung von Überstromrelais als auch die Zerstörung des betroffenen Antriebs durch Überhitzung sein.

Tritt der Fehler wie unterstellt im Netzanschluss der Anlage auf, so sind alle durch diesen Netzanschluss versorgten Verbraucher gleichermaßen betroffen, so dass nicht nur wie oben dargestellt komponentengruppen- sondern auch redundanzübergreifende Ausfälle unterstellt werden müssen.

Auch wenn der Aufbau des elektrischen Eigenbedarfes in deutschen Kernkraftwerken erheblich von dem in der unmittelbar vom Ereignis betroffenen Anlage abweicht, ist der beobachtete Fehlermechanismus uneingeschränkt auf deutsche Anlagen übertragbar. Aus diesem Grund wurden in den Jahren 2014 bis 2017 in allen deutschen Kernkraftwerken mit Berechtigung zum Leistungsbetrieb Detektionseinrichtungen installiert, mit denen asymmetrische Zustände im elektrischen Eigenbedarf erkannt werden können.

2.4.2.2.1 Anforderungen an das Simulationsmodell

Grundsätzlich muss das Modell zunächst in der Lage sein, ein Dreiphasen-Drehstromsystem vollständig, d. h. alle drei Phasen mit Amplitude, Frequenz und Phasenwinkel, abzubilden und Werte, mit denen eine Quantifizierung der Asymmetrie möglich ist, auszugeben /NOU 13/. Dies betrifft das einspeisende Netz sowie sämtliche Verbraucher (ohmsch, kapazitiv und induktiv). Idealerweise sollte das Modell auch den kapazitiven Einfluss der Kabel zwischen Schaltanlage und Verbrauchern berücksichtigen können.

Darüber hinaus muss das Simulationsmodell in der Lage sein, den eigentlichen Fehlermechanismus – d. h. die Unterbrechung einer einzelnen Phase – zu simulieren. Hierfür muss die Möglichkeit bestehen, einzelne Phasen ohne Kurz- oder Erdschluss zu trennen.

Die Spannungsasymmetrie wird von den Transformatoren zwischen den elektrischen Schienen (Hauptnetz- bzw. Reservenetztransformator, Eigenbedarfstransformatoren sowie die unterlagerten MS/NS-Transformatoren) nicht vollständig übertragen, d. h. die Spannung in der betroffenen Phase wird mit jedem Transformator, der zwischen Fehlerstelle und Messstelle liegt, „regeneriert“ /NOU 13/, /IAE 16/. Die „Regeneration“ betrifft jedoch vor allem die Spannungsamplitude in der betroffenen Phase. Selbst wenn diese

vollständig auf den Ausgangswert angehoben wird, besteht immer noch eine Asymmetrie, da sich die Phasenwinkel eines derartig geschädigten Systems deutlich von denen in einem symmetrischen Dreiphasen-Drehstromsystem unterscheiden. Das Simulationsmodell muss folglich in der Lage sein, die elektromagnetische Kopplung in den Transformatoren zu simulieren oder zumindest hinreichend gut abzubilden. Des Weiteren besteht eine elektromagnetische Kopplung zwischen den drei einzelnen Phasen in den Asynchronmotoren selbst (ein stillstehender Asynchronmotor ist ein Transformator mit kurzgeschlossener Sekundärseite). Auch dieser Effekt muss durch das Simulationsmodell abgebildet werden, um zu aussagekräftigen Ergebnissen zu gelangen.

Abschließend muss das Simulationsmodell in der Lage sein, die für die Bewertung der vorliegenden Asymmetrie relevanten Größen, z. B. die phasenspezifischen Amplituden, Phasenlagen und Frequenzen bzw. hieraus abgeleitete Größen wie die Mit-, Gegen- und Nullsystemspannung des Systems, auszugeben.

2.4.2.2.2 Zu erwartende Erkenntnisse

Mit Hilfe des Simulationsmodells können die Auswirkungen des Phasenfehlers auf den elektrischen Eigenbedarf der Anlage im Detail, d. h. schienenspezifisch, untersucht werden. Es kann daher, ausgehend vom HS- bzw. HöS-Netz, das Ausmaß der Asymmetrie auf der Generatorableitung, den 10 kV-Verteilungen sowie den diesen unterlagerten 660-V- und 380-V-Verteilungen abgelesen werden.

Aufbauend auf diesen Informationen kann dann in AP 2 und AP 3 ein mathematisches Modell entwickelt werden, mit dem die Ausfallwahrscheinlichkeiten der Verbraucher auf den einzelnen Schienen in Abhängigkeit von Art und Ort der Asymmetrie sowie vom aktuellen Anlagenzustand (d. h. vom aktuellen Belastungszustand der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage) beschrieben werden können. Darüber hinaus kann untersucht werden, auf welchen Schienen anstehende Asymmetrien detektiert werden können und welche Grenzwerte hierfür geeignet sind.

2.4.2.2.3 Parametervariationen

Die Auswirkungen einer überspannungsseitigen Leiterunterbrechung auf den elektrischen Eigenbedarf eines Kernkraftwerks hängen von einer Vielzahl an qualitativen und quantitativen Parametern ab /NOU 13/. Die wesentlichsten Einflussfaktoren sind hierbei

die Fehlerart, der Fehlerort, der Anlagenzustand sowie die Sternpunktbehandlung und die Schaltgruppe der Transformatoren.

2.4.2.2.3.1 Fehlerart

Zunächst muss nach der Fehlerart unterschieden werden. Je nachdem, ob ein oder zwei Leiter unterbrochen wurden, liegt ein ein- oder zweiphasiger Fehler vor. Einphasige Fehler sind häufiger als zweiphasige und entstehen z. B. durch mechanische Schäden an Isolatoren oder sonstigen leiterspezifischen mechanischen Komponenten (Stützen, Halterungen etc.). Des Weiteren können einphasige Fehler dadurch entstehen, dass ein einzelner Schalterpol eines dreipoligen Schalters beim Schließen des Schalters versagt. Zweiphasige Fehler sind deutlich seltener, dokumentiert ist lediglich ein Fall, bei dem ein Schalterpol eines Hauptnetzschalters beim Öffnen versagte und somit die Verbindung in zwei der drei Phasen unterbrochen wurde. Grundsätzlich sind jedoch auch zweiphasige Fehler infolge von Bauteilversagen vorstellbar.

2.4.2.2.3.2 Fehlerort

Der zweite relevante Parameter ist die Stelle im Netzanschluss, der Schaltanlage bzw. der Eigenbedarfsanlage – im Folgenden Position – genannt – an der der Fehler auftritt. Mögliche Positionen eines Phasenfehlers in einem aktiven Netzanschluss sind in Abb. 2.11 dargestellt und werden darauffolgend im Detail erläutert.

2.4.2.2.3.2.1 Fehler im vermaschten Teil des Übertragungsnetzes (Position 1)

Hierbei kommt es zu einem Phasenfehler in einer der HöS-Leitung zwischen dem kraftwerksnächsten Schaltfeld und dem sonstigen Übertragungsnetz (in der Abb. 2.11 mit „ÜN-Anschluss 1“ bezeichnet). Eventuell vorhandene, weitere Verbindungen sind nicht betroffen, sodass die Anlage mit einer geschädigten und einer oder mehreren intakten HöS-Leitungen in Parallelschaltung mit dem Übertragungsnetz verbunden ist. Es wird unterstellt, dass alle Übertragungsnetzanschlüsse mit einer gemeinsamen Sammelschiene verbunden sind. Zu untersuchen ist hierbei vor allem die Frage, wie sich Anzahl und Kurzschlussleistung der parallel geschalteten intakten Netzanbindungen auf die in der Anlage selbst auftretenden Asymmetrien auswirken. Generische Werte für Netzkurzschlussleistungen bzw. Impedanzen werden aus /HOF 10/ abgeleitet. Hierauf basierend können Netzkurzschlussleistungen von 5.000, 10.000, 15.000 und 20.000 MVA angenommen werden, während die Gesamtzahl der Netzanbindungen des anlagennächsten

Schaltfelds zwischen 2 und 4 variiert werden kann. Das Verhältnis R/X (Real- zu Imaginärteil der Netzimpedanz) wird für alle Konstellationen mit 0,1 und die Impedanz der Netzanbindung mit 1000Ω abgeschätzt.

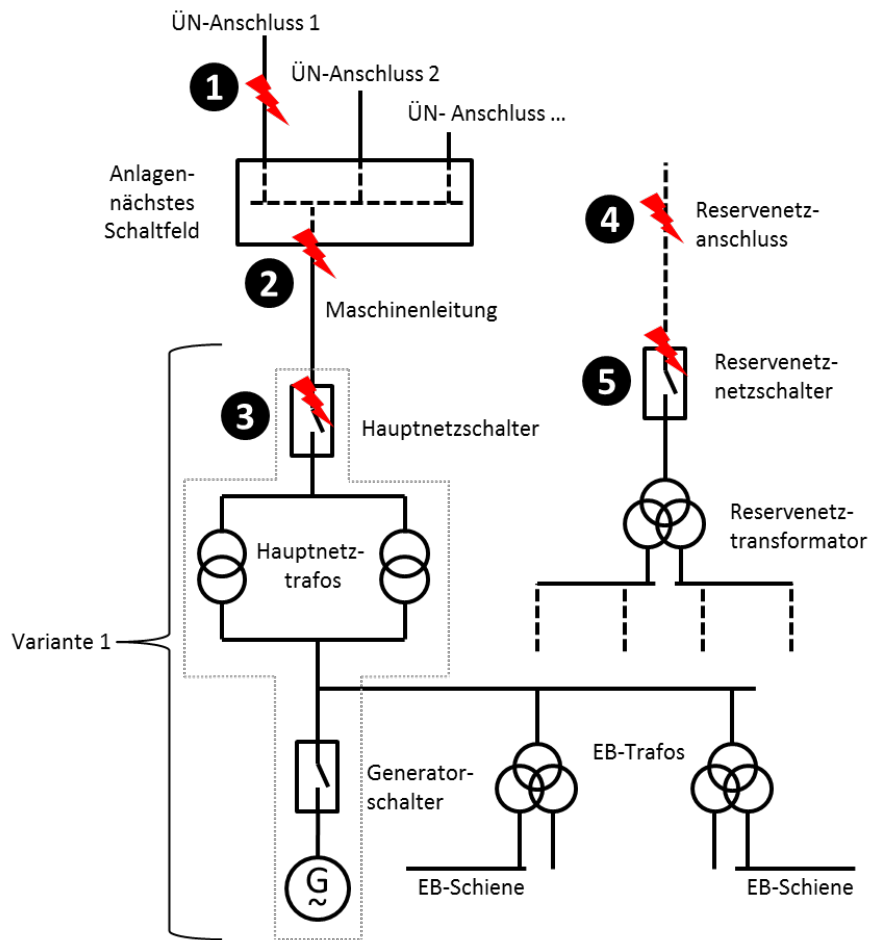


Abb. 2.11 Übersicht Netzanbindungen mit möglichen Fehlerorten

Dargestellt ist die Netzanschlussvariante mit einem Netz- und einem Generatorschalter, die Variante mit jeweils zwei Schaltern kann Abb. 2.13 entnommen werden

2.4.2.2.3.2.2 Phasenfehler in der Maschinenleitung zwischen dem anlagennächsten Schaltfeld und dem Kraftwerk (Position 2)

Hierunter fallen sowohl Phasenfehler infolge des Versagens einzelner Schalterpole im Schaltfeld wie auch sonstige Leiterunterbrechungen (z. B. durch Riss eines Leiterseils). Der Unterschied zwischen einem anlagenfernen Phasenfehler, z. B. in der Maschinenleitung und einem Phasenfehler im Hauptnetzschalter, liegt in der Kapazität der unterbrochenen Leitung, die wiederum eine Funktion deren Länge ist. Im Rahmen dieser generischen Auswertungen wird unterstellt, dass das Kraftwerk über zwei parallele Strom-

kreise mit dem Schaltfeld verbunden ist, die jedoch im Schaltfeld gemeinsam geschaltet werden (siehe Abb. 2.12).

Ein Versagen von Schalterpolen im Schaltfeld würde beide Stromkreise betreffen, während z. B. ein Leiterseilriss in einer Freileitung nur einen Stromkreis betrifft und der parallel intakt bleibt. Der Fall der parallel weiter verfügbaren Leitung wird zunächst nicht weiter betrachtet.

Zu untersuchen ist hierbei vor allem die Fragestellung, welche Auswirkungen unterschiedliche Entfernungen zwischen Anlage und Fehlerort haben. Die Entfernungen zwischen Anlage und anlagennächstem Schaltfeld liegen bei deutschen Anlagen zwischen wenigen 100 m und 20 km, bei ausländischen Anlagen sind auch Leitungslängen deutlich über 100 km möglich.

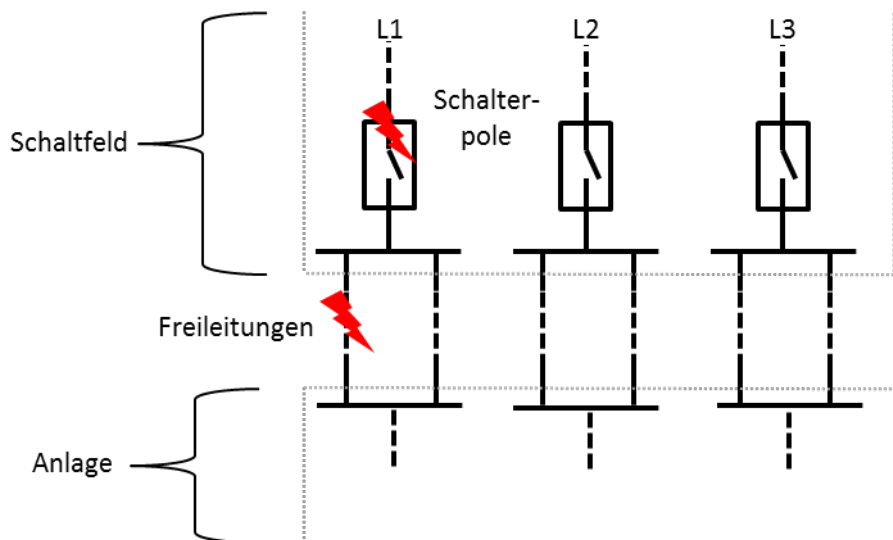


Abb. 2.12 Schematische Darstellung der Verbindung Anlage/Schaltfeld

Die einzelnen Phasen des Dreiphasen-Drehstromsystems sind – im Gegensatz zur sonst üblichen Darstellungsweise – getrennt abgebildet.

2.4.2.2.3.2.3 Phasenfehler im Hauptnetzschalter (Position 3)

Grundsätzlich ist diese Fehlerposition ein Sonderfall von Position 1 (Länge der Maschinenleitung ≈ 0). Da das Versagen einzelner Schalterpole von HV-Schaltern in unmittelbarer Anlagennähe jedoch die in der Betriebserfahrung am häufigsten dokumentierte Ausfallart ist, kann diese Fehlerposition als „Standardfehlerort“ z. B. für Variationen der Anlagenzustände verwendet werden. Zu beachten ist hierbei, dass diesbezüglich unterschiedliche Schaltungsvarianten vorliegen; in Abb. 2.11 ist, als „Variante 1“ bezeichnet,

die Variante mit je einem Netz- und Generatorschalter dargestellt. In Abb. 2.13 ist eine Konfiguration mit je zwei Netz- und Generatorschaltern dargestellt (Variante 2). Bei einem unterstellten Schalterpolversagen in einem der Netzschalter wäre bei Variante 2 nur eine Seite von dem Fehler betroffen, es läge also eine Parallelschaltung einer asymmetrischen und einer symmetrischen Einspeisung vor.

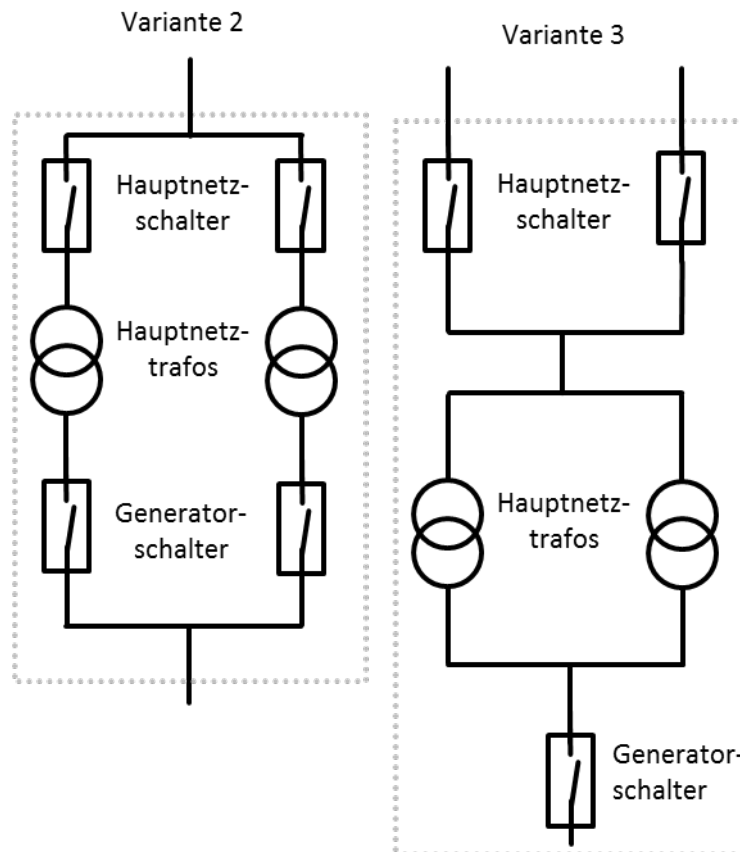


Abb. 2.13 Netzanschlussvarianten mit zwei Generator- und Netzschaltern Verbindung Anlage/Schaltfeld

Da im Rahmen von Szenario 1 nur netzseitige Fehler betrachtet werden, ist es unerheblich, ob unterspannungsseitig ein oder zwei Schalter verwendet werden (Variante 3).

2.4.2.2.3.2.4 Fehler in der Reservenetzleitung (Position 4)

In diesem Fall wird weder das Vorhandensein von parallelen Netzanbindungen noch einer netzseitigen Vermaschung von Haupt- und Reservenetz unterstellt. Analog zum Phasenfehler in der Maschinenleitung kann es sich entweder um einen Schalterfehler oder um eine Leiterseilunterbrechung handeln, auch hier wäre im ersteren Fall der komplette Anschluss betroffen, während im zweiten Fall eine intakte, parallele Leitung verbliebe (siehe Abb. 2.12). Die zu unterstellenden Leitungslängen betragen 5 bis 100 km.

2.4.2.2.3.2.5 Phasenfehler im Reservenetzschalter (Position 5)

Wie auch beim Phasenfehler im Hauptnetzschalter ist dieses Szenario ein Sonderfall des Fehlers in der Reservenetzanbindung mit einer Leitungslänge von ≈ 0 . Analog zum Hauptnetzanschluss ist dies jedoch der wahrscheinlichste Fehlerort und bietet sich somit als Standardszenario für andere Parametervariationen an. Im Bereich der Reservenetzeinspeisung sind bei deutschen Kernkraftwerken ausschließlich Schaltungsvarianten mit einem Netzschalter gebräuchlich.

2.4.2.2.3.3 Anlagenzustand

Wie oben beschrieben hängen die Auswirkungen eines Phasenfehlers ganz maßgeblich vom aktuellen Zustand der Anlage und des elektrischen Eigenbedarfs ab. Hierbei sind folgende Parameter zu unterscheiden: Aktuell genutzter Netzanschluss, Zustand des Generatorschalters (offen oder geschlossen), Belastung des Generators sowie die Last im elektrischen Eigenbedarf. Systematisch können hierbei die in Tab. 2.3 beschriebenen Zustände unterschieden werden, die angenommenen Lasten stellen hierbei generische Werte dar, deren Genauigkeit jedoch für die im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführten Untersuchungen hinreichend gut ist.

Tab. 2.3 Relevante Anlagenzustände

Netzanschluss	Generator	Anlagenzustand	Last im Eigenbedarf
Hauptnetz	Verbunden	Leistungsbetrieb Volllast ($\approx 100\%$)	Hoch (≈ 60 MW)
		Leistungsbetrieb Teillast ($\approx 40\%$)	Hoch (≈ 60 MW)
	Getrennt	Unterkritisch heiß	Hoch (≈ 40 MW)
		Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	Mittel (≈ 20 MW)
		Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Niedrig (≈ 10 MW)
--	Getrennt	Unterkritisch heiß	Hoch (≈ 40 MW)
		Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	Mittel (≈ 20 MW)
		Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Niedrig (≈ 10 MW)

2.4.2.2.3.4 Sternpunktbehandlung und Schaltgruppe

Das Übertragungsverhalten der Transformatoren hinsichtlich asymmetrischer Spannungen hängt maßgeblich von der verwendeten Schaltgruppe und der Sternpunktbehandlung (Sternpunkterdung) ab. Die Schaltgruppe bezeichnet hierbei die jeweils gewählte Verschaltung der drei Phasen auf der Ober- und Unterspannungsseite des Transformators.

Hinsichtlich der Schaltgruppe ist bei den Maschinentransformatoren in allen deutschen Kernkraftwerken eine Stern(Y)/Dreieck(Δ) -Schaltung gebräuchlich. Die Sternpunktbehandlung der Maschinentransformatoren in Deutschland variiert hingegen erheblich (siehe Tab. 2.4), es gibt sowohl Anlagen mit starr geerdetem Sternpunkt wie auch solche mit offenem Sternpunkt. Im Bereich der Reservenetzanschlüsse existiert in deutschen Kernkraftwerken eine erhebliche Vielfalt hinsichtlich der Art und Anzahl der verwendeten Transformatoren. Es werden sowohl Dreiwickler (eine überspannungsseitige und zwei unterspannungsseitige Wicklungen) wie auch Zweiwickler (eine überspannungsseitige und eine unterspannungsseitige Wicklung) verwendet. Darüber hinaus sind Varianten mit einem oder mit zwei Transformatoren im Einsatz. Abgesehen von einer Anlage werden die Reservenetztransformatoren mit offenem Sternpunkt betrieben.

Tab. 2.4 Zusammenstellung der Haupt- und Reservenetztransformatoren in deutschen Kernkraftwerken

Anlage	Hauptnetz	Reservenetz	Maschinentransformator ²¹	Reservenetztransformator
KBR	1 Generatorschalter 2 Netzschalter (mit Sammelschiene)	1 Reservenetzschalter	2 × Y/Δ Beide Sternpunkte geerdet	2 × Y/Δ/Δ Trafo BS01: Sternpunkt offen Trafo BS02: Sternpunkt geerdet
KWG	1 Generatorschalter 1 Netzschalter	2 Reservenetzschalter	2 × Y/Δ Sternpunkte offen (Erdung zuschaltbar)	2 × Y/Δ/Δ Sternpunkte offen
KKE	1 Generatorschalter 1 Netzschalter	2 Reservenetzschalter	2 × Y/Δ Beide Sternpunkte geerdet	2 × Y/Δ Sternpunkte offen
KKP-2	1 Generatorschalter 2 Netzschalter (mit Sammelschiene)	1 Reservenetzschalter	2 × Y/Δ Beide Sternpunkte geerdet	1 × Y/Δ/Δ Sternpunkt offen
GKN-2	1 Generatorschalter 1 Netzschalter	1 Reservenetzschalter	2 × Y/Δ Beide Sternpunkte geerdet	1 × Y/Δ/Δ Sternpunkt offen
KRB-II B/C	3 Generatorschalter 2 Netzschalter	1 Reservenetzschalter	2 × Y/Δ Sternpunktbehandlung abhängig von Vorgabe des Lastverteilers	1 × Y/Δ Sternpunkt offen
KKI-2	2 Generatorschalter 2 Netzschalter	1 Reservenetzschalter	2 × Y/Δ Sternpunkte offen (Erdung zuschaltbar)	1 × Y/Δ/Δ Sternpunkt offen

79

²¹ Y/Δ bezeichnet eine Sternschaltung hochspannungsseitig und eine Dreiecksschaltung niederspannungsseitig. Y/Δ/Δ bezeichnet eine Sternschaltung hochspannungsseitig und Dreiecksschaltungen auf beiden Niederspannungsseiten.

2.4.2.2.3.5 Zusammenfassung Parametervariation

Werden alle erfassten Varianten aufaddiert, ergeben sich mehr als 500 mögliche Konfigurationen. Selbst wenn alle Varianten, bei denen es zu keinen unmittelbaren Auswirkungen kommt (z. B. ein Fehler im Reservenetzschalter, während sich die Anlage im Leistungsbetrieb befindet), sind dies deutlich mehr Variationen, als mit vertretbarem Aufwand simuliert werden können.

Basierend auf der Betriebserfahrung, bisherigen Forschungsarbeiten (z B. /GRS 13/, /RSK 14/ und /IAE 16/) sowie Engineering judgement wurden 17 Varianten identifiziert, die voranging simuliert und analysiert werden sollen (siehe Tab. 2.5). Mit den Varianten 1 bis 12 wird der in der Betriebserfahrung am häufigsten beobachtete Phasenfehler – ein Versagen einzelner Schalterpole im Netzschalter – systematisch hinsichtlich Fehlerart, Anlagenzustand und Sternpunktbehandlung variiert. Anschließend werden punktuell andere Parameter (Fehlerort, Anlagenleistung, Schaltung des Netzanschlusses) variiert.

Tab. 2.5 Priorisierte Parametervariationen

Nr.	Fehlerart	Fehlerort	Anlagenzustand	Konfiguration	Sternpunkt
1	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen
2	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	geerdet
3	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen
4	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	geerdet
5	Einpolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	offen
6	Einpolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	geerdet
7	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	offen
8	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	geerdet
9	Einpolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	-	offen
10	Einpolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	-	offen

Nr.	Fehlerart	Fehlerort	Anlagenzustand	Konfiguration	Sternpunkt
11	Zweipolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	-	offen
12	Zweipolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	-	offen
13	Einpolig	Maschinenleitung (50 km)	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen
14	Zweipolig	Übertragungsnetz	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen
15	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 2	offen
16	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 3	offen
17	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Teillast)	Variante 1	offen

Diese oben dargestellten 17 Szenarien bilden die Grundlage für die Auswertungen am Modell des elektrischen Eigenbedarfs im Arbeitspaket AP 2.

2.4.3 Negativbefunde

Vor Beginn der Auswertung waren weitere Effekte, die nach Ansicht der GRS potenziell zu Beeinträchtigungen von elektrischen Verbrauchern führen können, in Erwägung gezogen worden, für deren tatsächliches Auftreten im Rahmen der Auswertung der 3467 Ereignisse und ca. 1000 Anlagenjahren jedoch keine Hinweise entdeckt wurden. Diese nicht identifizierten Effekte werden im Folgenden kurz skizziert. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Nicht-Beobachtung von Effekten kein Nachweis für deren Nicht-Existenz darstellt.

2.4.3.1 Horizontale Fehlerausbreitung

Hauptziel dieses Arbeitspakets war es, Phänomene und Effekte zu identifizieren, die gleichzeitig in mehreren Redundanzen der elektrischen Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage zu Ausfällen bzw. zu Funktionseinschränkungen von elektrischen Verbrauchern führen können. Betrachtet wurden hierbei ausschließlich Phänomene und Effekte die sich durch bzw. entlang einer direkten Verbindung mehrerer Redundanzen (z. B. einem gemeinsamen Netzanschluss) ausgebreitet haben. A priori kann hierbei grundsätzlich zwischen Fehlern unterschieden werden, die sich in der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage vertikal ausbreiten, und solchen, die sich horizontal ausbreiten.

Im Fall einer vertikalen Fehlerausbreitung liegt die Fehlerstelle in einer gemeinsamen genutzten Einrichtung (z. B. im Verbundnetz, der Schaltanlage oder einem Eigenbedarfstransformator) und breitet sich nach „unten“, d. h. in Richtung der unterlagerten Einrichtungen, Schienen und Verbraucher, aus (siehe Abb. 2.14). Die Richtung der Fehlerausbreitung folgt somit grundsätzlich der Richtung des Lastflusses. Auslegungsgemäß sollten sich im Falle einer geschädigten überlagerten Netzanbindung die notstromgesicherten Schienen von der Eigenbedarfsanlage trennen und den Notstrombetrieb einleiten; in der Betriebserfahrung sind jedoch Fälle dokumentiert, bei denen das vorhandene Überwachungskonzept nicht in der Lage war, den geschädigten Zustand der überlagerten Netzanbindung zu erkennen; ein Beispiel für einen Fehler, der von den zum Ereigniszeitpunkt vorhandenen Überwachungseinrichtungen der notstromgesicherten Schienen nicht erkannt werden konnte, ist die asymmetrische (d. h. die ein- oder zwei-phasige) Unterbrechung der Netzanbindung der Anlage der sogenannte „Phasenfehler“ (siehe Abschnitt 2.3.1).

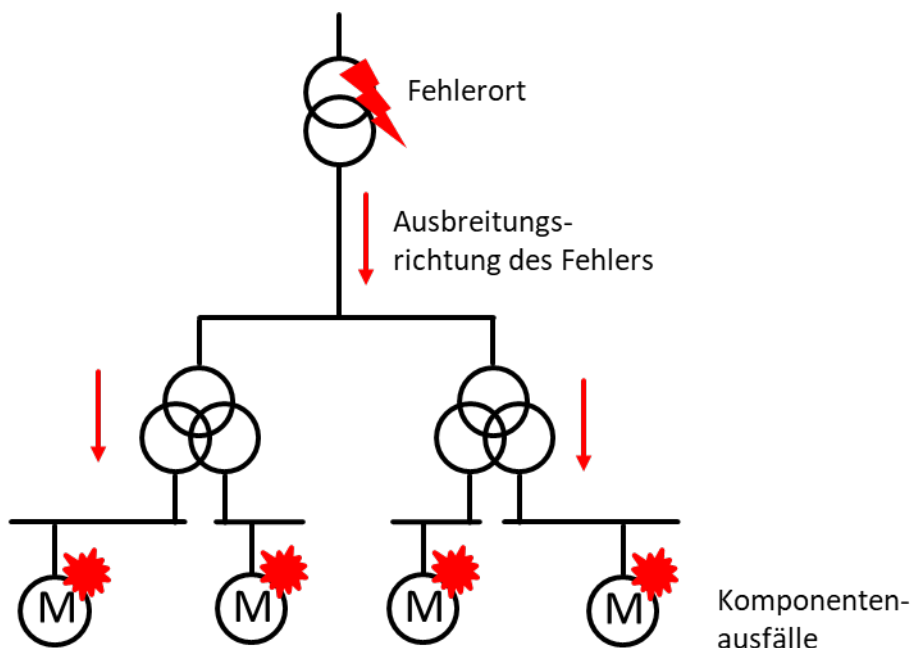


Abb. 2.14 Vertikale Fehlerausbreitung

Schematische Darstellung einer Fehlerpropagation in vertikaler Richtung; Der Fehler tritt oberhalb der Verbindungsstelle der redundanten Stränge auf und propagiert dann in Richtung des Lastflusses.

Im Gegensatz zum oben dargestellten Fall würde sich ein in horizontaler Richtung ausbreitender Fehlermechanismus zunächst entgegen der Lastflussrichtung „nach oben“

ausbreiten und dann über eine gemeinsame Verbindungsstelle auf die redundanten Stränge bzw. Schienen einwirken (siehe Abb. 2.15).

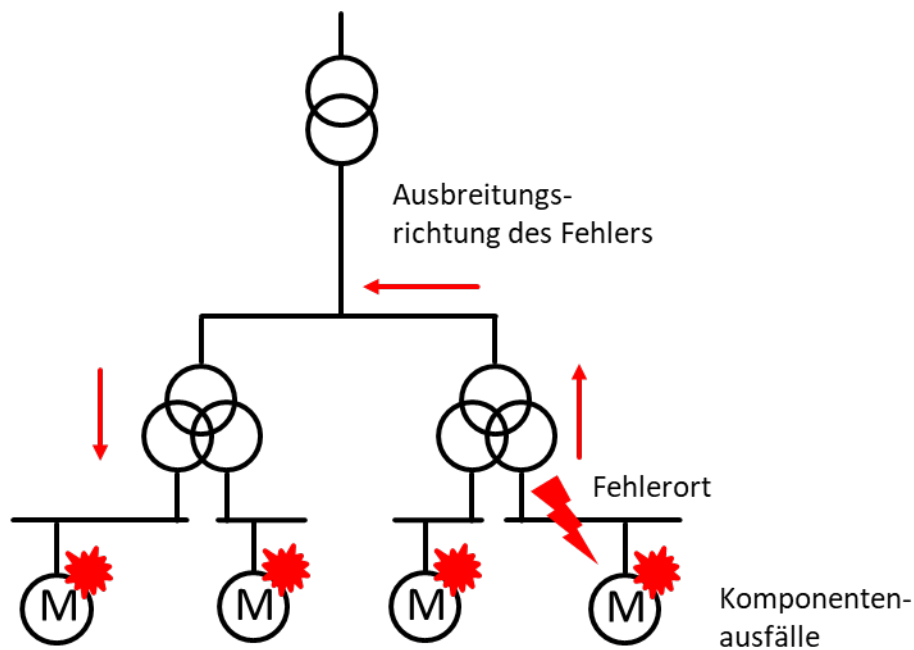


Abb. 2.15 Horizontale Fehlerausbreitung

Schematische Darstellung einer Fehlerpropagation in horizontaler Richtung; der Fehler tritt unterhalb der Verbindungsstelle der redundanten Stränge auf, propagiert zunächst entgegen der Richtung des Lastflusses und dann über die gemeinsame Verbindungsstelle in die redundanten Stränge.

Als mögliche Verbindungsstelle kommen hierbei vor allem Dreiwickler-Transformatoren (z. B. zwischen Generatorausleitung und Eigenbedarfsanlage) in Betracht; die Untersuchungen zum Thema Phasenfehler hatten verdeutlicht, dass es aufgrund der elektromagnetischen Kopplungen innerhalb der Transformatoren zu unerwarteten Effekten kommen kann und somit eine Fehlerausbreitung in horizontaler Richtung – und damit zunächst entgegen der Lastflussrichtung – nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden kann.

Bei der im Rahmen dieses Arbeitspakets durchgeführten Auswertung der U.S.-amerikanischen Betriebserfahrung der Jahre 2000 bis 2009 konnten jedoch bei keinem der 3467 betrachteten Ereignisse Hinweise auf einen Fehlermechanismus identifiziert werden, der sich in horizontaler Richtung ausgebreitet hat.

2.4.3.2 Harmonische Oberschwingungen

Abweichungen der Netzspannung von der idealen Sinusform, welche vor allem durch harmonische Oberschwingungen verursacht werden, können zu Funktionsbeeinträchtigungen sowohl von Motoren (zusätzliche Erwärmung) wie auch von Einrichtungen der Leittechnik führen. Ursache für die Einkopplung von Oberschwingungen in elektrische Versorgungssysteme ist der vermehrte Einsatz von Leistungselektronik (im Kernkraftwerk, z. B. statische Wechselrichter in der Notstromanlage). Ungeachtet der Tatsache, ob und in welchem Umfang derartige Oberschwingungen in den Eigenbedarfs- und Notstromanlagen vorhanden waren, sind keine Ereignisse beobachtet worden, bei denen es zu Ausfällen von elektrischen Einrichtungen aufgrund von Abweichungen in der Sinusform der Versorgungsspannung gekommen war.

2.4.3.3 Übergreifende System und Komponentenausfälle nach Netzstörungen

Ereignisse, bei denen es aufgrund von Störungen im Verbundnetz zum Verlust von einzelnen bzw. aller Netzanbindungen eines Kernkraftwerks gekommen ist, sind in der U.S.-amerikanischen Betriebserfahrung deutlich häufiger als in deutschen Kernkraftwerken. Grund hierfür ist zum einen die größere Ausdehnung und die geringere Vermaschung des U.S.-amerikanischen Verbundnetzes und zum anderen die im Vergleich zu Mitteleuropa deutlich höhere Häufigkeit für das Auftreten von schweren Witterungseinwirkungen (z. B. Blizzard) auf das Verbundnetz.

Bei der Auswertung der entsprechenden Ereignisse wurden zwar einzelne potenziell relevante Aspekte entdeckt – diese sind in Abschnitt 2.3 beschrieben –, es ergeben sich jedoch keine Erkenntnisse, die jenseits der Empfehlungen in WLN 2013/05 „Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der Fremd- bzw. Reservenetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen“ /GRS 13/ auf einen weiteren Schutzbedarf gegenüber netzbedingten Einwirkungen hindeuten.

2.5 Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurden 3467 Ereignisse aus ca. 1.000 Reaktorbetriebsjahren aus der U.S.-amerikanischen Betriebserfahrung mit aus Kernkraftwerken im Hinblick auf Fehlermechanismen analysiert, die zu redundanzübergreifenden und komponentengruppen-übergreifenden Ausfällen von elektrischen Verbrauchern in den Ei-

genbedarfs- und Notstromanlagen von Kernkraftwerken geführt haben oder potenziell hätten führen können.

Bei insgesamt 244 Ereignissen lagen Hinweise auf derartige Fehlermechanismen vor, bei 24 Ereignissen konnten diese Hinweise im Rahmen einer detaillierten Auswertung konkretisiert werden. Aus diesen 24 Ereignissen wurden sechs Szenarien abgeleitet, bei denen relevante Phänomene beobachtet worden waren. Dies sind:

- statische Asymmetrie im Netzanschluss,
- transiente Asymmetrie im Netzanschluss,
- Asymmetrie im elektrischen Eigendarf der Anlage,
- statische Spannungs- bzw. Frequenzabweichung im Netzanschluss,
- Spannungsschwankungen aufgrund von statischen Blindleistungskompensatoren in der Eigenbedarfsanlage,
- (quasi)statische Überfrequenz in der Notstromanlage.

Hierbei zeigte sich vor allem bei Ereignissen mit statischen Asymmetrien im Netzanschluss ein erhebliches Potenzial für systematische, redundanzübergreifende und komponentengruppenübergreifenden Ausfälle. Das Szenario „statische Asymmetrie im Netzanschluss“ wurde unter Berücksichtigung der Anlagentechnik in deutschen Kernkraftwerken aufbereitet; basierend auf den hierbei erzielten Ergebnissen wird dieses Szenario in den folgenden Arbeitspaketen vertieft untersucht.

Bei den Ereignissen mit transienten Asymmetrien im Netzanschluss sowie bei Asymmetrien in der Eigenbedarfsanlage wurden zwar einzelne Komponentenausfälle beobachtet, jedoch keine gleichzeitigen, systematischen Ausfälle.

Bei den beobachteten Ereignissen mit statischen Spannungs- bzw. Frequenzabweichungen im aktiven Netzanschluss – in der Praxis wurden ausschließlich Ereignisse beobachtet, bei denen eine Unterspannung vorlag – lagen zwar redundanzübergreifende Einwirkungen auf die elektrischen Verbraucher vor, diese Einwirkungen führten jedoch nicht zu Ausfällen oder Funktionseinschränkungen.

Statische Blindleistungskompensatoren sind halbleiterbasierte Einrichtungen, mit denen induktive sowie kapazitive Blindleistung ohne rotierende Synchronmaschinen (Genera-

tor im Phasenschieberbetrieb) bereitgestellt werden kann. Derartige Einrichtungen werden aktuell in Deutschland nur vereinzelt im Versorgungsnetz eingesetzt, es ist jedoch zu erwarten, dass sie zukünftig vermehrt Verwendung finden werden. Durch die Auswertung der entsprechenden Ereignisse aus der U.S.-amerikanischen Betriebserfahrung konnten Erkenntnisse hinsichtlich möglicher Fehlermodi (z. B. eine statische Überspannung im betroffenen Netzbereich) gewonnen werden.

Die Ereignisse mit einer quasistatischen Überfrequenz in mehreren Redundanzen der Notstromanlage wurden in den Betrachtungsumfang mit aufgenommen, da bezüglich dieses Fehlermodus aus deutschen Anlagen keine Betriebserfahrung vorliegt. Wie auch bei den Ereignissen mit einer statischen Unterspannung lag zwar eine redundanz- und komponentenübergreifende Einwirkung vor, es wurden jedoch keine Komponentenausfälle beobachtet.

Zusammenfassend wurde im Rahmen der Auswertungen eine Reihe von elektrischen Effekten in der betrieblichen Praxis beobachtet, die potenziell zu komponenten- bzw. redundanzübergreifenden Einwirkungen auf die Verbraucher der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage führen können. Unter anderem wurden auch Kenntnisse hinsichtlich neuer, aktuell noch nicht in deutschen Kernkraftwerken eingesetzter Komponenten (statische Blindleistungskompensatoren) gewonnen.

3 Modellierung der elektrischen Energieversorgung eines Kernkraftwerks und Analyse der Fehlerfortpflanzung bei übergreifenden Ausfällen

3.1 Modellsystem

Die Modellierung der elektrischen Energieversorgung eines Kernkraftwerks erfolgte in diesem Vorhaben mit der Software NEPLAN /NEP 19/. Diese Software erlaubt eine Vielzahl unterschiedlicher Berechnungen (z. B. Lastflussberechnungen, Kurzschlussberechnungen, Oberspannungsanalysen und dynamische Simulationen). Für die Analysen innerhalb dieses Vorhabens wurden überwiegend Berechnungen mit dem Modul „Dynamische Simulation (Transient/EMT)“ von NEPLAN durchgeführt, da dieses die im Kapitel 2 beschriebenen Anforderungen vollständig erfüllt. So können mit diesem Berechnungsmodul u. a. für alle drei Phasen zeitabhängige Amplituden, Frequenzen und Phasenwinkel berechnet und ausgegeben werden.

Auf Basis der bei der GRS vorhandenen Informationen über deutsche Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktoren wurde ein generisches Modell der Energieversorgung eines Kernkraftwerks erstellt. Dieses orientiert sich grundsätzlich am Aufbau der elektrischen Eigenbedarfsversorgung von Anlagen des Typs Konvoi. Abb. 3.1 zeigt eine Übersicht dieses Modellsystems. Gut zu erkennen ist der nach Redundanzen (Scheiben) getrennte 4-strängige Aufbau sowie die Anbindung an das 400 kV-Verbund- (Mitte oben) und das 110 kV-Reservenetz (rechts oben). Für die Übersichtlichkeit des (in dieser Größe ohnehin nur grob überschaubaren) Modells, wurde in Abb. 3.1 auf die zusätzliche Darstellung der Verbraucher an den einzelnen Schienen verzichtet.

Abb. 3.2 zeigt exemplarisch, wie zusätzlich auf allen Schienen Verbraucher angebunden sind. Für eine klare Zuordnung und Darstellung wurden sämtliche Elemente unter Verwendung des in deutschen Kernkraftwerken üblichen Kraftwerk-Kennzeichnungssystems (KKS) verwendet. So handelt es sich beispielsweise bei der angebundenen Asynchronmaschine JEB10 AP001 um den Antrieb der Hauptkühlmittelpumpe 1.

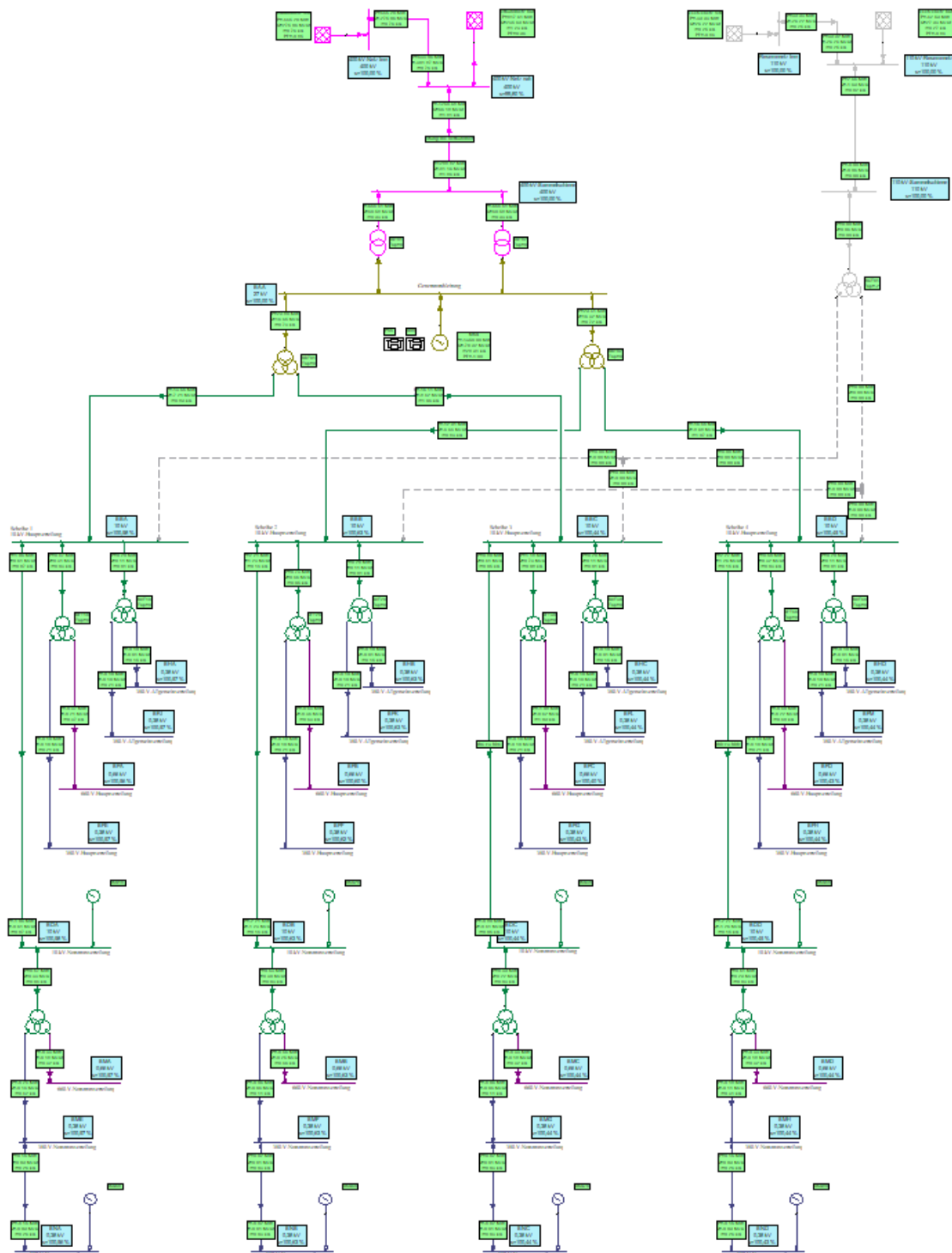


Abb. 3.1 Übersicht über das Modellsystem der elektrischen Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks

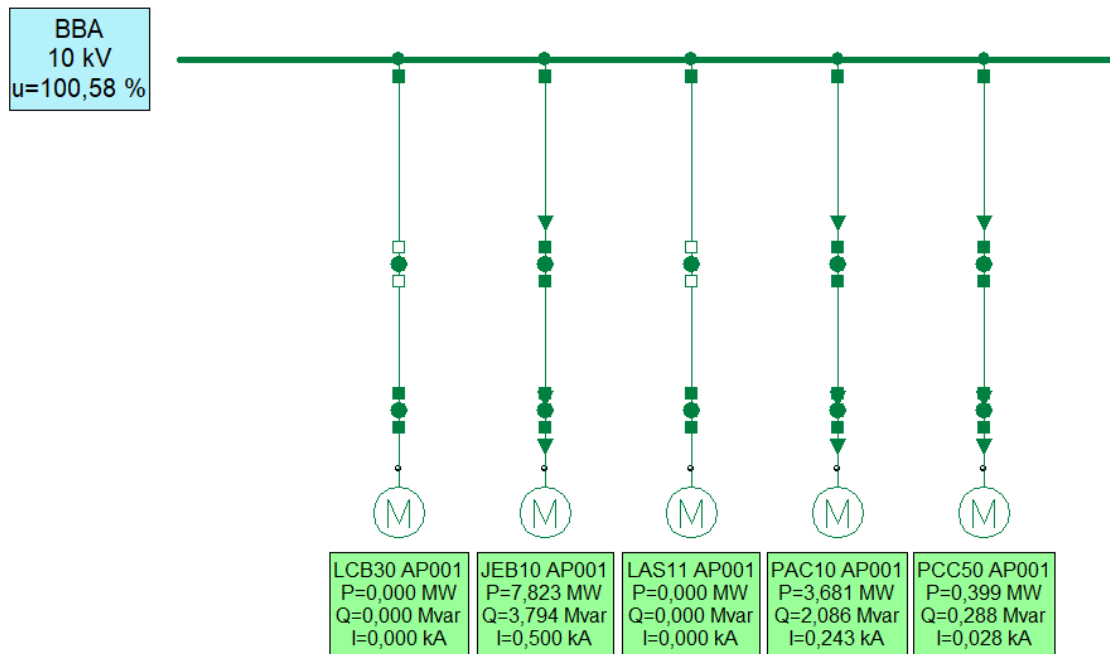


Abb. 3.2 Beispielhafte Darstellung von Verbrauchern auf einer Schiene (hier 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1).

Aufgrund der großen Anzahl von Informationen und Parametern, die für die Erstellung des Modellsystems notwendig waren, wird an dieser Stelle auf eine detaillierte Übersicht verzichtet. Genauere Informationen finden sich in /BER 19/.

3.2 Einsatzmöglichkeiten des Modellsystems

Das mit NEPLAN /NEP 19/ erstellte Modell einer Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks erlaubt eine Vielzahl unterschiedlicher Berechnungen und Simulationen. NEPLAN besitzt 24 unterschiedliche Module für unterschiedliche Analysen (Details hierzu können beispielsweise der Hilfe von NEPLAN oder der Webseite der NEPLAN AG entnommen werden /NEP 19/). Die im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführten Analysen wurden fast ausschließlich mit dem Modul „Dynamische Simulation (Transient/EMT)“ von NEPLAN durchgeführt.

In den folgenden Abschnitten werden die grundsätzlichen Berechnungsmöglichkeiten der Module von NEPLAN genauer beschrieben, insofern diese in diesem Vorhaben genutzt wurden oder für künftige Untersuchungen von Interesse sein könnten.

3.2.1 Lastflussberechnungen

Lastflussberechnungen erlauben grundlegende numerische Analysen von elektrischen Energieversorgungsnetzen. Der Fokus liegt dabei auf den verschiedenen Formen der elektrischen Leistung (Blindleistung, Wirkleistung und Scheinleistung) anstatt auf Strömen und Spannungen wie bei traditionellen Schaltungsanalysen /HEU 10/, /OED 16/.

Lastflussberechnungen haben üblicherweise eine große Bedeutung bei der Planung von Änderungen oder der Erweiterung von Energieversorgungsnetzen sowie bei der Ermittlung optimaler Betriebszustände von bestehenden Systemen. Die entsprechenden Berechnungsmethoden sind in der Literatur ausführlich dokumentiert und könnten theoretisch auch problemlos von Hand durchgeführt werden, was aufgrund der Größe des Modellsystems jedoch einen erheblichen Aufwand darstellen würde. Es existieren viele Programme, darunter auch einige frei verfügbare Lösungen, die Lastflussberechnungen erlauben.

Abb. 3.3 zeigt als ein Beispiel für eine Lastflussberechnung mit NEPLAN einen Teil des Modellsystems im ungestörten Volllastbetrieb. Ein Teil der Ergebnisse der Lastflussberechnung wird in den grünen Kästen in dieser Abbildung dargestellt. Hier kann man sehr gut die ausgeglichenen Wirk- (P) und Blindleistungen (Q) über die Maschinentransformatoren sowie die Eigenbedarfstransformatoren im gewählten Betriebszustand ablesen.

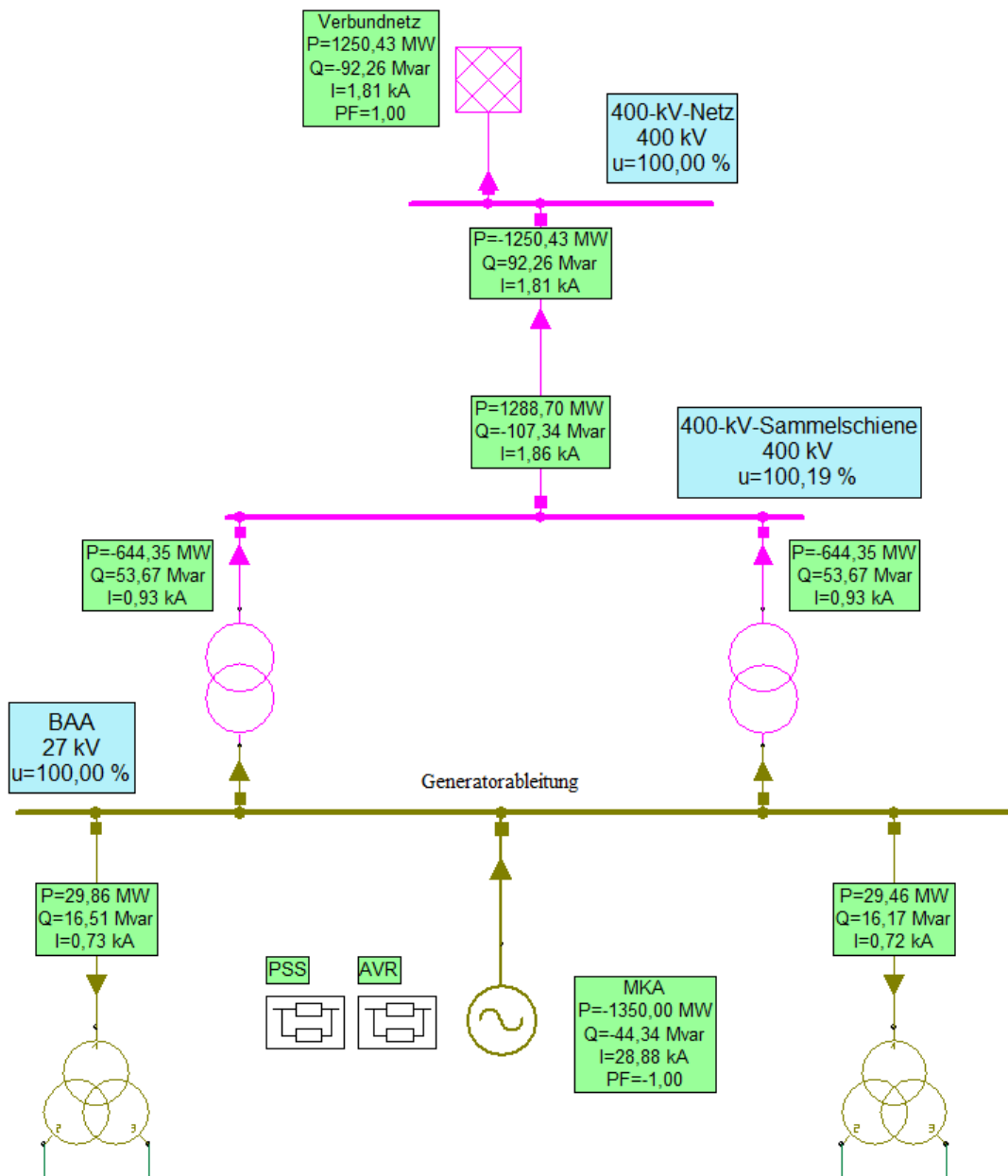


Abb. 3.3 Ergebnisse einer Lastflussberechnung für einen Ausschnitt des Modellsystems der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks im Volllastbetrieb

3.2.2 Kurzschlussberechnungen

Kurzschlussberechnungen gelten, neben Lastflussberechnungen, als weitere Standardbetrachtungen für elektrische Energieversorgungsnetze. Hierfür stehen neben ausführlichen Beschreibungen in der Literatur auch unterschiedliche Normen zur Verfügung. In Deutschland sollen solche Berechnungen gemäß DIN EN 60909-0 durchgeführt werden.

In NEPLAN kann die Berechnungsmethode gemäß der zu berücksichtigenden Norm ausgewählt werden. So stehen aktuell in NEPLAN (Version 5.5.9) die folgenden Berechnungsmethoden zur Auswahl (aus der NEPLAN-Hilfe /NEP 19/):

- IEC60909, Ed. 2 2016
 - Der Fehlerstrom wird nach IEC60909, Ausgabe 2016 berechnet /IEC 16/. Der signifikante Unterschied zur Ausgabe 2001 ist die Behandlung der erneuerbaren Energien.
- IEC60909 2001
 - Der Fehlerstrom wird nach IEC60909, Ausgabe 2001 /IEC 01/ berechnet.
- IEC909 1988
 - Der Fehlerstrom wird nach VDE0102 bzw. IEC909 /IEC 88/ berechnet.
- Superpositionsverfahren (ohne Lastfluss)
 - Der Fehlerstrom wird mit dem Überlagerungsverfahren ohne Übernahme der Knotenspannungen aus der Lastflussberechnung berechnet. Die EMK (elektromotorische Kraft – Urspannung) der Einspeise-Elemente ist $1,1 \cdot U_{\text{Nenn}}$.
- Superpositionsverfahren (mit Lastfluss)
 - Der Fehlerstrom wird mit dem Überlagerungsverfahren mit Übernahme der Knotenspannungen aus der Lastflussberechnung berechnet. Vor der Kurzschlussberechnung wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, falls der entsprechende Parameter gesetzt ist.
- ANSI C37.010
 - Der Fehlerstrom wird nach ANSI/IEEE C37.010-1999 /ANS 99/ berechnet.
- ANSI C37.13
 - Der Fehlerstrom wird nach ANSI/IEEE C37.013-1997 /ANS 97/ berechnet.
- IEC61363-1
 - Der Fehlerstrom wird nach IEC 61363-1 “Procedures for calculating short circuit currents in three-phase a.c. in electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units” /IEC 98/ berechnet.

- IEC61660-1 (DC)
 - Der Fehlerstrom wird nach IEC 61660-1 “Short circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations” /IEC 97/ berechnet.

Weitere Informationen über die jeweiligen Berechnungsmethoden und die dann jeweils in NEPLAN einzugebenden Parameter können der Hilfe von NEPLAN sowie der jeweiligen Norm entnommen werden.

Unabhängig von der ausgewählten Berechnungsmethode können bei Kurzschlussberechnungen jeweils die folgenden unterschiedliche Fehlerarten an einem beliebigen ausgewählten Fehlerknoten (Ort des Fehlers) betrachtet werden:

- Einphasige Fehler (Erdkurzschluss),
- Zweiphasige Fehler ohne Erdberührung,
- Zweiphasige Fehler mit Erdberührung,
- Dreiphasige Fehler (symmetrischer Kurzschluss),
- Sonderfehler
 - Eingabe von anwenderspezifischen Fehlern: Der Anwender kann maximal drei Fehlerknoten mit jeweils bis zu Phasen auswählen, die beliebig untereinander oder mit der Erde über eine Impedanz verbunden sind (wobei die Impedanz auch Null sein kann).
- Fehler in allen Phasen.

Als ein Beispiel für eine Kurzschlussberechnung nach IEC 60909:2001 /IEC 01/ mit NEPLAN zeigt Abb. 3.4 einen Teil der Ergebnisse für einen einphasigen Kurzschluss zur Erde auf der 400 kV-Sammelschiene des Modellsystems im Volllastbetrieb.

In der Abbildung können beispielsweise die Spannungen (zur Erde oder zwischen unterschiedlichen Leitern bzw. Phasen (L1, L2, L3)) oder Kurzschlussströme im gesamten abgebildeten Netz abgelesen werden. So beträgt z. B. der nach IEC 60909:2001 berechnete Kurzschlussstrom am Fehlerort (400 kV-Sammelschiene) in der betroffenen Phase (L1) 34,042 kA.

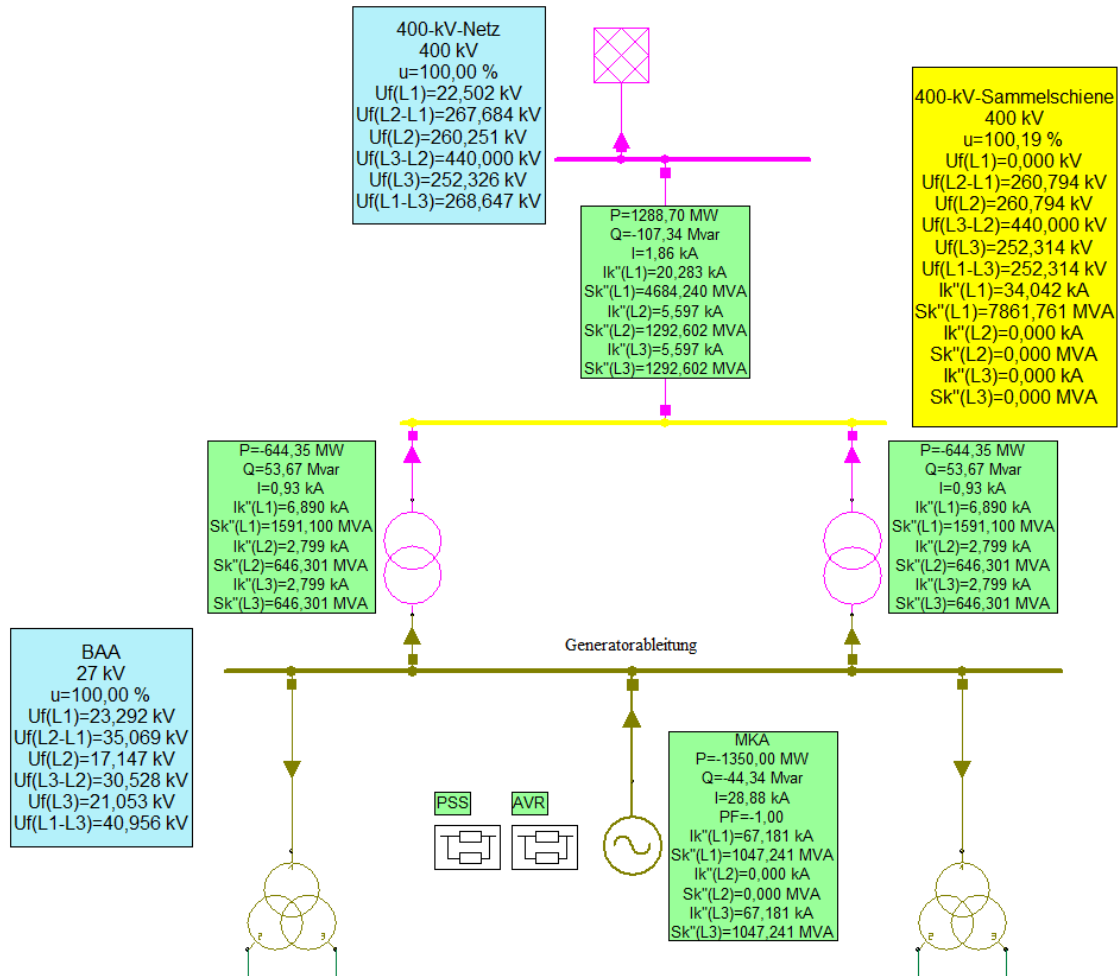


Abb. 3.4 Beispiel für eine Kurzschlussberechnung (im gezeigten Beispiel ein einphasiger Kurzschluss zur Erde der 400 kV-Sammelschiene (gelb))

Die mit Kurzschlussberechnungen gewonnenen Erkenntnisse können beispielsweise für die Auslegung von Schutzeinrichtungen verwendet werden.

Abb. 3.5 zeigt ein einfaches Modell einer 10 kV-Schiene. An diese Schiene ist nur ein einzelner Antrieb angeschlossen und sie wird über einen einzelnen Notstromdiesel versorgt. Betrachtet wird in diesem Beispiel ein dreiphasiger Kurzschluss auf der 10 kV-Schiene (gelb markiert). Als Schutzeinrichtung verfügt der Antrieb über eine Sicherung, für die die Kennlinien in Abb. 3.6 hinterlegt wurden. Diese Kennlinien beschreiben die maximale (blau) und minimale (rot) Auslösezeit der Sicherung in Abhängigkeit vom fließenden Strom (als Vielfaches des Auslegungsstroms I_r). Durch den Kurzschluss kommt es im gezeigten Beispiel zu einer Auslösung der Sicherung frühestens nach 0,77 s und spätestens nach 5,27 s.

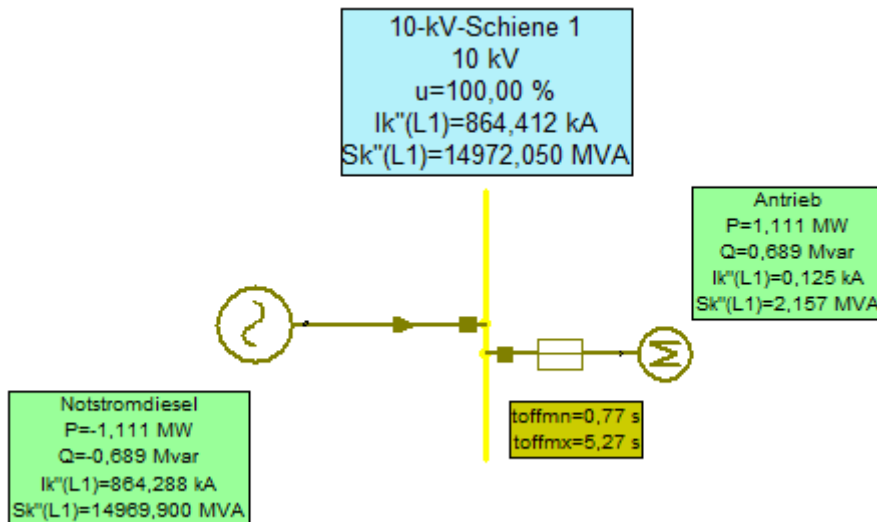


Abb. 3.5 Kurzschlussberechnungen für eine 10 kV-Schiene mit einem Antrieb und einem Notstromdiesel. Die Ergebnisse toffmn und toffmx geben die minimale bzw. maximale Auslösezeit der Sicherung bei einem dreiphasigen Kurzschluss in der 10 kV-Schiene an.

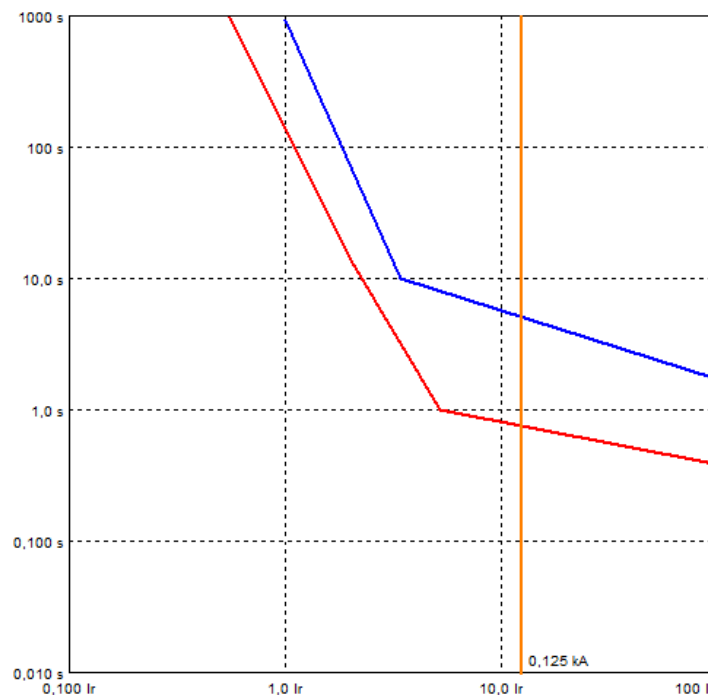


Abb. 3.6 Kennlinien der Sicherung in Abb. 3.5. Die blaue Kurve stellt die maximale, die rote Kurve die minimale Auslösezeit der Sicherung als Funktion des Stroms (als Vielfaches des Auslegungsstroms I_r) dar.

Abb. 3.7 und Abb. 3.8 zeigen ein weiteres Beispiel für die Anwendung von Kurzschlussberechnungen. Das hierfür verwendete reduzierte Modellsystem wurde aus dem im Ab-

schnitt 3.1 vorgestelltem Modell der Eigenbedarfsversorgung von Kernkraftwerken erstellt, verfügt allerdings nur über zwei Scheiben. An den 10 kV-Hauptverteilungen und der 400 kV-Sammelschiene wurden zusätzlich Spannungswandler und Distanzschutzrelais in das Modell eingefügt. Kommt es zu einem Kurzschluss, können in diesem Modell die zu erwartenden Auslösezeiten des Distanzschutzes analysiert werden.

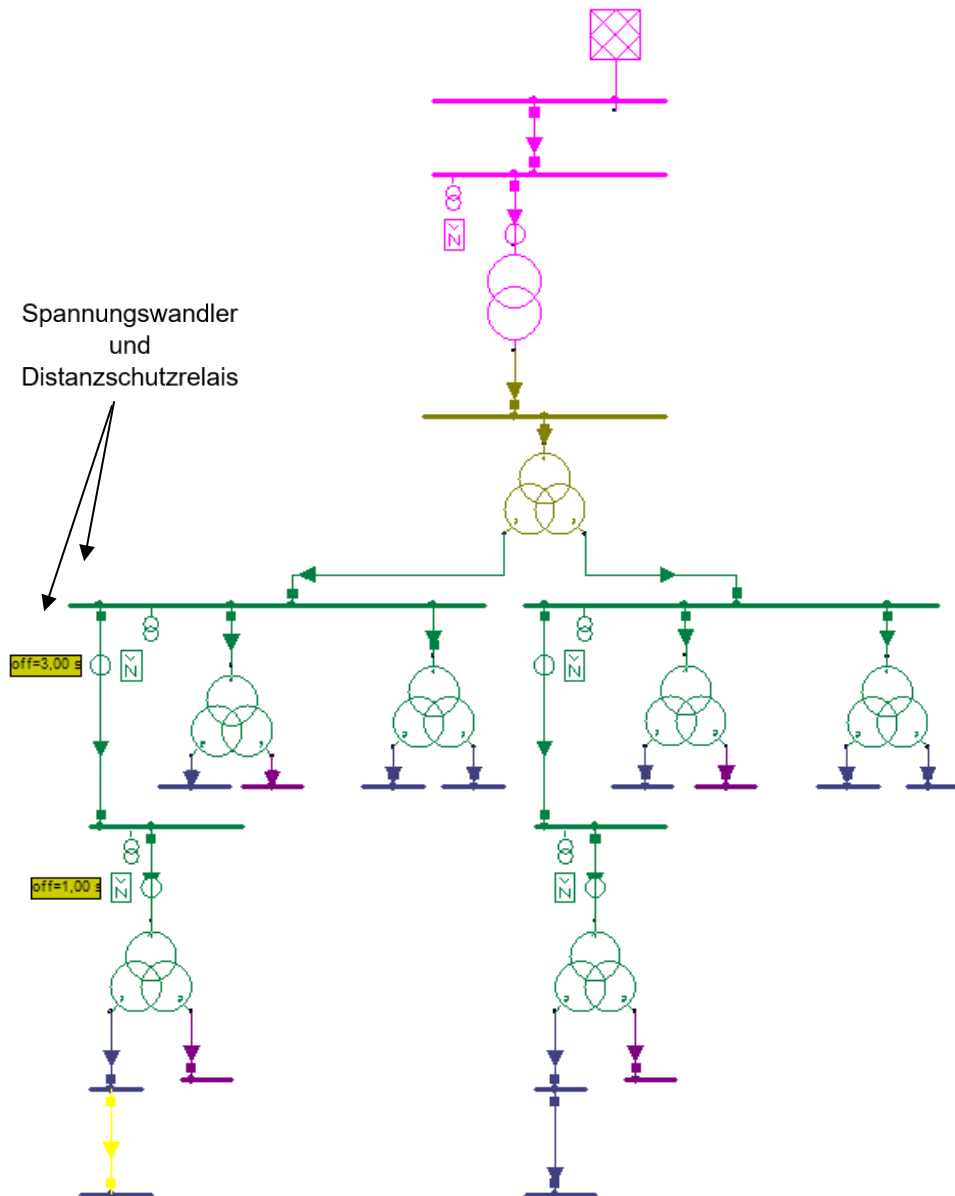


Abb. 3.7 Beispiel einer Kurzschlussberechnung für einen einphasigen Kurzschluss zur Erde in der gelb markierten Leitung. Durch den Distanzschutz werden nach 1 s („off =1 ,00 s“) drei Schienen und ein Transformator vom restlichen Netz getrennt.

Kommt es beispielsweise in der gelb markierten Leitung in Abb. 3.7 zu einem einphasigen Kurzschluss zur Erde, so werden nach 1 s die drei Schienen und der Transformator in der Nähe dieses Kurzschlusses vom restlichen Netz getrennt. Sollte dies nicht gelingen, so würde nach spätestens 3 s die nächsthöhere Ebene des Distanzschutzes greifen und die überlagerte Schiene vom restlichen Netz trennen.

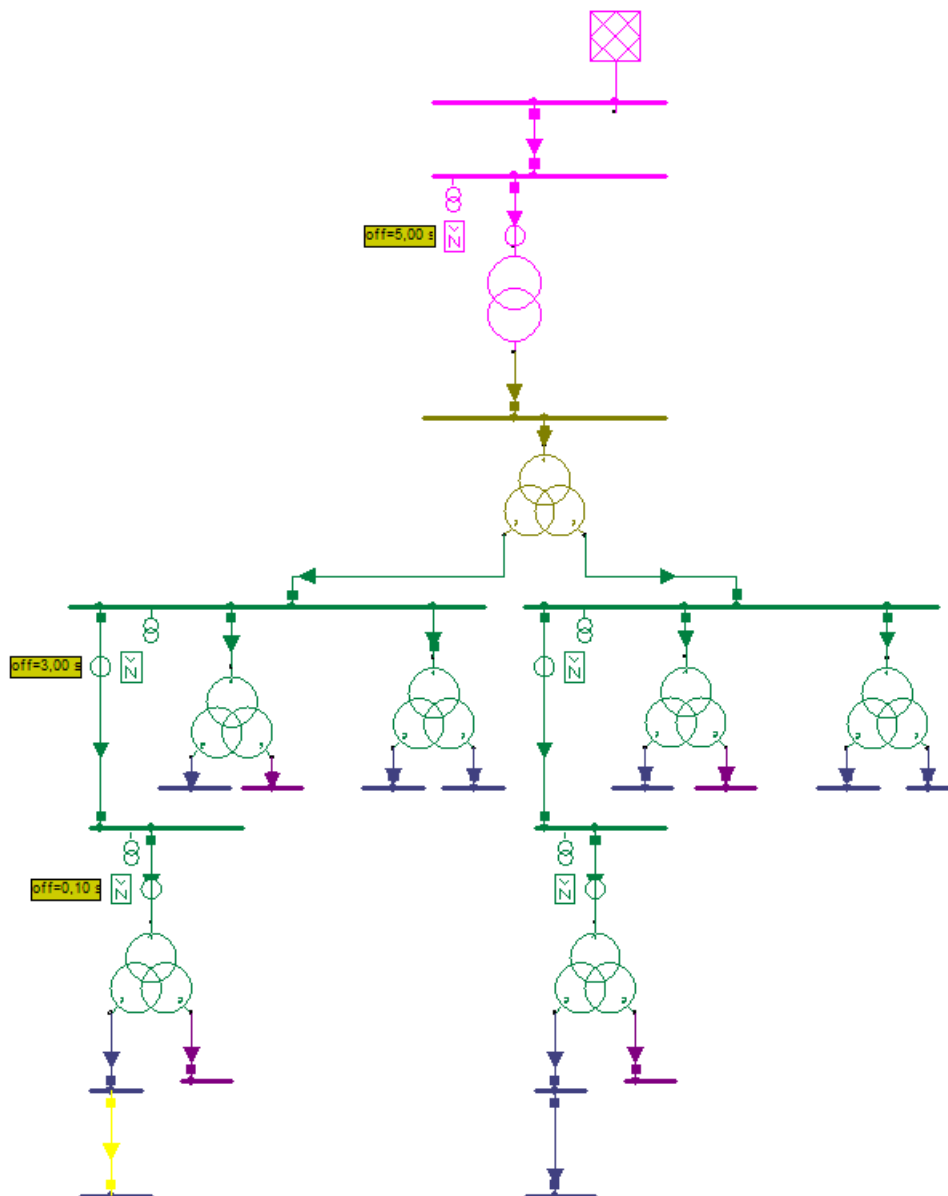


Abb. 3.8 Beispiel einer Kurzschlussberechnung mit Distanzschutz für einen dreiphasigen Kurzschluss in der gelb markierten Leitung.

Vergleicht man dies mit einem dreiphasigen Kurzschluss an derselben Stelle in Abb. 3.8, so kann man erkennen, dass in diesem Fall der Distanzschutz deutlich früher eingreift (0,1 s). Die nächsthöhere Ebene würde bei einem Versagen der ersten Ebene, wie im

ersten Fall, ebenfalls nach 3 s reagieren. In diesem Fall würde sogar, falls die zweite Ebene keine Bereinigung der Situation erreicht, nach 5 s die Eigenbedarfsversorgung komplett vom Verbundnetz getrennt.

3.2.3 Oberschwingungsanalysen

Oberschwingungen beschreiben Spannungsverläufe, die nicht mehr rein sinusförmig sind. Diese können von außen durch Störungen im Versorgungsnetz oder durch Oberschwingungsquellen im betrachteten Netz selbst entstehen. Es treten dann zusätzliche Frequenzen auf, die ein ganzzahliges Vielfaches der Netz-Grundfrequenz (50 Hz) sind und sich dieser überlagern.

Allgemein typische Verursacher von Oberschwingungen in elektrischen Netzen sind beispielsweise:

- Schaltnetzteile,
- elektronische Vorschaltgeräte für Leuchtstofflampen,
- kleine unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen (USV-Anlagen),
- drehzahlverstellbare Motoren,
- große USV-Anlagen.

Zur Beurteilung der Auswirkungen von Oberschwingungen wird üblicherweise der THD-Wert (THD - Total Harmonic Distortion) bzw. der THDi-Wert herangezogen. Der THD ist dabei definiert als das Verhältnis der summierten Leistungen P_h aller Oberschwingungen zur Leistung der Grundschwingung P_1

$$THD = \frac{P_h}{P_1} \quad (3.1)$$

bzw. als prozentualer Wert durch

$$THD_{\%} = \frac{P_h}{P_1} \cdot 100 \% \quad (3.2)$$

In der Energietechnik ist nach IEEE-Standard 1459-2010 /ANS 10/ die THD der Spannung definiert als

$$THD_U = \frac{\sqrt{U^2 - U_1^2}}{U_1} \quad (3.3)$$

mit U dem Effektivwert der Spannung und U1 dem Effektivwert der Grundschwingung. Für den Strom gilt analog:

$$THD_i = \frac{\sqrt{I^2 - I_1^2}}{I_1} \quad (3.4)$$

Allgemein gilt, dass ein geringerer THD einer besseren Spannungsqualität entspricht. In Europa müssen die in der Norm EN-61000 /EN 07/ definierten Störpegel eingehalten werden (ein THD-Wert von bis zu 8 % wird als noch vertretbar angenommen).

Als Beispiel für eine Oberschwingungsanalyse zeigt Abb. 3.9 einen Teil des Modellsystems der Eigenbedarfsversorgung im Fall einer Oberschwingungsanregung aus dem Verbundnetz. Zur Berechnung wurde eine entsprechende Oberschwingungsquelle dem 400 kV-Netz hinzugefügt, die in diesem Oberschwingungen mit einem THD-Wert von ungefähr 5 % anregen. Diese werden in der Eigenbedarfsversorgung teilweise kompensiert. Bereits auf der Generatorableitung hat sich der THD-Wert auf knapp 3 % verringert.

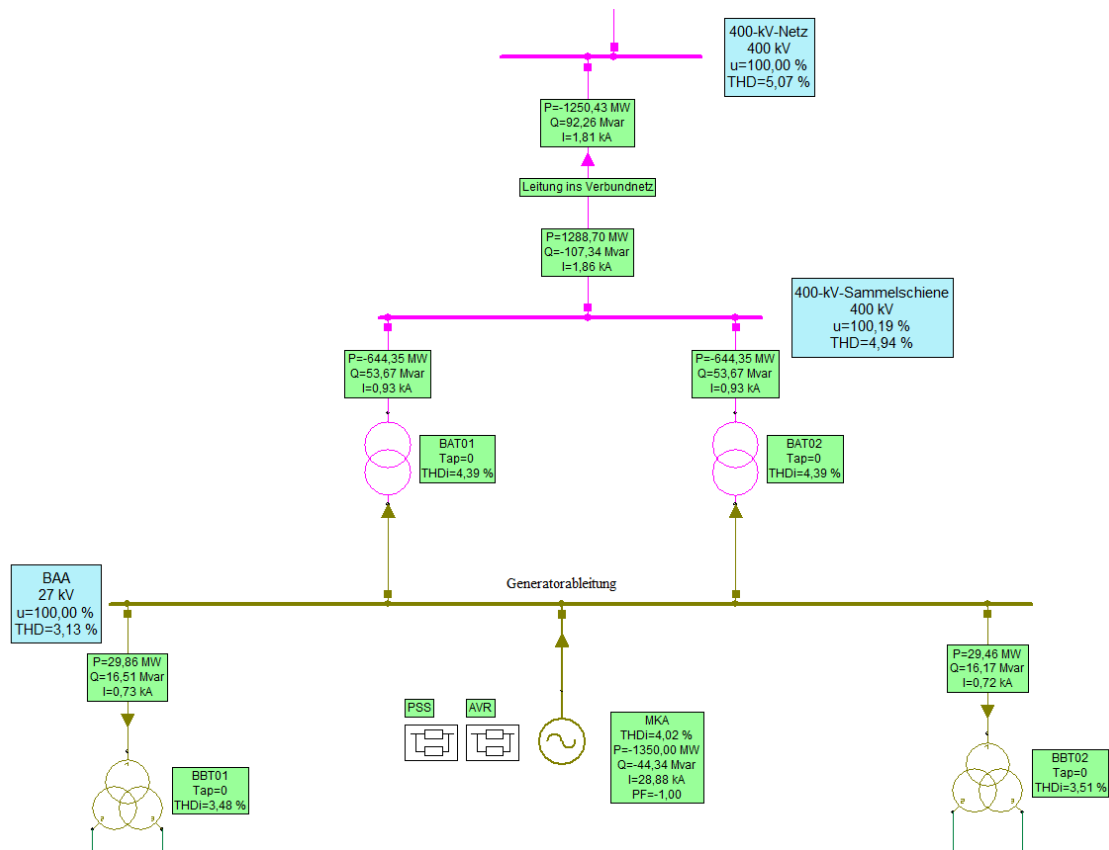


Abb. 3.9 Oberschwingungsanalyse für das Modellsystem der Eigenbedarfsversorgung von Kernkraftwerken bei einer Oberschwingungsanregung durch das angebundene Verbundnetz

3.2.4 Dynamische Simulationen

Das Modul „Dynamische Simulation (Transient/EMT)“ ist das für die meisten Analysen in Abschnitt 3.3 verwendete Modul von NEPLAN. Unter den Steuerungsparametern können für dieses Modul unterschiedliche Simulationstypen ausgewählt werden:

- RMS-DQ0
 - RMS steht hier für Root Mean Square und beschreibt Effektivwerte (z. B. der elektrischen Leistung). Dieses Modul erlaubt die elektromechanische Simulation mit DQ0-Modellen (zum Begriff DQ0 siehe weiter unten). Dieser Simulationsmodus sollte bei RMS-Simulationen von symmetrischen Systemen mit symmetrischen Fehlern (3-Phasen-Fehler) verwendet werden. Es liefert Lösungen, wenn ausgeglichene Systeme vorliegen und kann sehr gut für das Design und die Entwicklung von Reglern verwendet werden.

- RMS-ABC
 - ABC bezieht sich hier auf die im englischsprachigen Raum übliche Bezeichnung der elektrischen Phasen mit A, B, C. Dieses Modul erlaubt die elektromechanische Simulation mit ABC-Modellen. Dieser Simulationsmodus sollte im Fall von RMS-Simulationen unausgeglichener Systeme hinsichtlich der Phasen A, B und C (z. B. bei einphasigen Fehlern) verwendet werden.
- EMT-DQ0
 - Simulation elektromagnetischer Transienten (EMT) mit DQ0-Modellen. Dieser Simulationsmodus sollte bei EMT-Simulationen von symmetrischen Systemen verwendet werden.
- EMT-ABC
 - Simulation elektromagnetischer Transienten mit ABC-Modellen. Dieser Simulationsmodus sollte im Fall von EMT-Simulationen unausgeglichener Systeme (z. B. mit 1-Phasen-Fehlern) verwendet werden.
- PDA-EMT-ABC
 - Phasordynamische (komplexe Darstellung von sinusförmig zeitabhängigen Größen) Simulation mit ABC-Modellen. Dieser Simulationsmodus sollte verwendet werden, wenn schnelle, EMT-ähnliche Simulationen erforderlich sind.

Die in diesem Vorhaben durchgeführten dynamischen Simulationen wurden weitgehend unter Verwendung des Simulationstyps RMS-ABC durchgeführt. Dies ergab sich insbesondere dadurch, dass alle zu untersuchenden Szenarien aus dem AP 1 asymmetrische Fehler beinhalten und dieser Simulationstyp sämtliche im Kapitel 2 beschriebenen Anforderungen vollständig erfüllt (d. h. für alle drei Phasen können Amplituden, Frequenzen und Phasenwinkel berechnet und ausgegeben werden).

Da die Nutzung des Simulationstyps RMS-DQ0 in einigen Fällen ebenso möglich gewesen wäre und diese Art der Simulation in künftigen Analysen von Interesse sein könnten, werden im Folgenden die beidem Simulationstypen RMS-DQ0 und RMS-ABC näher beschrieben.

3.2.4.1 Simulationstyp RMS-DQ0

Simulationen des Typs RMS-DQ0 nutzen die sogenannte dq-, dq0- oder auch als Park-Transformation /PAR 29/ bezeichnete Methode, die dreiphasigen Größen innerhalb des betrachteten Netzes in ein zweiachsiges Koordinatensystem mit den Achsen d und q zu überführen.

Bei der dq0-Transformation wird das Koordinatensystem mit den beiden rechtwinklig zueinanderstehenden Achsen d und q mit der Kreisfrequenz des Netzes (also z. B. des Rotors des Generators) mitrotiert. Auf diese Weise kann das Drehfeld (bei konstanter Drehzahl bzw. Frequenz) in Form zweier zeitlich konstanter Größen (d, q) beschrieben werden. Diese lassen sich physikalisch als die magnetische Flussdichte der magnetischen Erregung des Rotors (d) und als das vom Rotor erzeugte Drehmoment (q) interpretieren /OED 16/. Dies ist eine von mehreren möglichen Raumzeigerdarstellungen.

Theoretisch können mit dieser Art der Transformation auch asymmetrische Verläufe (z. B. der Spannung) berücksichtigt werden, wenn als dritter Wert der 0-Wert (daher dq0) berücksichtigt wird. Dieser beschreibt dann gerade die Asymmetrie der Verläufe (siehe hierzu beispielsweise Abb. 3.11). Ohne auf die Details der Theorie einzugehen, soll dies im Folgenden an einem einfachen Beispiel verdeutlicht werden.

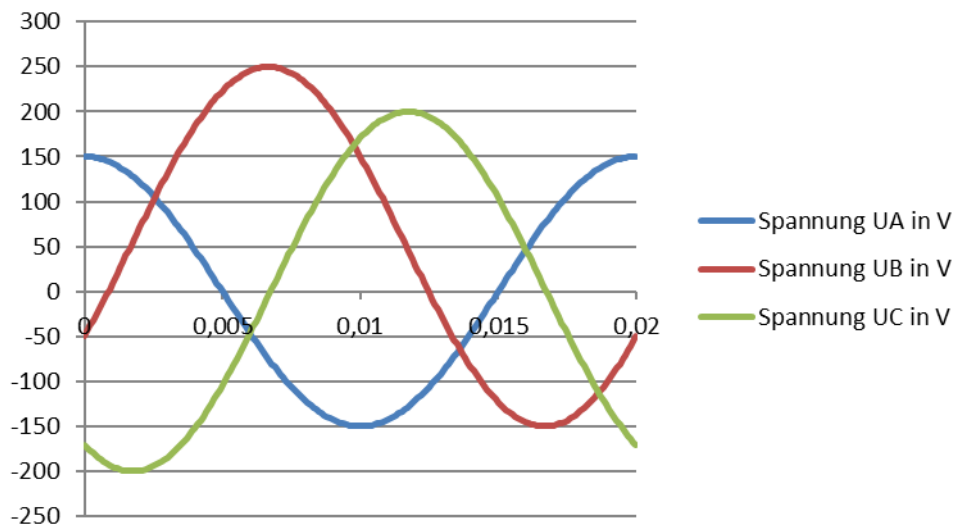


Abb. 3.10 Beispiel-Spannungsverläufe (in V als Funktion der Zeit in s) zur Demonstration der dq0-Transformation

Abb. 3.10 zeigt drei Beispiel-Spannungsverläufe (für die Phasen A, B, C) zur Demonstration der dq0-Transformation. Die Amplituden der drei Spannungen betragen

- $U_A = 150 \text{ V}$,
- $U_B = 200 \text{ V}$,
- $U_C = 200 \text{ V}$.

Zusätzlich ist die Spannung U_B um 50 V nach oben verschoben (Offset) und die Spannung U_C ist (zusätzlich zu den „normalen“ $120^\circ (= \frac{2}{3} \pi)$ gegenüber U_A) um $0,5$ ($\sim 28,6^\circ$) phasenverschoben.

Die dq0-Werte, die sich aus diesen Spannungsverläufen durch die Park-Transformation ergeben, sind in Abb. 3.11 dargestellt. Formal haben diese dieselbe Dimension (V), wie die nicht transformierten Werte. Aus diesen lassen sich die ursprünglichen Verläufe durch Rücktransformation wieder rekonstruieren (Abb. 3.12).

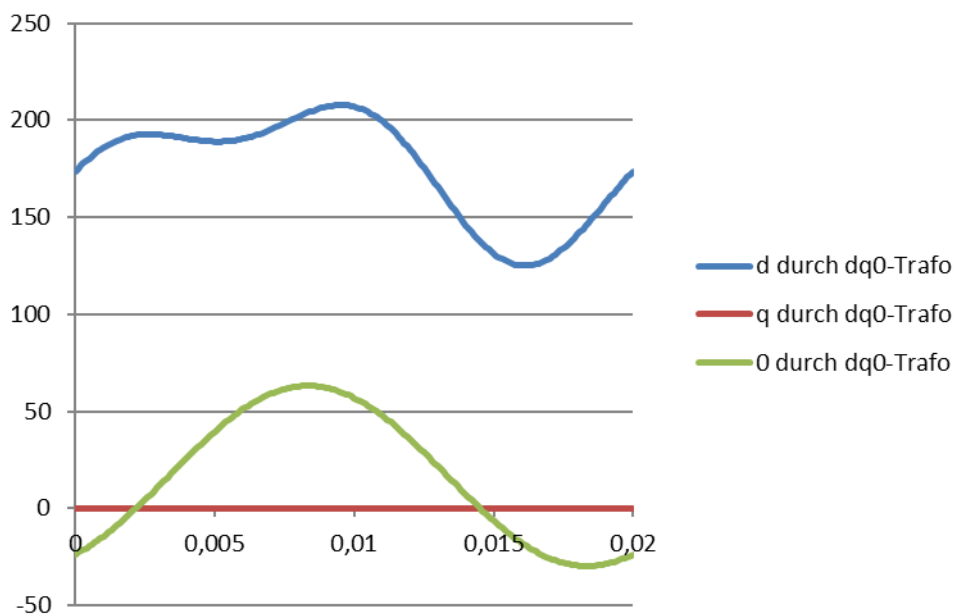


Abb. 3.11 dq0-transformierte Werte (in V als Funktion der Zeit in s) der Spannungsverläufe in Abb. 3.10

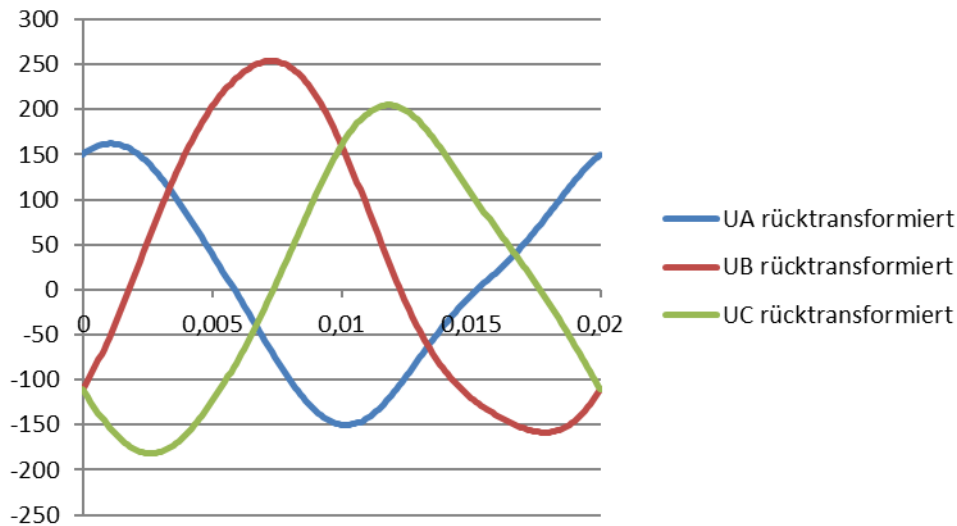


Abb. 3.12 Die aus Abb. 3.11 rücktransformierten Verläufe von UA, UB, UC (in V als Funktion der Zeit in s)

NEPLAN liefert bei Verwendung des Simulationstyps RMS-DQ0 (entgegen der Typbezeichnung) ausschließlich d- und q-Werte und sollte daher für asymmetrische Fehler nicht genutzt. In allen anderen Fällen liefert dieses Berechnungsmodul schnelle und einfach zugängliche Ergebnisse.

Als Beispiel der Verwendung des Simulationstyps RMS-DQ0 zeigen Abb. 3.13 bis Abb. 3.16 den Verlauf der Spannung, der Wirk- und Blindleistung, der Frequenz sowie der d- und q-Werte am Generator des Modellsystems bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene im Vollastbetrieb (zur Position des Generators und der 400 kV-Sammelschiene vgl. z. B. Abb. 3.9).

Hierbei ist zu beachten, dass in diesem Beispiel die Grenzen des Generators und die Grenzwerte hinsichtlich der Frequenz zur Demonstration dieses Simulationstyps bewusst ignoriert wurden (selbstverständlich kann z. B. der Generator keine Blindleistung von mehreren GVA liefern – siehe auch Leistungsdiagramm des Generators, Abb. 3.48).

NEPLAN liefert, wie bereits erwähnt, ausschließlich d- und q-Werte, aber keine 0-Werte. Bei symmetrischen Systemen und Fehlern kann aber davon ausgegangen werden, dass der 0-Wert konstant Null beträgt (da dieser die Asymmetrie der Verläufe beschreibt). Unter dieser Annahme können die d- und q-Werte in Abb. 3.16 in „normale“ Spannungsverläufe für die drei Phasen des Systems rücktransformiert werden.

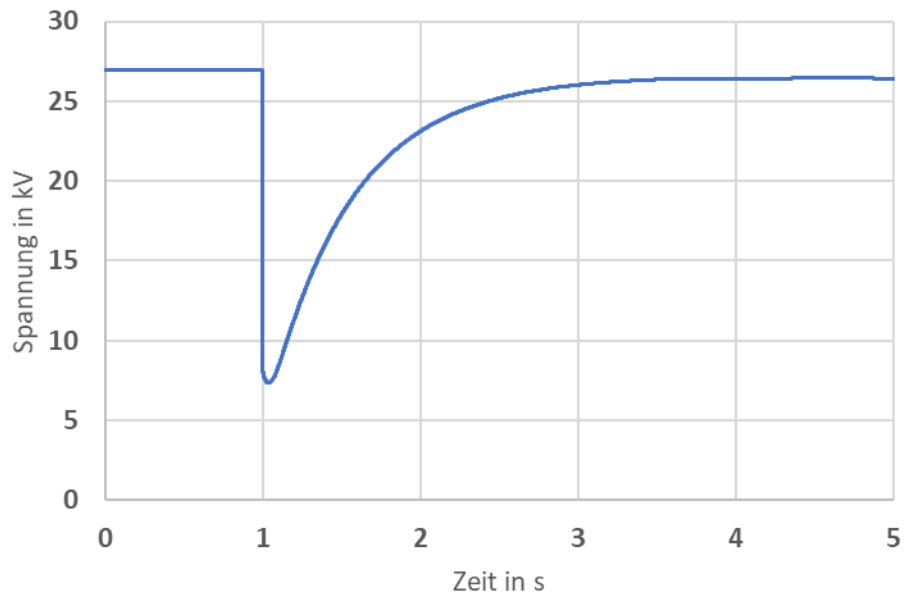


Abb. 3.13 Spannungsverlauf am Generator bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene

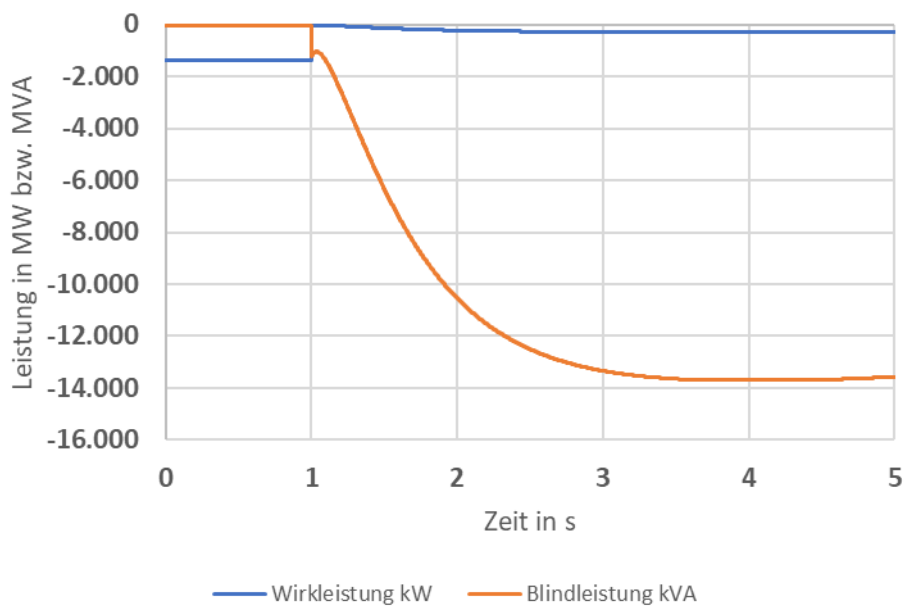


Abb. 3.14 Wirk- (blau) und Blindleistung (orange) am Generator bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene (hier ohne Berücksichtigung der Grenzen des Generators)

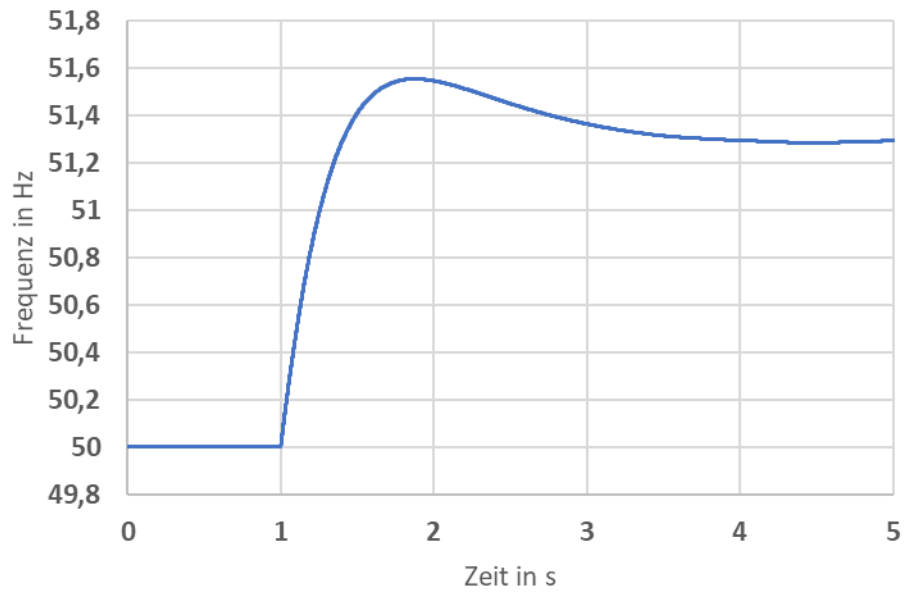


Abb. 3.15 Frequenzverlauf am Generator bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene (ohne Berücksichtigung frequenzbedingter Auslösungen durch Schutzmechanismen)

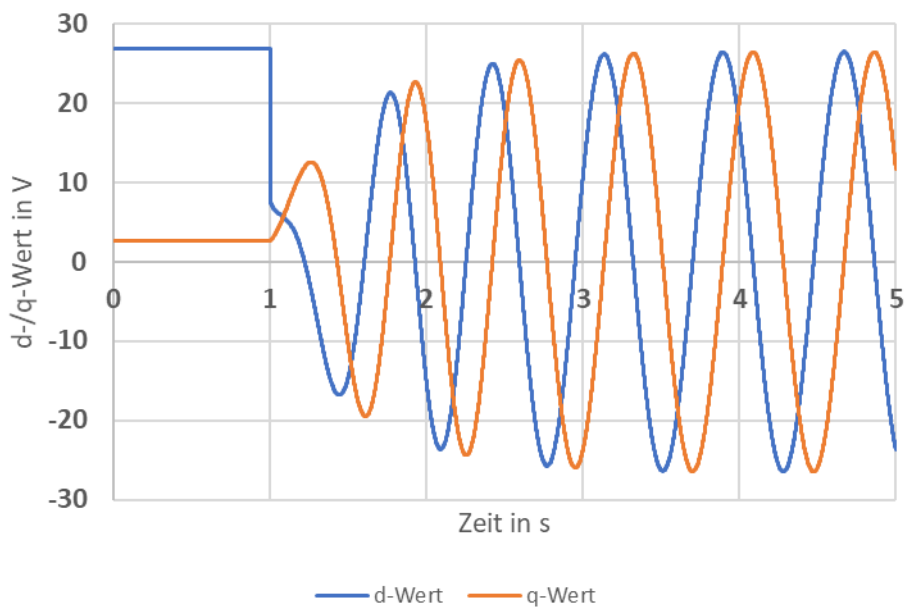


Abb. 3.16 d-/q-Werte am Generator bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene

Abb. 3.17 zeigt den durch Rücktransformation aus Abb. 3.16 gewonnenen Verlauf der Spannung U_A (der Phase A). Man beachte, dass die (auf der positiven Seite der Spannung) Einhüllende dieses Verlaufs mit dem Spannungsverlauf des Generators in Abb. 3.13 identisch ist.

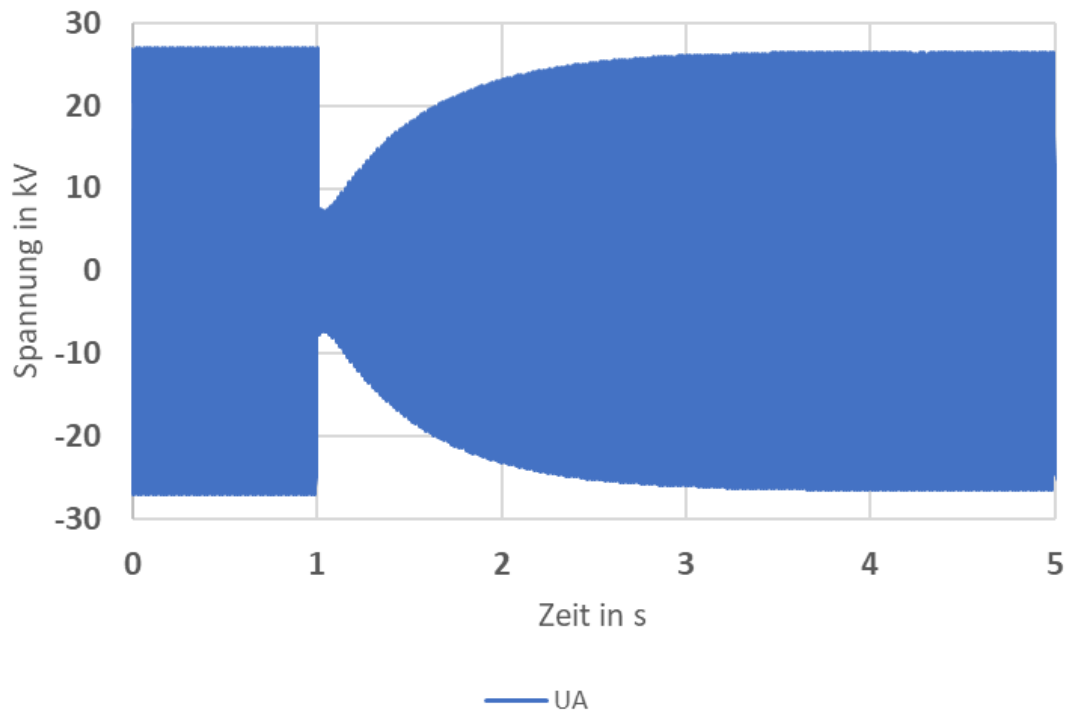


Abb. 3.17 Aus Abb. 3.16 durch dq0-Rücktransformation gewonnener Verlauf der Spannung U_A der Phase A. Beachte: Abb. 3.16 bildet gerade die Einhüllende auf der positiven Seite des Verlaufs.

Aufgrund der Linienstärke und Auflösung des Diagramms in Abb. 3.17 erscheint der Verlauf der Kurve als Fläche. Daher wird zur Veranschaulichung in Abb. 3.18 ein zeitlich verkleinerter Ausschnitt dieses Diagramms dargestellt.

Grundsätzlich ist der Simulationstyp RMS-DQ0 auf eine Vielzahl denkbarer Szenarien anwendbar. Hierbei ist vor allem die komfortable Vorgabe der Ereignisse in leicht verständlicher Weise (z. B. „Setting a three-phase short circuit fault“) für die unterschiedlichen Elemente in NEPLAN (Knoten, Asynchronmaschine, Synchronmaschine, ... etc.) ein Vorteil.

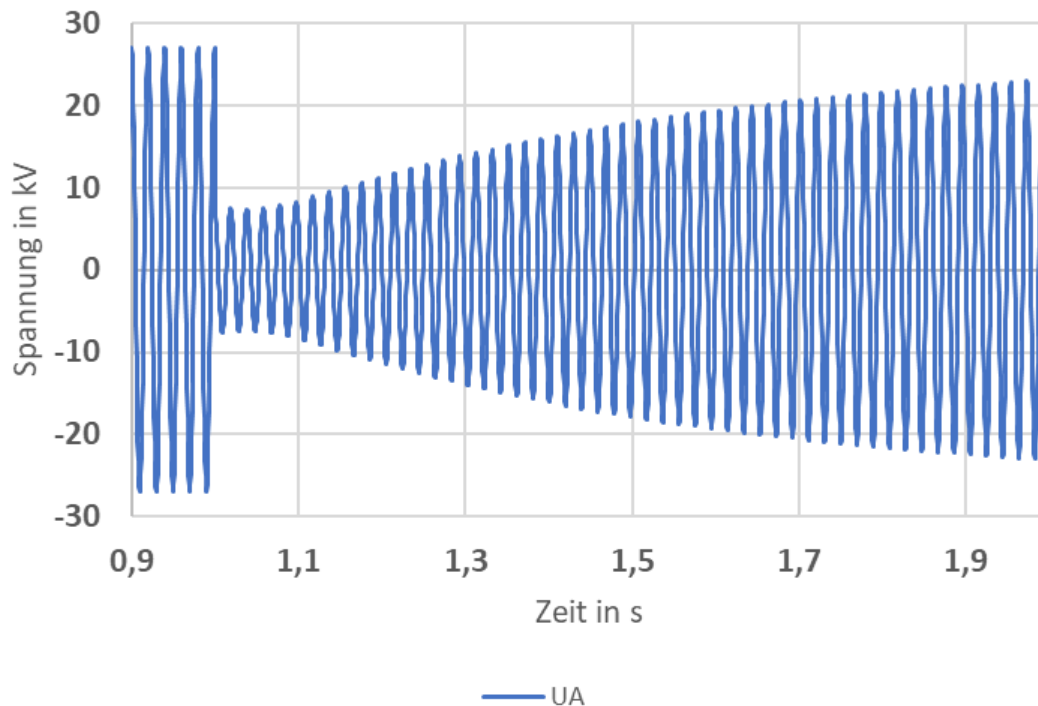


Abb. 3.18 Ausschnitt des Kurvenverlaufs aus Abb. 3.17 für den Zeitbereich 0,9 s bis 2 s

3.2.4.2 Simulationstyp RMS-ABC

Der Simulationstyp RMS-ABC sollte im Fall von RMS-Simulationen unausgeglichener Systeme (z. B. mit einphasigen Fehlern) verwendet werden. ABC bezieht sich hierbei auf die Bezeichnung der einzelnen Phasen mit A, B und C. Bei diesem Simulationstyp stehen die Ergebnisse unmittelbar für die einzelnen Phasen zur Verfügung, müssen aber dennoch vor der Verwendung entsprechend aufbereitet werden.

Zur Veranschaulichung des Einsatzes des Simulationstyps RMS-ABC wird im Folgenden ein Beispiel betrachtet. In der Ausgangssituation wird hierbei das Modellsystem der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks bei Volllast betrieben (siehe Abb. 3.19).

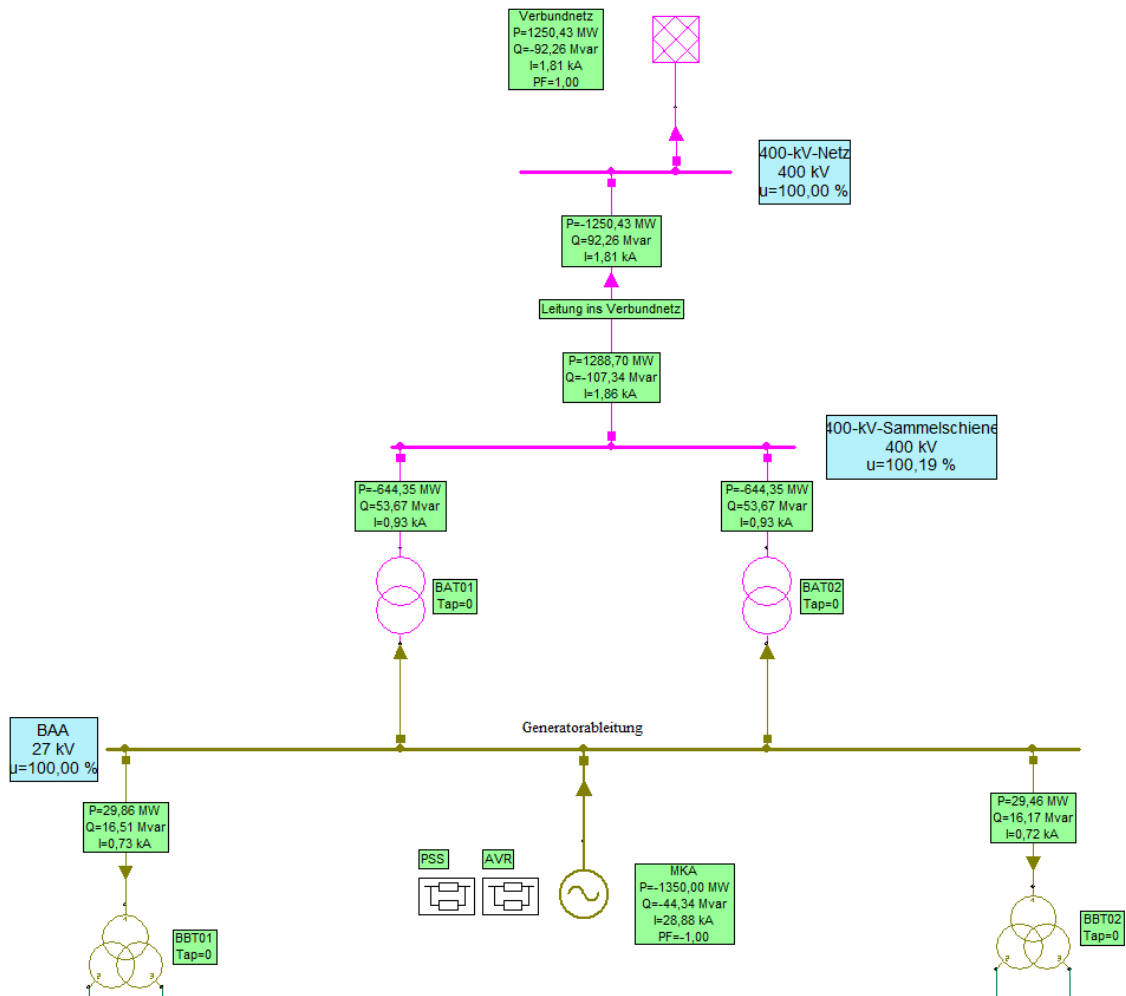


Abb. 3.19 Ausgangslage im betrachteten Beispiel zur Demonstration des Simulationstyps RMS-ABC. Das Modellsystem wird ungestört bei Volllast betrieben.

Zum Zeitpunkt $t = 1$ s wird eine Phase (A) der Leitung ins Verbundnetz auf der Seite der 400 kV-Sammelschiene geöffnet. Abb. 3.20 bis Abb. 3.24 zeigen, repräsentativ für die von NEPLAN an allen Stellen des Modells berechenbaren unterschiedlichen Ergebnisse, die Beträge und Phasenwinkel der Spannungen auf der Generatorableitung, die vom Generator abgegebene Leistung sowie die Frequenz auf der Generatorableitung.

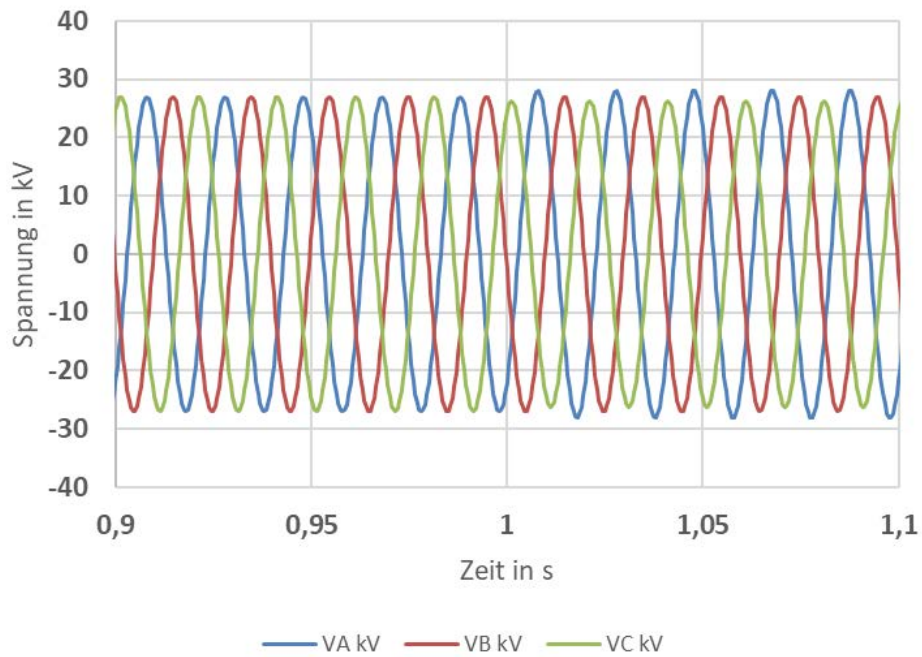


Abb. 3.20 Ausschnitt der Spannungsverläufe der Phasen A, B, C auf der Generatorableitung, die Phase A der Leitung ins Verbundnetz wurde zum Zeitpunkt $t = 1$ s geöffnet

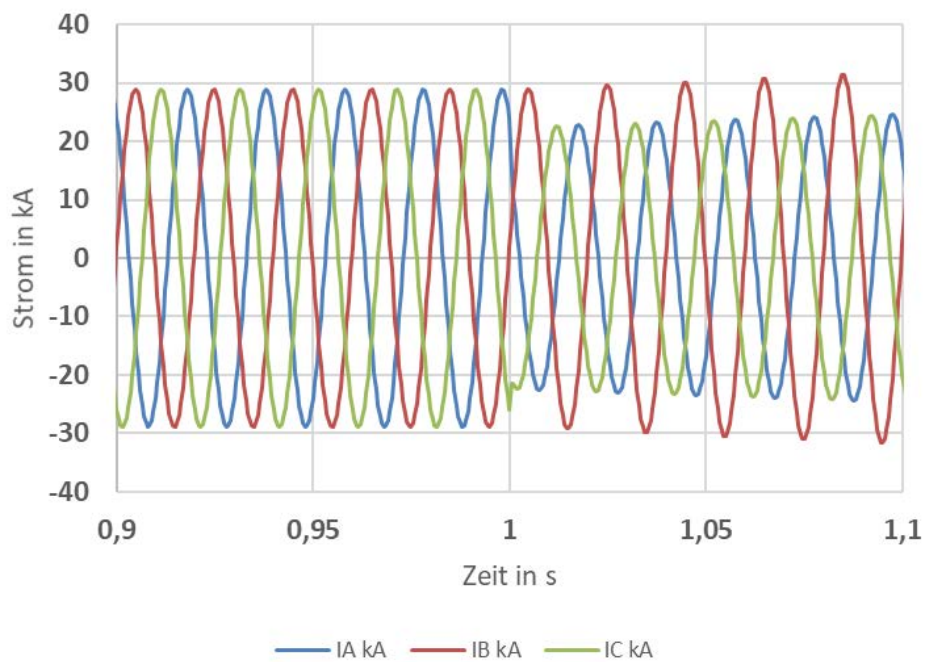


Abb. 3.21 Ausschnitt der Stromverläufe der Phasen A, B, C auf der Generatorableitung, die Phase A der Leitung ins Verbundnetz wurde zum Zeitpunkt $t = 1$ s geöffnet

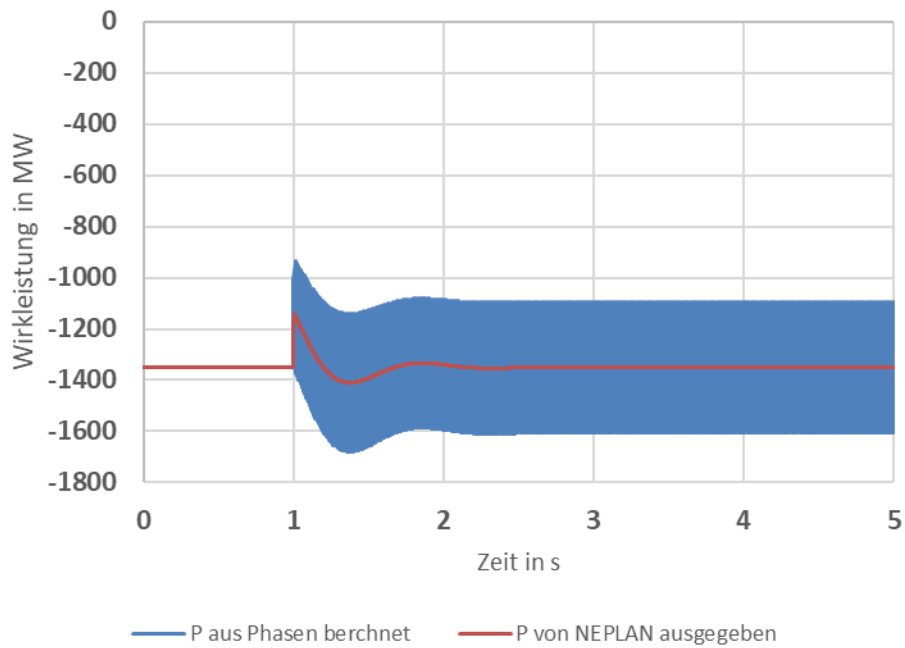


Abb. 3.22 Vom Generator abgegebene Leistung (von NEPLAN direkt ausgegeben (rot) und aus den Phasenwerten für Spannung und Strom berechnet (blau)), die Phase A der Leitung ins Verbundnetz wurde zum Zeitpunkt $t = 1$ s geöffnet

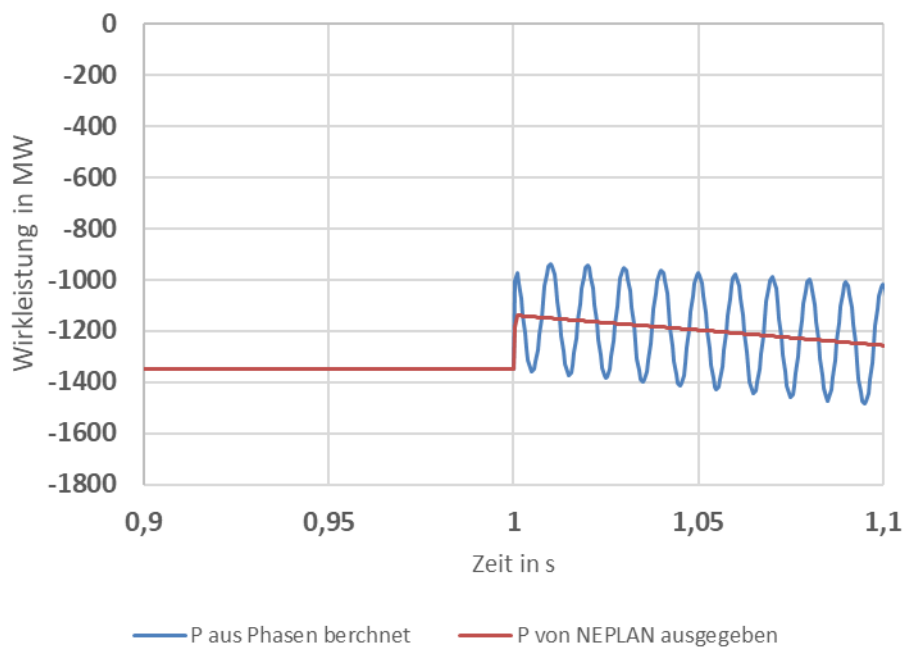


Abb. 3.23 Ausschnitt aus der Kurve in Abb. 3.22, die Leistungsabgabe schwankt mit der doppelten Netzfrequenz (nur in der blauen Kurve erkennbar)

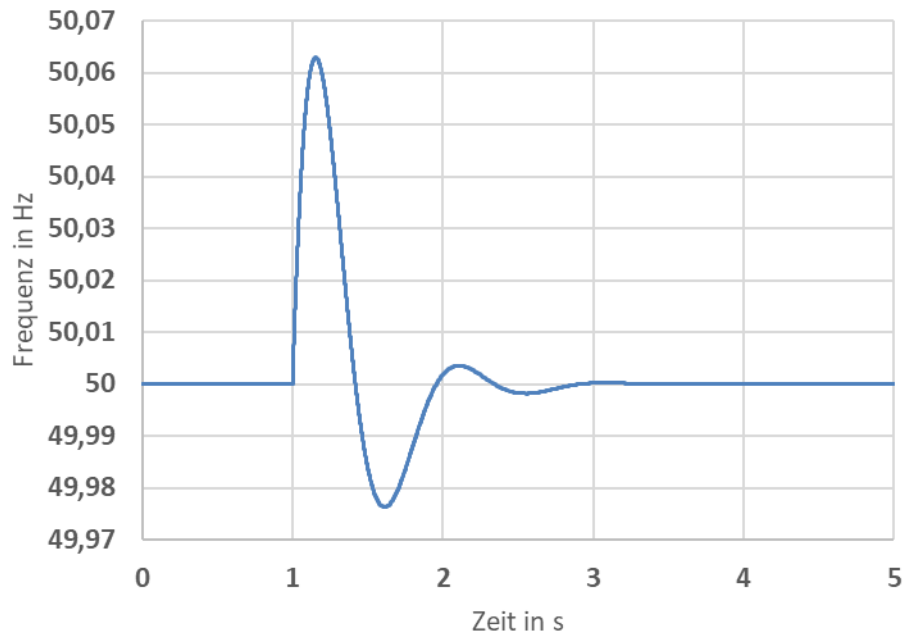


Abb. 3.24 Frequenzverlauf auf der Generatorableitung beim Öffnen der Phase A der Leitung ins Verbundnetz zum Zeitpunkt $t = 1$ s

Wie man in Abb. 3.22 und Abb. 3.23 erkennen kann, gibt NEPLAN als Werte für die abgegebene Leistung direkt nur einen (zeitabhängigen) Mittelwert (rote Kurven) aus. Berechnet man die zu jedem Zeitpunkt über die jeweilige Phase fließende Leistung aus den phasenbezogenen Spannungs- und Stromwerten und summiert diese für alle drei Phasen auf, so ergeben sich die blauen Kurven. Diese Kurven lassen dann zusätzlich erkennen, dass die Leistungsabgabe (mit der doppelten Netzfrequenz) um den gemittelten Wert schwankt.

Auf den ersten Blick mag es auch verwundern, dass die Ströme der Phasen A und C in Abb. 3.21 nahezu den gleichen Betrag haben, während in Phase B deutlich höhere Ströme fließen (das System also hier hinsichtlich der Phase B asymmetrisch erscheint), obwohl in der Verbundleitung die Phase A geöffnet wurde. Dies lässt sich jedoch aus der Verschaltung der Maschinentransformatoren erklären (im Modellsystem haben die Maschinentransformatoren die Schaltgruppe YNd5 – Details zu Schaltgruppen findet man z. B. in /OED 16/).

Dieses „Vertauschen“ der asymmetrischen Phase lässt sich gut in Abb. 3.25 und Abb. 3.26 erkennen.

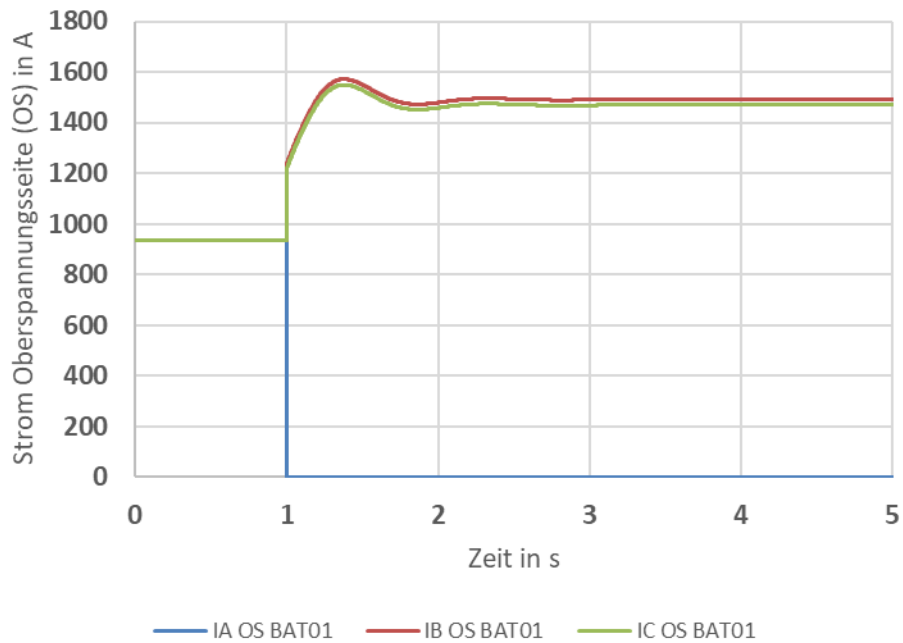


Abb. 3.25 Ströme auf Oberspannungsseite des Maschinentransformators BAT01 beim Öffnen der Phase A der Leitung ins Verbundnetz zum Zeitpunkt $t = 1$ s

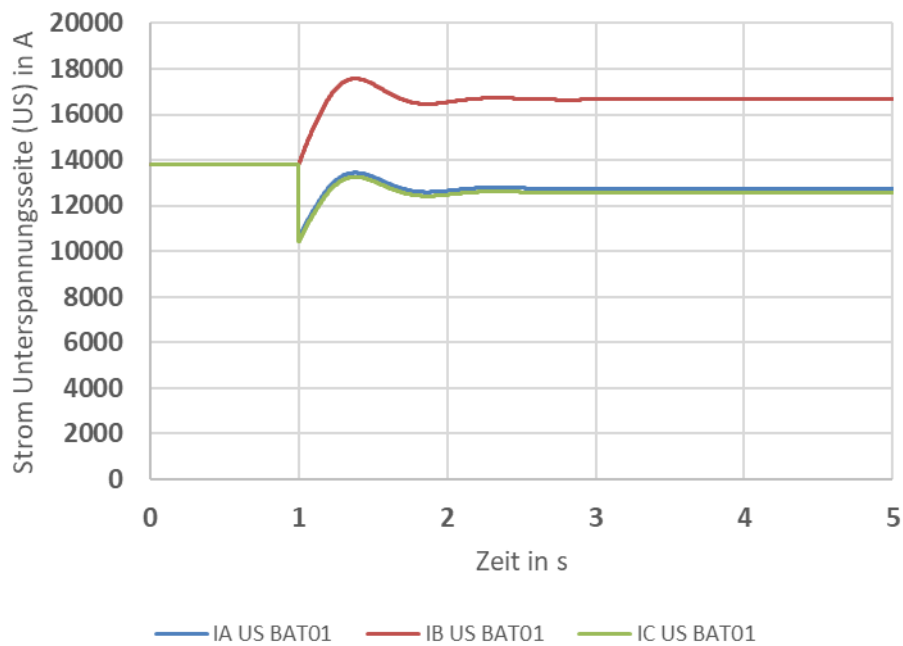


Abb. 3.26 Ströme auf Unterspannungsseite des Maschinentransformators BAT01 beim Öffnen der Phase A der Leitung ins Verbundnetz zum Zeitpunkt $t = 1$ s

Wie man in Abb. 3.25 erkennen kann, fließt in der Phase A auf der Oberspannungsseite des Maschinentransformators, bedingt durch die geöffnete Phase der Leitung ins Verbundnetz, ab $t = 1$ s kein Strom mehr, in den Phasen B und C fließen entsprechend hö-

here Ströme. Durch die magnetische Kopplung innerhalb des Transformators gilt dies auf der Unterspannungsseite nicht mehr (vgl. Abb. 3.26). Hier fließen durch die Phasen A und C des Transformators nach dem Öffnen der Phase A der Leitung ins Verbundnetz etwas niedrigere Ströme, wohingegen in der Phase B des Transformators ein erhöhter Strom fließt.

Der Simulationstyp RMS-ABC erlaubt die Betrachtung einer Vielzahl von Ereignissen (auch mehrere zu verschiedenen Zeitpunkten) und ist aufgrund der Möglichkeit, das unterschiedliche Verhalten in verschiedenen Phasen aufzuzeichnen, am vielseitigsten einsetzbar. Dies geht allerdings zu Lasten etwas aufwändigerer Einstellungen und spürbar verlängerter Rechenzeiten.

3.3 Simulationen und Berechnungen

Im Verlauf des Vorhabens zeigte es sich, dass die im AP 1 bestimmten und damit näher zu betrachtenden Szenarien ausschließlich Ereignisse beschreiben, die Phasenausfälle beinhalten (siehe Kapitel 2). Die Betrachtung dieser Ereignisse erfordert die vollständige Abbildung des Dreiphasen-Drehstromsystems (d. h. für alle drei Phasen müssen Amplituden, Frequenzen und Phasenwinkel berechnet und ausgegeben werden können), so dass die Berechnungen mit NEPLAN fast ausschließlich mit dem Modul „Dynamische Simulation (Transient/EMT)“ durchgeführt wurden (siehe Abschnitt 3.2.4.2).

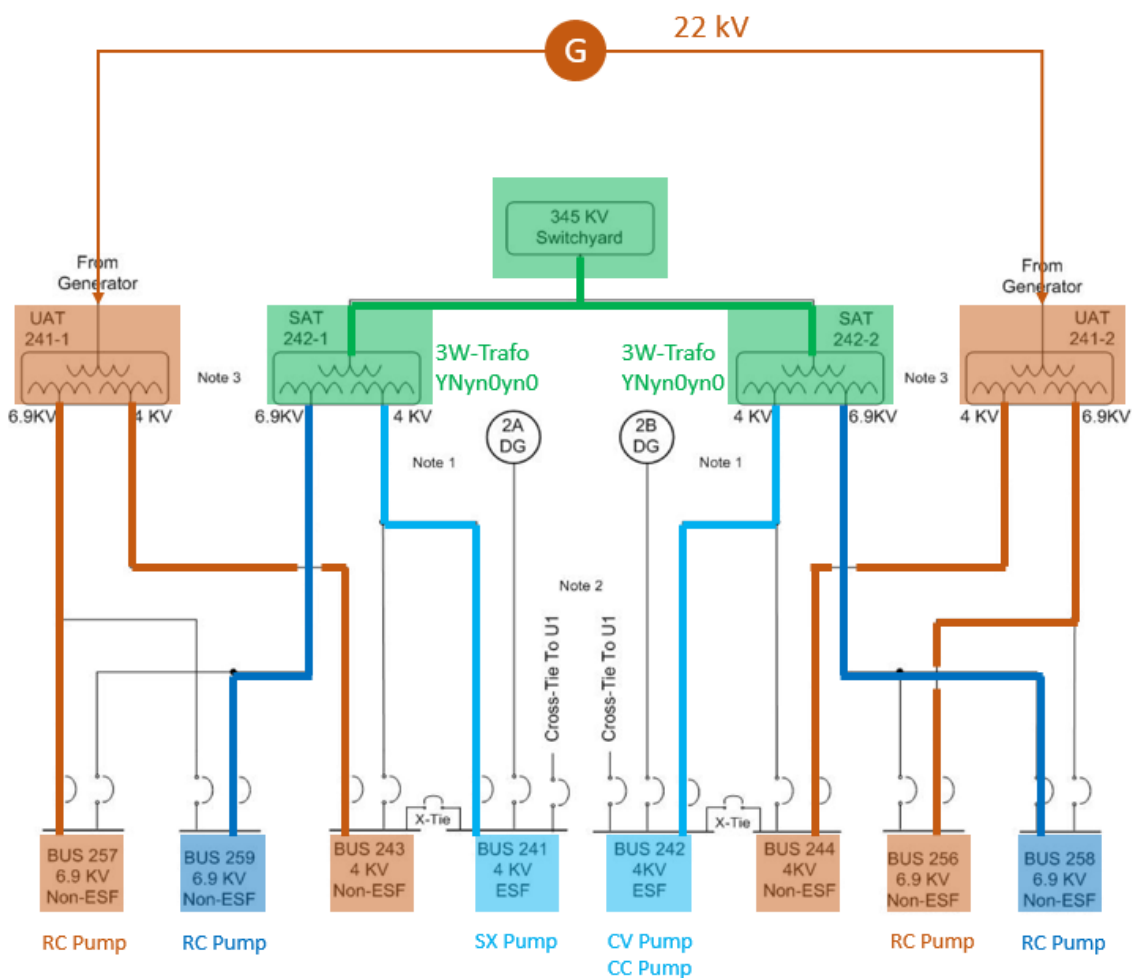
Im Arbeitspaket AP 4 wurden darüber hinaus als weiterverwertbare Ergebnisse Wahrscheinlichkeiten bzw. Fehlerraten für die einzelnen Komponenten in den einzelnen Szenarien benötigt. Dies macht es erforderlich, die mit dem Modellsystem erlangten Erkenntnisse in eine im Arbeitspaket AP 4 verwertbare Form umzurechnen. Hierzu dient die im Arbeitspaket AP 3 (siehe Kapitel 4) beschriebene Kennlinie, die eine Umrechnung von Asymmetrien in Ausfallwahrscheinlichkeiten von betroffenen Komponenten ermöglicht.

Im Rahmen der Arbeiten im Arbeitspaket AP 3 wurde ein Modell entwickelt, das es erlaubt, einen Zusammenhang zwischen der Asymmetrie der Stromversorgung eines Drehstrommotors und der dadurch bedingten erhöhten Ausfallwahrscheinlichkeit herzustellen. Dieses Modell ist in Abschnitt 4.5.2 dargestellt. Um die Parameter dieses Modells zu bestimmen, sind Informationen über die bei einem Ereignis der Betriebserfahrungen an den Komponenten vorliegende Asymmetrie erforderlich. Hierzu wurden mit NEPLAN gesonderte Simulationen durchgeführt, welche im nachfolgenden Abschnitt erläutert werden.

3.3.1 Simulationen zur Bestimmung der Kennlinie

In Abschnitt 4.5.4 ist die Auswahl der zur Parametrisierung des Modells verwendeten Betriebserfahrung dargestellt. Es wurde das Ereignis Byron Block 2 2012 verwendet. Details zu diesem Ereignis können Anhang A in /BER 19/ entnommen werden.

Abb. 3.27 zeigt vereinfacht den Zustand der Eigenbedarfsversorgung im Kernkraftwerk Byron unmittelbar vor dem Ereigniseintritt. Die farbigen Markierungen der Verbindungsleitungen deuten dabei an, welche Schiene über welchen Transformator versorgt wurden.



2A Essential Service Water (SX) [BS] Pump
 2B Centrifugal Charging (CV) [CB] Pump
 2B Component Cooling (CC) [CC] Pump

Reactor Coolant System (RC) [AB]

ESF - Engineered Safety Feature - sicherheitsrelevante Verbraucher
 SAT - Station Auxiliary Transformer
 UAT - Unit Auxiliary Transformer

Abb. 3.27 Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron unmittelbar vor Ereigniseintritt im Jahr 2012

Zum Zeitpunkt $t = 0$ s kam es zum im Abb. 3.28 dargestellten Ereigniseintritt, bei dem es im 45 kV-Switchyard zu einer offenen Phase C kam („Phase C: Single Phase Open Circuit“).

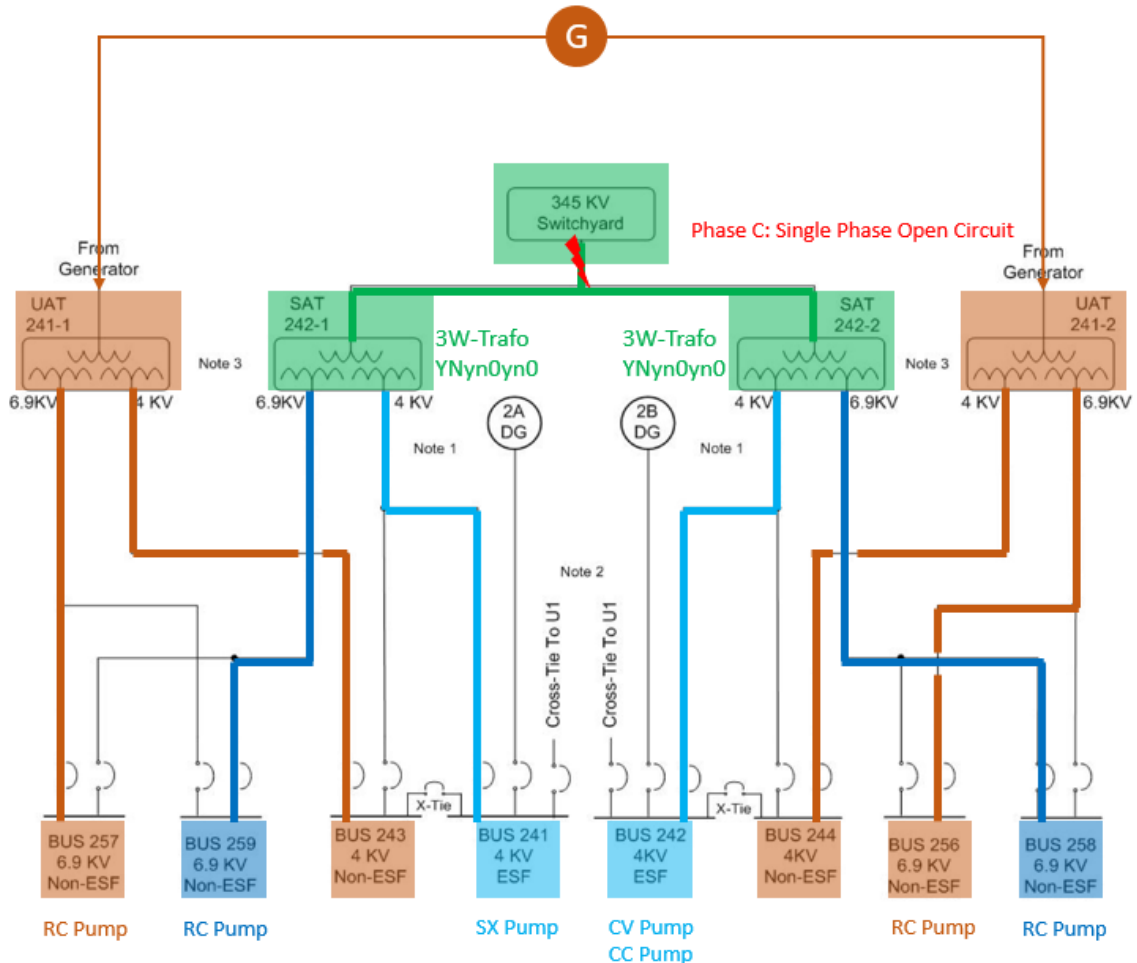


Abb. 3.28 Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron bei Ereigniseintritt („Single Phase Open Circuit in Phase C“) im 345 kV-Switchyard zum Zeitpunkt $t = 0$ s

Bedingt durch die Art und Weise, wie zwischen den einzelnen Phasen in der Anlage Byron die Spannung gemessen wurde, wurden auf zwei Schienen jeweils nur in einer Messung eine Unterspannung registriert. Dies reichte, um eine Reaktorschnellabschaltung (RESA) auszulösen, da hierfür lediglich eine Erfassung der Unterspannung durch 1-von-2 Messungen auf zwei Schienen notwendig ist (vgl. Abb. 3.29). Es kam aber zeitgleich zu keiner Umschaltung der von den Transformatoren SAT 242-1/2 versorgten Schienen auf die Transformatoren UAT 241-1/2. Hierzu wäre die Erkennung einer Unterspannung durch 2-von-2-Messungen auf zwei Schienen notwendig gewesen.

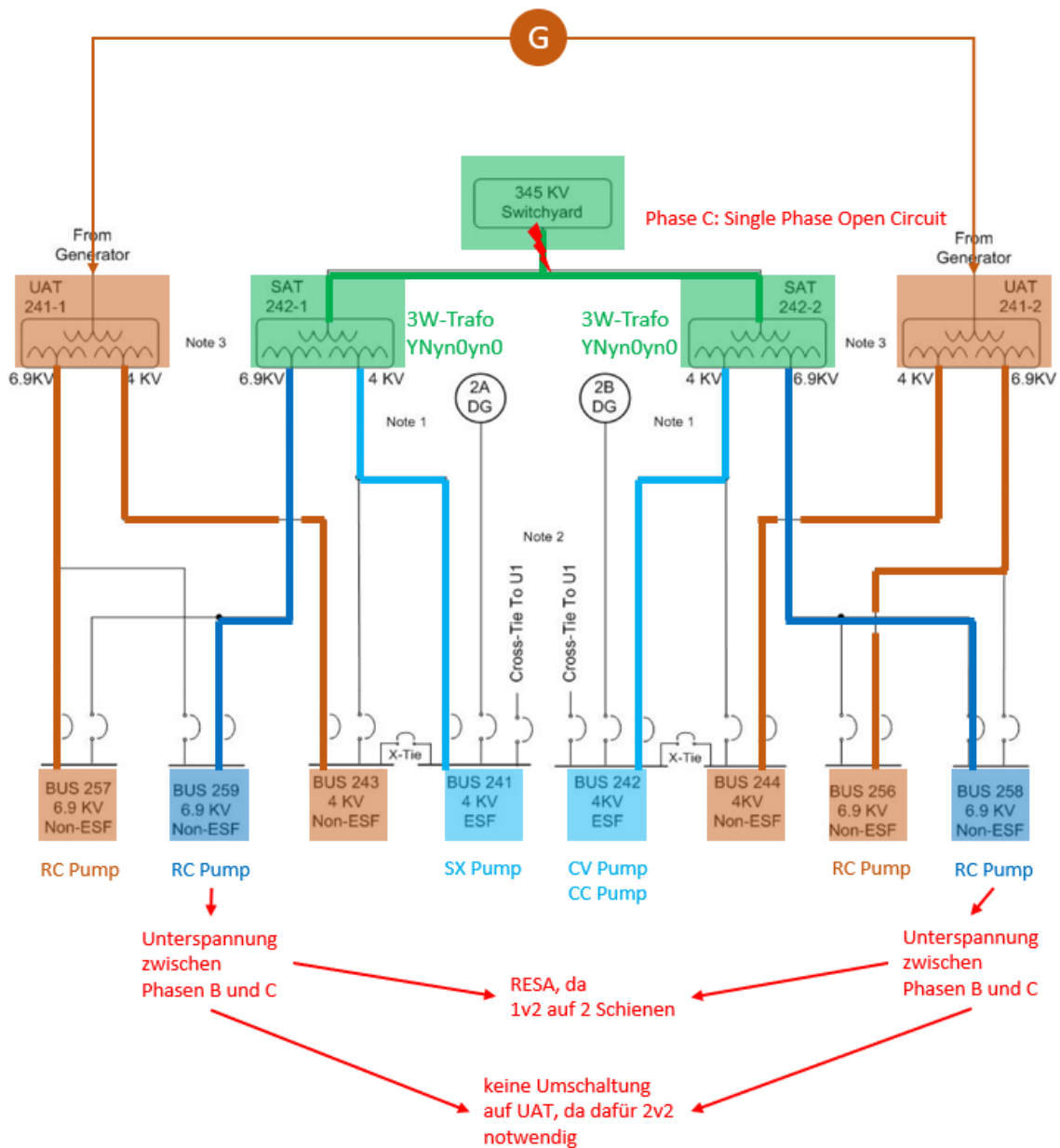
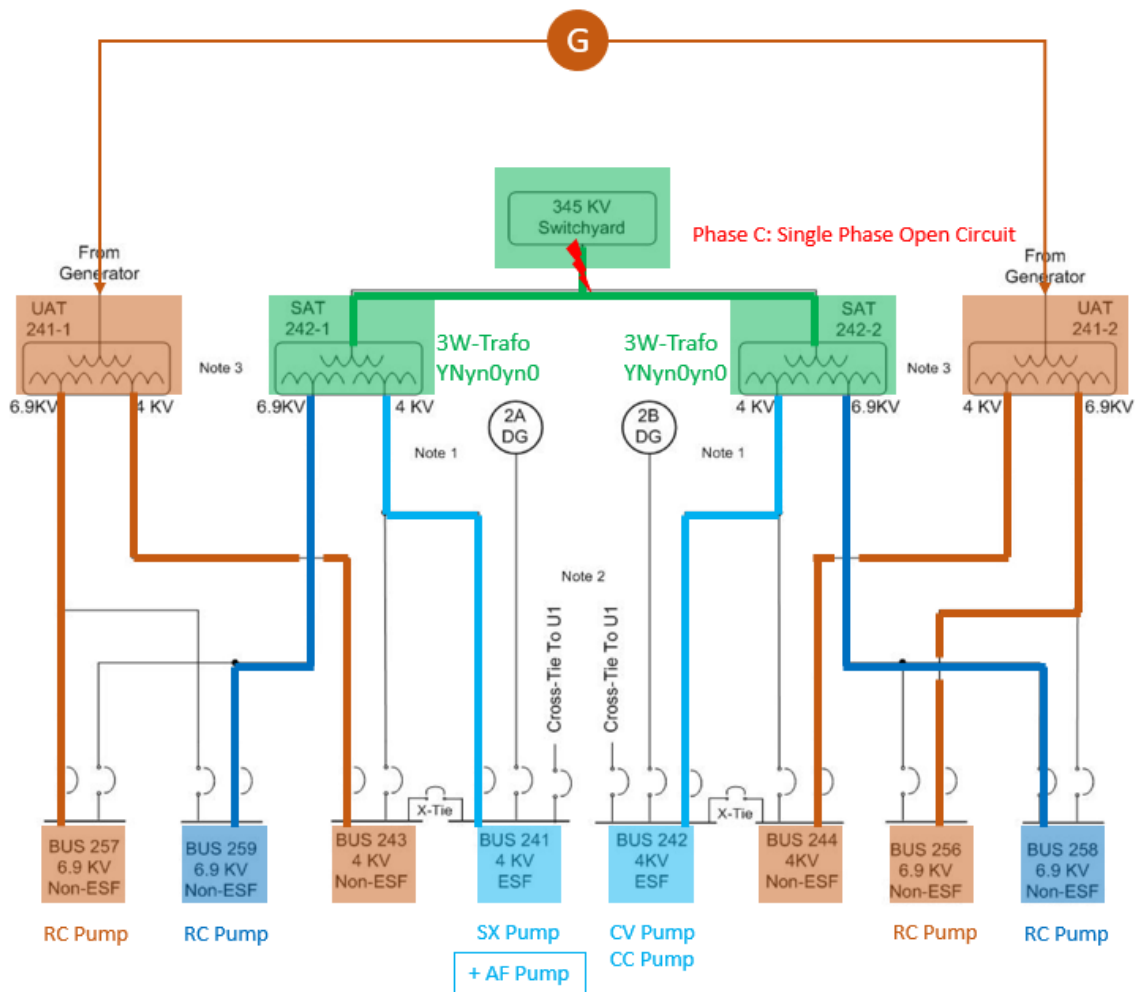


Abb. 3.29 Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron eine Sekunde nach Ereigniseintritt

Die RESA wurde ausgelöst, eine Umschaltung der Schienen von UAT auf SAT erfolgte nicht.

3 s nach Ereigniseintritt wurde auf der Schiene BUS 241 eine zusätzliche Pumpe zugeschaltet (siehe Abb. 3.30).



Zuschaltung:

2A Auxiliary Feedwater (AF) [BA] Pump --> Versorgt von Bus 241

2B Auxiliary Feedwater (AF) [BA] Pump --> Diesel Driven (daher oben nicht eingezeichnet)

Abb. 3.30 Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron 3 s nach Ereigniseintritt

Eine Pumpe („AF Pump“) wurde auf BUS 241 zugeschaltet.

Im Zeitraum zwischen $t = 7$ s und $t = 31$ s wurde dann noch eine weitere Pumpe zugeschaltet. Diese und eine Reihe weiterer Antriebe auf den Schienen BUS 241 und BUS 242 sowie Antriebe auf den unterlagerten Schienen fielen in diesem Zeitraum aus.

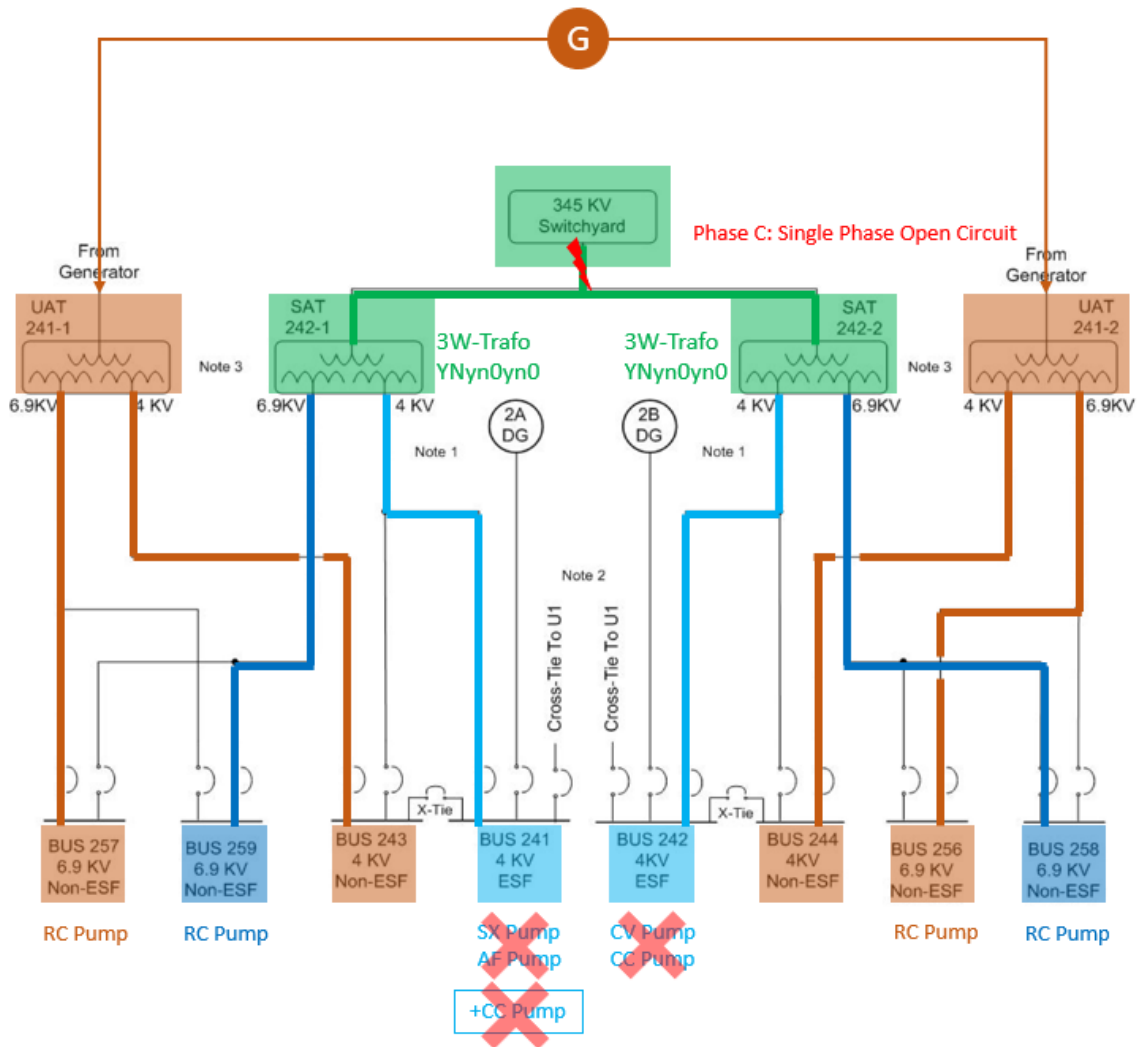


Abb. 3.31 Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron zwischen $t = 7$ s und $t = 31$ s

Eine weitere Pumpe wurde zugeschaltet, diese Pumpe und weitere Antriebe auf den Schienen BUS 241 und BUS 242 fielen aus.

Nach 31 s wurde schließlich der Generator bestimmungsgemäß (über das Kriterium „Rückleistung“) abgeschaltet, und es erfolgte eine Umschaltung der über die Transformatoren UAT 241-1/2 versorgten Schienen auf die Transformatoren SAT 242-1/2 (vgl. Abb. 3.32).

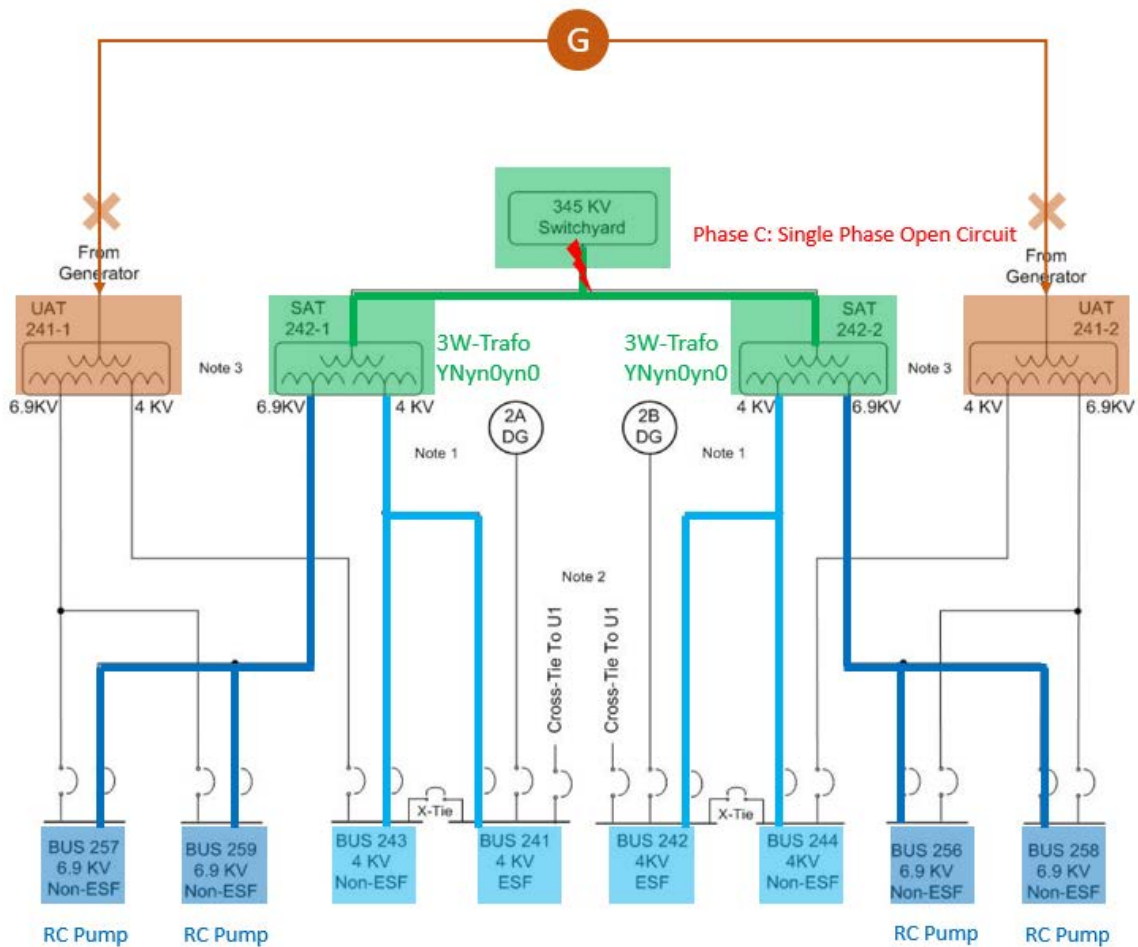


Abb. 3.32 Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron nach 31 s

Bestimmungsgemäß wird der Generator abgeschaltet (über Kriterium „Rückleistung“) und die Umschaltung der Schienen von UAT auf SAT angeregt. 40 s später ($t = 71$ s) kommt es zur Abschaltung der RC Pumpen (durch Überstromanregung).

Für die Bestimmung der Kennlinie im Arbeitspaket AP 3 wurde ein eigenes reduziertes Modellsystem der Eigenbedarfsversorgung des Blocks 2 des Kernkraftwerks Byron erstellt. Hiermit wurde der quasistationäre Zustand während des Ereignisses für den Zeitraum $7\text{ s} < t < 31\text{ s}$ simuliert, um so die für die Kennlinienbestimmung notwendigen Informationen zu erhalten. Das Modellsystem des Blocks 2 wurde dabei auf die vom Phasenfehler betroffenen Bereiche der Eigenbedarfsversorgung beschränkt, wie sie in Abb. 3.33 dargestellt ist.

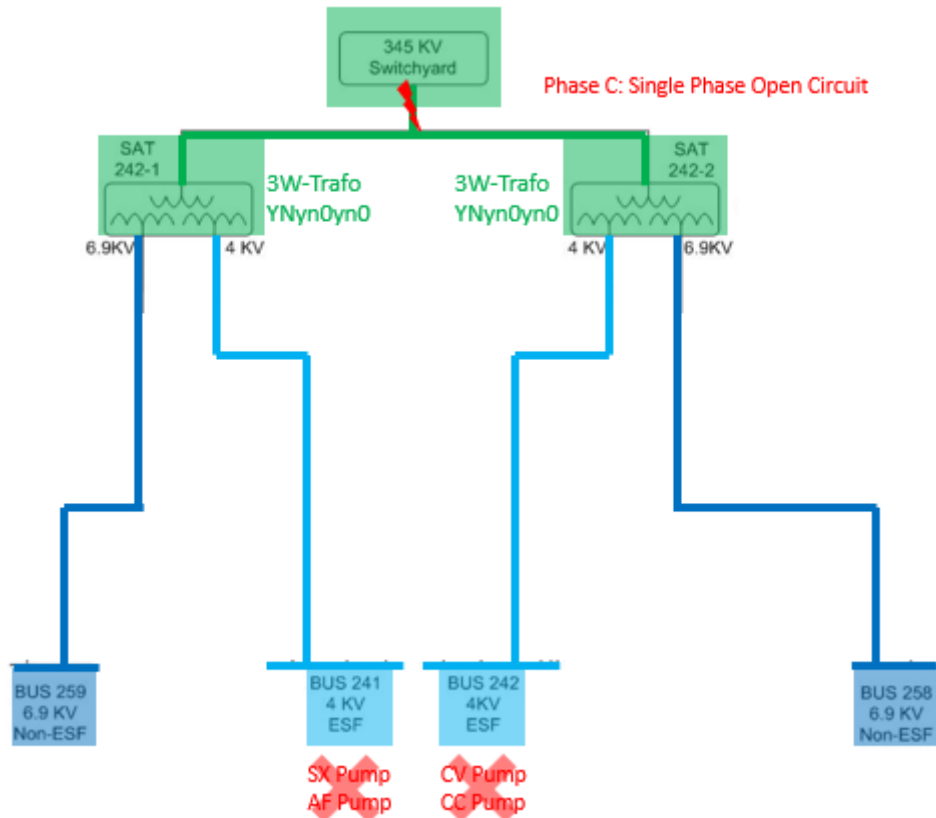


Abb. 3.33 Reduzierte Betrachtung für die Eigenbedarfsversorgung des Blocks 2 des Kernkraftwerks Byron im Zeitraum $7 \text{ s} < t < 31 \text{ s}$

Die nicht vom Phasenfehler betroffenen Bereiche in Abb. 3.31 wurden weggelassen.

Insgesamt ergibt sich für die vom Phasenfehler in Byron betroffenen Bereiche der Eigenbedarfsversorgung des Blocks 2 das in Abb. 3.34 dargestellte Modellsystem.

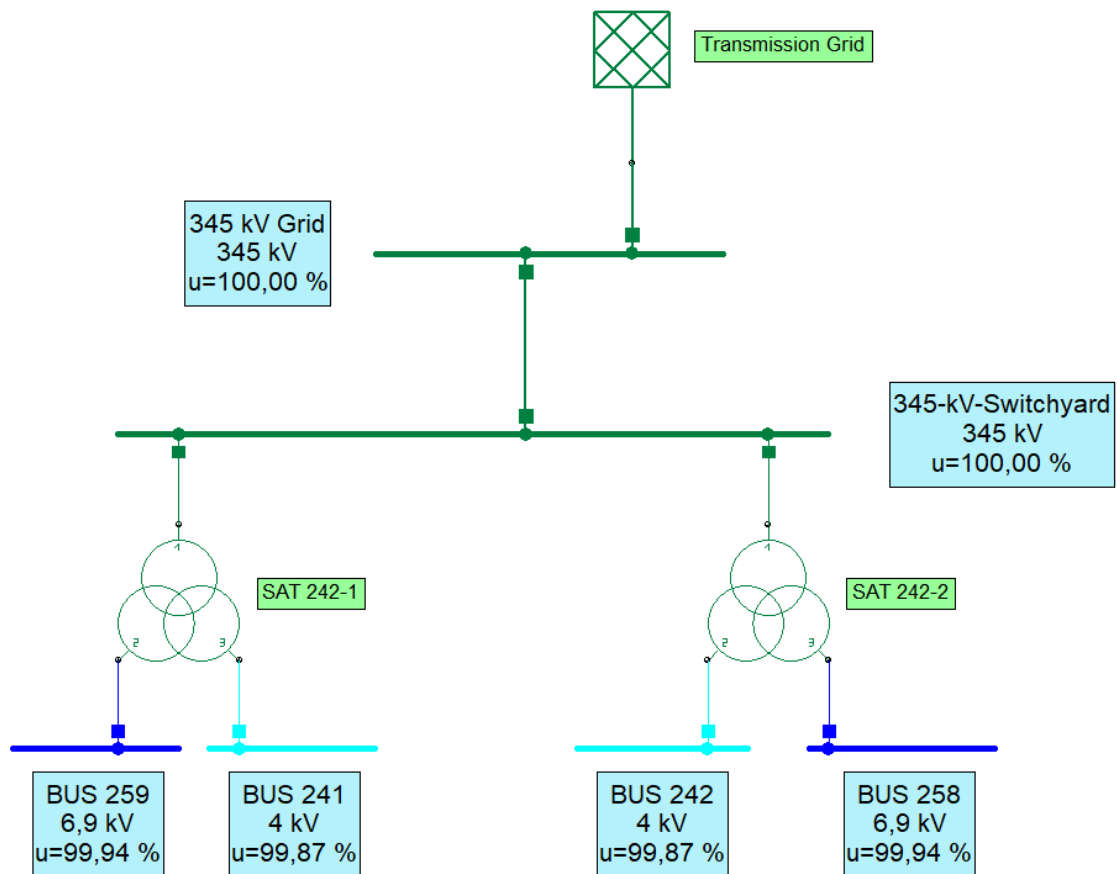


Abb. 3.34 Modellierung der Situation aus Abb. 3.33 mit NEPLAN; dargestellt ist die Ausgangssituation vor Ereigniseintritt ($t < 0$ s)

Als relevanter Parameter für die Beurteilung der Asymmetrie eines Systems wurde die folgende Größe a für die Asymmetrie festgelegt:

$$a = \frac{U_{Gegensystem}}{U_{Mitsystem}} \quad (3.5)$$

Dabei sind $U_{Gegensystem}$ und $U_{Mitsystem}$ die Spannungen im sogenannten Gegen- bzw. Mitsystem. a ist für ein vollkommen symmetrisches System Null. Je größer a ist, desto asymmetrischer ist das jeweilige System. Die Betrachtung von Dreiphasensystemen mit Hilfe der sogenannten symmetrischen Komponenten im Mit-, Gegen- und Nullsystem kann im Internet recherchiert oder beispielsweise in /HEU 10/ oder /OED 16/ nachgelesen werden und ist nicht Teil dieses Berichts. Wesentlich für diesen Bericht ist jedoch, dass die entsprechenden Größen als Ergebnisse in NEPLAN bei Verwendung des Simulationstyps RMS-ABC unmittelbar an jeder Stelle des betrachteten Modells verfügbar sind.

An dieser Stelle müssen für die Antriebe an den Schienen des Blocks 2 des Kernkraftwerks Byron Annahmen getroffen werden, da der GRS über deren genaue Kenndaten keine Informationen vorliegen. Daher wurden für die Simulation die Kenndaten von vergleichbaren Antrieben aus dem Modellsystem für die Eigenbedarfsversorgung von Kernkraftwerken in Abschnitt 3.1 verwendet. Die fehlenden Kenntnisse über die genauen Kenndaten der Antriebe im Kernkraftwerk Byron wirkt sich allerdings nur wenig auf das Ergebnis aus, wie eine einfache Sensitivitätsanalyse (siehe Abb. 3.35) zeigt.

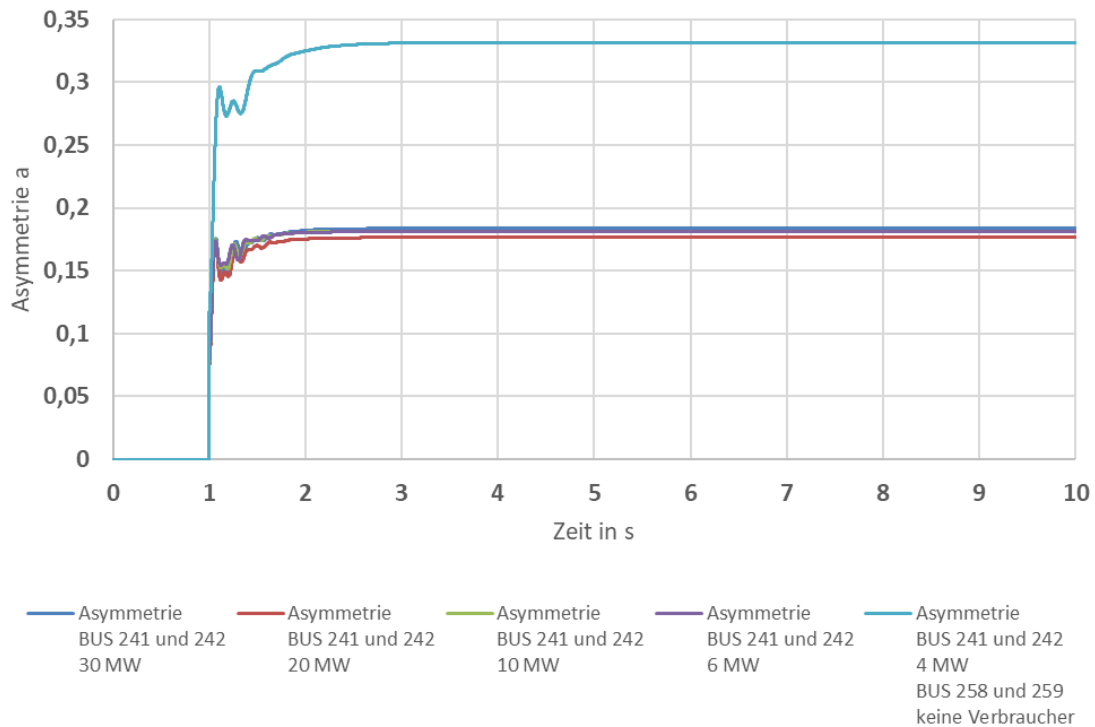


Abb. 3.35 Asymmetrie $a = U_{Gegensystem}/U_{Mitsystem}$ auf den Schienen BUS 241 und 242 für verschiedenen angenommene Belastungen der Schienen

Nach ca. 3 s erreicht diese jeweils einen stabilen Wert.

In Abb. 3.35 werden exemplarisch verschiedene mit dem Modellsystem aus Abb. 3.34 gewonnene Asymmetrieverläufe gezeigt. Hierbei wurde insbesondere die Belastung der Schienen BUS 241 und 242 über eine Variation der Kenndaten der angeschlossenen Verbraucher über den Bereich von 6 MW bis 30 MW variiert. Es zeigt sich, dass die Belastungen der Schienen (und auch die Variation weiterer Parameter, in der Abbildung nicht dargestellt) keinen nennenswerten Einfluss auf den Verlauf der Asymmetrie A haben, solange an jeder Schiene zumindest ein Verbraucher angeschlossen ist. Im Bild weicht nur die hellblaue Kurve signifikant von den anderen Kurven ab, in diesem Fall

waren an den Schienen BUS 258 und 259 überhaupt keine Verbraucher im Modell angebunden.

Aus diesen Betrachtungen kann für die anzunehmende Asymmetrie auf den Schienen BUS 241 und 242 beim Ereignis im Kernkraftwerk Byron im Zeitraum $7 \text{ s} < t < 31 \text{ s}$ ein Zahlenwert angegeben werden:

$$a = 0,176 \quad (3.6)$$

Mithilfe dieses Wertes und den beobachteten Komponentenausfällen können die Modellparameter bestimmt werden (siehe Abschnitt 4.5.4).

3.3.2 Simulationen der Fehlerszenarien

Im AP 1 wurden insgesamt 17 unterschiedliche Szenarien, zehn mit ein- und sieben mit zweipoligen Fehlern, für eine nähere Untersuchung priorisiert. Für eine einfachere Lesbarkeit werden diese (trotzdem es nur eine einfache Wiederholung der bereits im Kapitel 2 ausgeführten Informationen ist) in Tab. 3.1 noch einmal aufgelistet.

Tab. 3.1 Im AP 1 festgelegte und mit NEPLAN untersuchte Szenarien

Nr.	Fehlerart	Fehlerort	Anlagenzustand	Konfiguration	Sternpunkt
1	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen
2	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	geerdet
3	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen
4	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	geerdet
5	Einpolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	offen
6	Einpolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	geerdet
7	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	offen
8	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	geerdet

Nr.	Fehlerart	Fehlerort	Anlagenzustand	Konfiguration	Sternpunkt
9	Einpolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	-	offen
10	Einpolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	-	offen
11	Zweipolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	-	offen
12	Zweipolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	-	offen
13	Einpolig	Maschinenleitung (50 km)	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen
14	Zweipolig	Übertragungsnetz	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen
15	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 2	offen
16	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 3	offen
17	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Teillast)	Variante 1	offen

Neben den unterschiedlichen Fehlerorten (siehe Abb. 3.36), Anlagenzuständen und Sternpunktbehandlungen (der Maschinentransformatoren, die die Verbindung zum Verbundnetz darstellen), werden auch drei verschiedene Anlagenkonfigurationen in den zu untersuchenden Szenarien unterschieden. Diese drei Varianten unterscheiden sich ausschließlich in der Art und Weise, wie die Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks jeweils mit dem Verbundnetz verbunden ist (vgl. Abb. 3.37).

Abb. 3.38, Abb. 3.39 und Abb. 3.40 zeigen die Umsetzung dieser Anlagenkonfigurationen in NEPLAN. Die in diesen Abbildungen eingezeichneten Netz- und Generatorschalter dienen nur der Veranschaulichung und sind nicht Teil der Modellsystemvarianten, da in NEPLAN die einzelnen Verbindungen (Leitungen, Kabel) an den durch kleine Quadrate gekennzeichneten Stellen schaltbar sind.

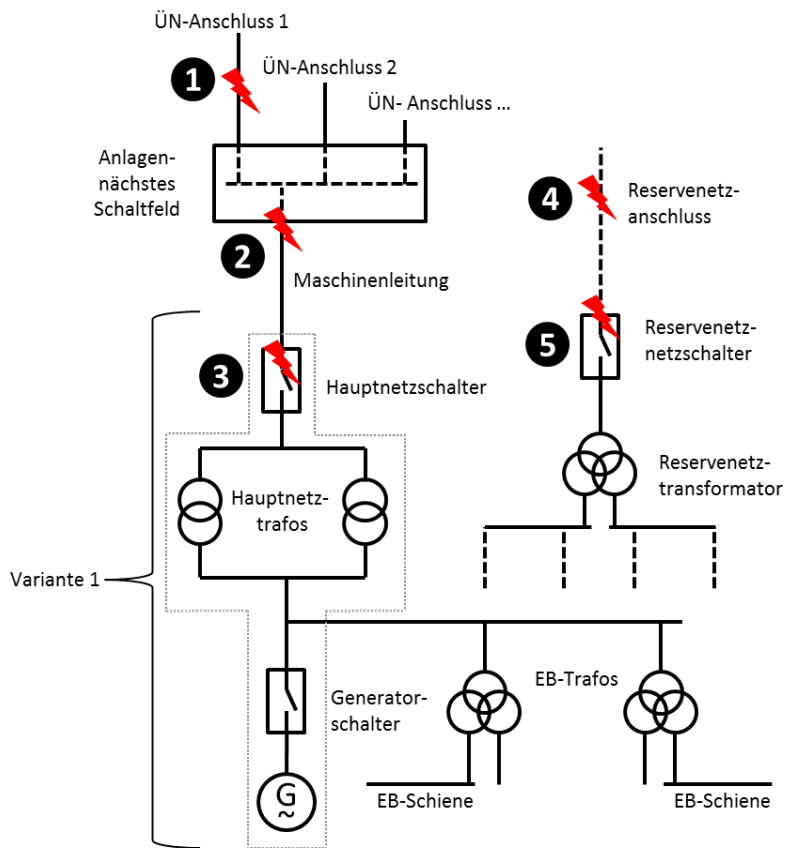


Abb. 3.36 Übersicht der möglichen Fehlerorte

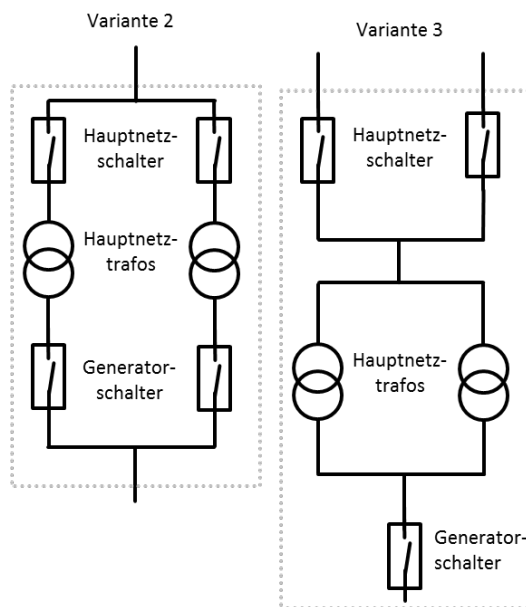


Abb. 3.37 Netzanschlussvarianten 2 und 3

Die Variante 1 ist in Abb. 3.36 dargestellt.

Diese Varianten der Anlagenkonfiguration könnten über einfache Änderungen am Modellsystem der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks berücksichtigt werden.

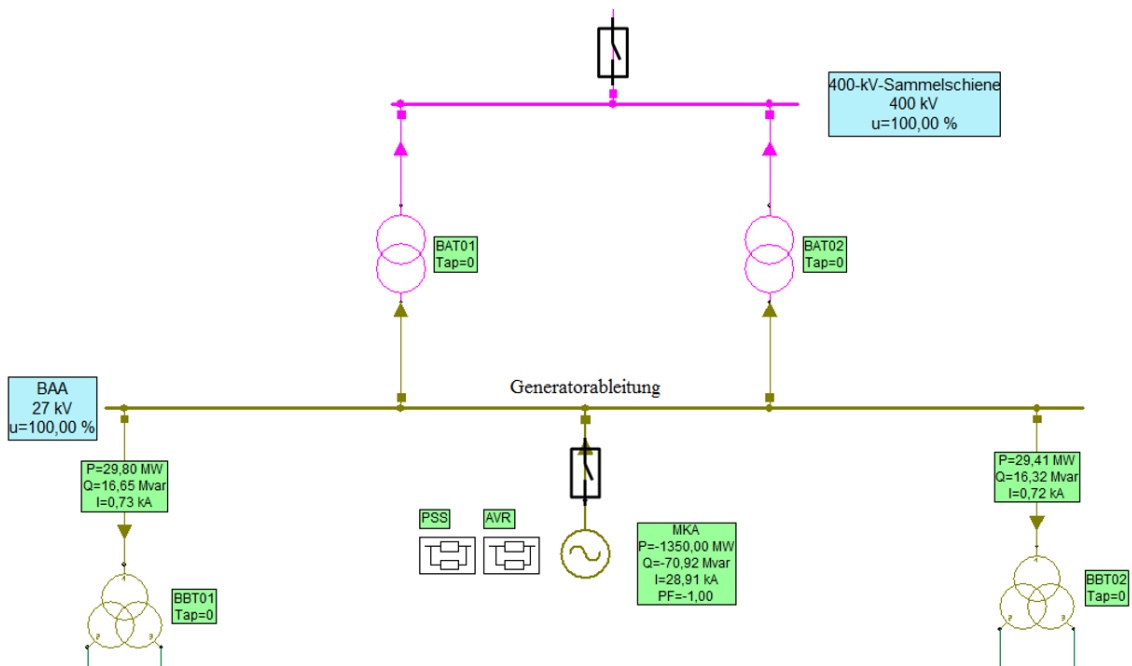


Abb. 3.38 Anlagenkonfiguration Variante 1 in NEPLAN

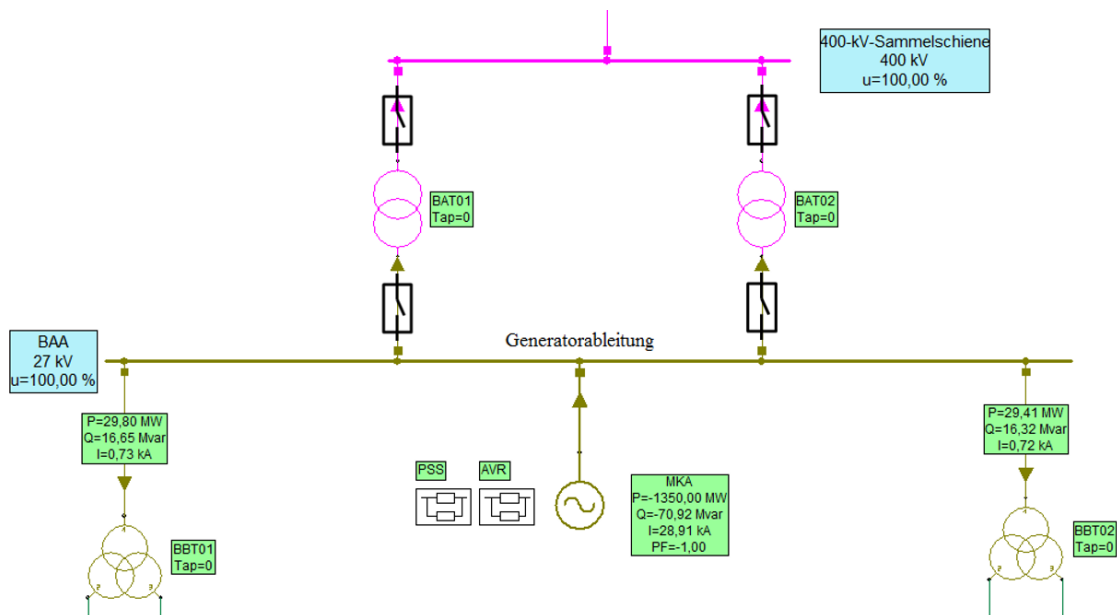


Abb. 3.39 Anlagenkonfiguration Variante 2 in NEPLAN

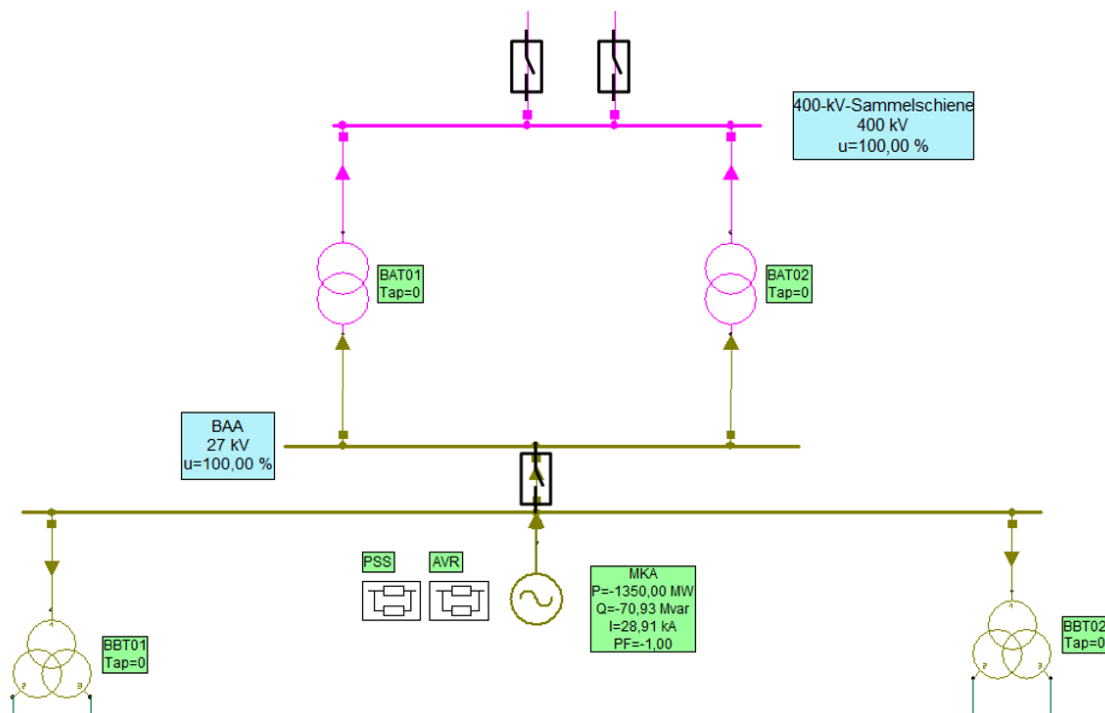


Abb. 3.40 Anlagenkonfiguration Variante 3 in NEPLAN

3.3.2.1 Untersuchung der Szenarien mit einpoligen Fehlern

Die Vorgehensweise zur Untersuchung der einzelnen Szenarien mit einpoligen Fehlern war stets dieselbe. Repräsentativ wird im Folgenden auf die Untersuchung von Szenario 1 näher eingegangen. Abschnitt 3.3.3 enthält die zusammengefassten Ergebnisse sämtlicher Simulationen.

Im Szenario 1 wird eine einphasige Unterbrechung am Hauptnetzscharter bei Volllastbetrieb in der Anlagenkonfiguration Variante 1 betrachtet (siehe Abb. 2.11) Die Sternpunkte der Maschinentransformatoren (BAT01, BAT01 – siehe Abb. 3.38) sind in diesem Szenario offen (also nicht geerdet).

Die Ausgangssituation im Szenario 1 ist in Abb. 3.41 dargestellt (Lastflussberechnung). Nach den Spezifikationen dieses Szenarios im AP 1, werden die Schienen der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks über die beiden Eigenbedarfstransformatoren (BBT01 und BBT02) gleichmäßig versorgt. An den unterlagerten Schienen (nicht im Bild dargestellt) wurden hierfür die entsprechenden Antriebe gemäß eines ungestörten Volllastbetriebs eingeschaltet. Über die Eigenbedarfstransformatoren fließen jeweils ca. 30 MW Wirk- und 16 MW Blindleistung. Der Generator erzeugt 1350 MW Wirkleistung,

die über die Maschinentransformatoren (abzüglich Eigenbedarfes) ins Verbundnetz übertragen werden.

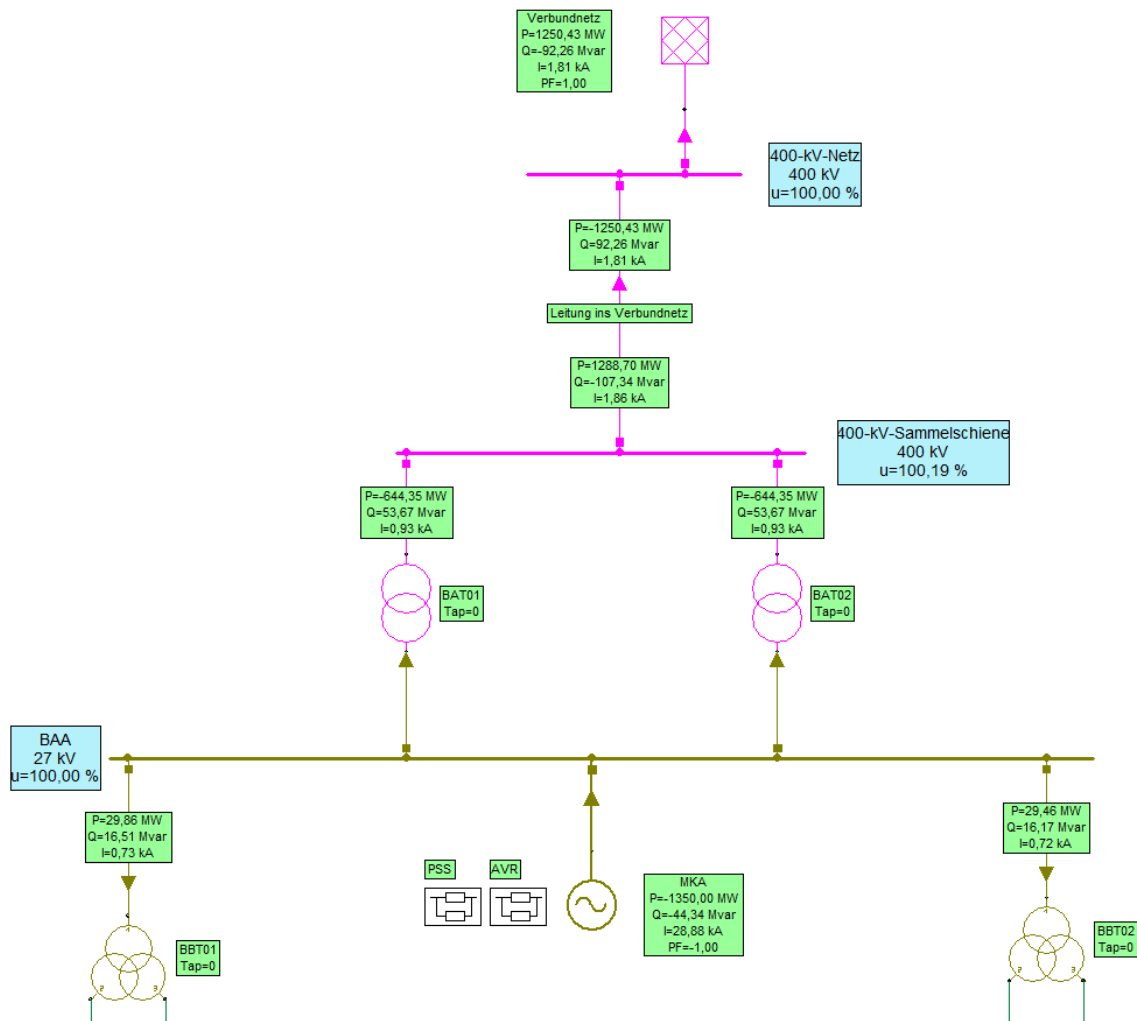


Abb. 3.41 Ausgangssituation im Szenario 1

Abb. 3.42 zeigt die Spannung im Mit- (V11) und Gegensystem (V21) in kV für die Hauptkühlmittelpumpe 1 (JEB10 AP001, oben links), die Hauptkühlwasserpumpe 1 (PAC10 AP001, oben rechts) und die Pumpe 2 des konventionellen Nebenkühlwassers (PCC50 AP001, unten) an der 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1 (BBA) im Szenario 1 (Ereigniseintritt bei $t = 1$ s).

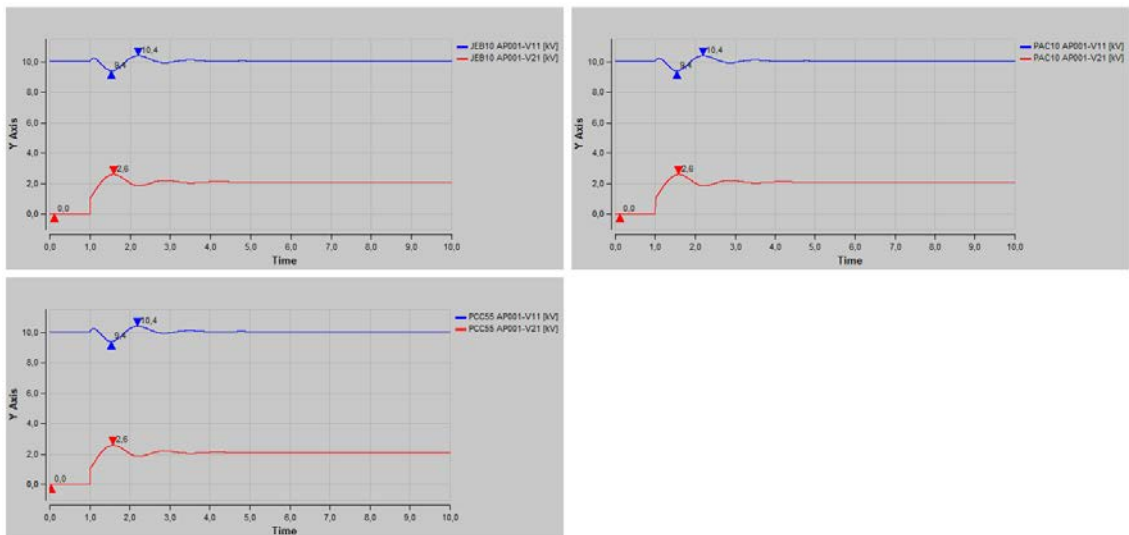


Abb. 3.42 Darstellung der aufgezeichneten Variablen während einer Simulation in NEPLAN (Screenshot) für die Hauptkühlmittelpumpe 1 (oben links), die Hauptkühlwasserpumpe 1 (oben rechts) und eine Nebenkühlwasserpumpe (unten)

Wie man in Abb. 3.42 erkennen kann, sind die Spannungen im Mit- (blau) und Gegensystem (rot) für diese drei Antriebe in diesem Szenario identisch. Dasselbe gilt auch jeweils für alle anderen Antriebe, die gemeinsam von einer bestimmten Schiene versorgt werden. D. h., die simulierten Spannungsverläufe unterscheiden sich zwar zwischen den unterschiedlichen Schienen, auf einer bestimmten Schiene erfahren jedoch alle Antriebe denselben Spannungsverlauf. Es genügt also, für jedes der Szenarien die Mit- und Gegensystemspannung für jede einzelne Schiene aufzuzeichnen (die Nullsystemspannung wird für die Bestimmung der Asymmetrie nicht benötigt).

Abb. 3.43 zeigt exemplarisch den Spannungsverlauf im Mit- und Gegensystem für die Schiene BBA (10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1). Die daraus berechnete Asymmetrie (Gegensystemspannung geteilt durch Mitsystemspannung) für das Szenario 1 ist in Abb. 3.44 dargestellt.

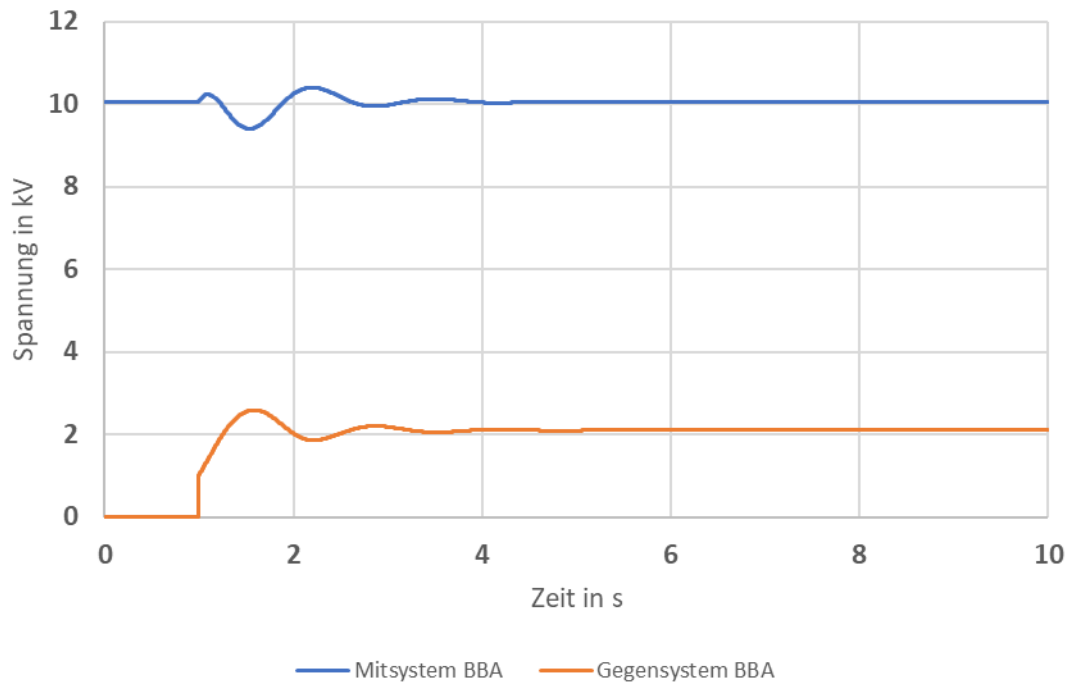


Abb. 3.43 Spannung im Mit- und Gegensystem auf der 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1 im Szenario 1

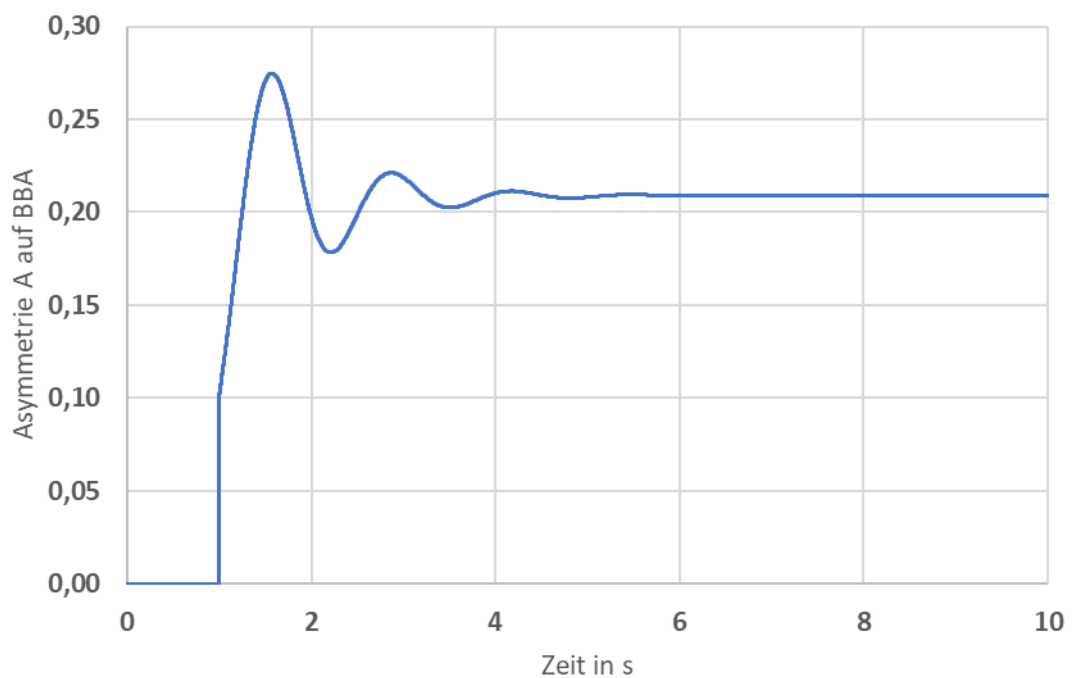


Abb. 3.44 Aus der Mit- und Gegensystemspannung berechneter Asymmetrieverlauf auf der 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1 im Szenario 1

Das Modellsystem der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks berücksichtigt insgesamt 36 Schienen. Für jede dieser Schienen musste in jedem Szenario die Mit- und Gegensystemspannung erfasst werden. Dies bedeutet, dass pro Szenario 72 unterschiedliche Variablen für die Bestimmung aller Asymmetrien aufgezeichnet werden mussten. Insgesamt wurden daher für jedes Szenario (bei jeweils 12 aufgezeichneten Variablen) (mindestens) sechs Simulationsdurchläufe durchgeführt. Über die Zuordnung der einzelnen Komponenten zu den Schienen konnte dann im Ergebnis eine Asymmetrie für jede einzelne Komponente für das betrachtete Szenario bestimmt werden.

Gleichartige Simulationen wurden für alle Szenarien mit einpoligen Fehlern aus dem AP 1 durchgeführt. Unter Zuhilfenahme der Kennlinie aus dem Arbeitspaket AP 3 können aus den Ergebnissen dieser Simulationen unmittelbar Ausfallwahrscheinlichkeiten für jede einzelne Komponente berechnet werden wie sie für die PSA-Modellierung der Szenarien notwendig sind. Die quantitativen Ergebnisse können Tabelle 3.2 in /BER 19/ entnommen werden. Bei dieser Art der Betrachtung muss beachtet werden, dass jeweils implizit angenommen wird, dass keine anderen schwerwiegenden Auswirkungen (z. B. am Generator selbst oder den Maschinentransformatoren) auftreten, die unter Umständen zu einem gänzlich anderen Ereignisablauf führen würden. Auch wird davon ausgegangen, dass die in den Szenarien auftretenden Asymmetrien nicht detektiert wurden oder zumindest keine anderweitigen Maßnahmen (z. B. durch das Bedienpersonal) ergriffen werden. Die Ergebnisse sind daher dahingehend zu deuten, dass die berechneten Asymmetrien lediglich unter der Voraussetzung gelten, dass keine anderweitigen Maßnahmen und Auswirkungen zu einem geänderten Ereignisverlauf führen. Solche Auswirkungen (abgesehen von Eingriffen durch das Bedienpersonal) sind jedoch vermutlich nur für Szenarien zu erwarten, die sich auf Volllastzustände beziehen, da nur für diese die Umverteilung der Leistungen über die einzelnen Phasen bei gleichbleibenden integralen Werten zur Überschreitung evtl. zulässiger Bereiche und somit zum Ansprechen von Schutzeinrichtungen führen würden (z. B. am Generator).

Die Bestimmung, ob diese Annahme für das jeweils betrachtete Szenario gültig ist, wurde durch zusätzliche Simulationen überprüft. Hierzu wurde insbesondere durch zusätzliche Simulationsdurchläufe für alle Szenarien das Verhalten des Generators und der jeweils die Leistung übertragenden Transformatoren näher betrachtet.

Für das Szenario 1 ergibt sich beispielsweise für die Spannung auf der Generatorableitung der Verlauf in Abb. 3.45.

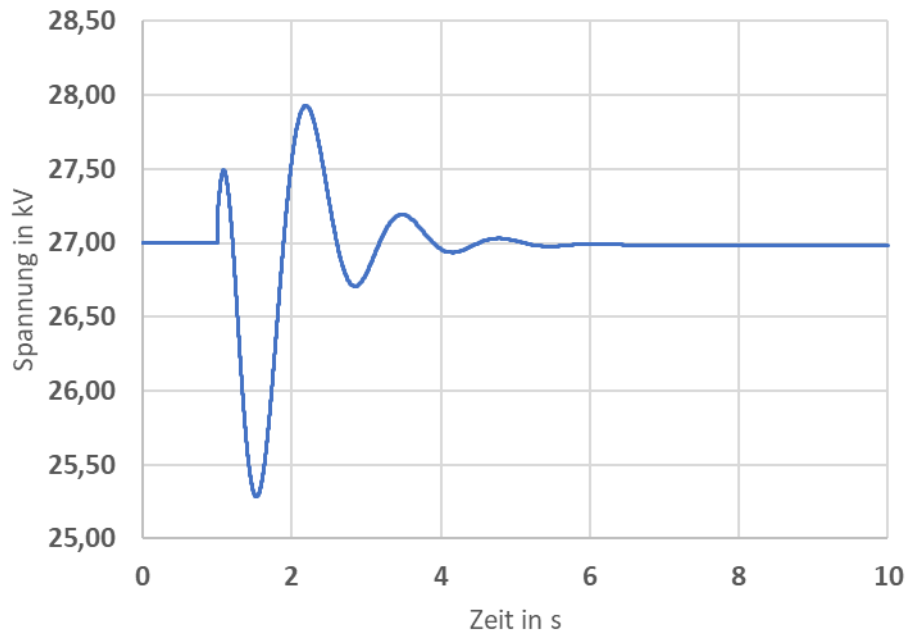


Abb. 3.45 Spannungsverlauf auf der Generatoreableitung im Szenario 1; es werden keine Auslösegrenzwerte überschritten

Durch die fehlerhaft geöffnete Phase A im Hauptnetzschalter im Szenario 1 werden keine Spannungsgrenzwerte erreicht, die zu einer Auslösung von Maßnahmen führen würde. Das gleiche gilt auch für die vom Generator (insgesamt) abgegebene Wirk- und Blindleistung (siehe Abb. 3.46 und Abb. 3.47).

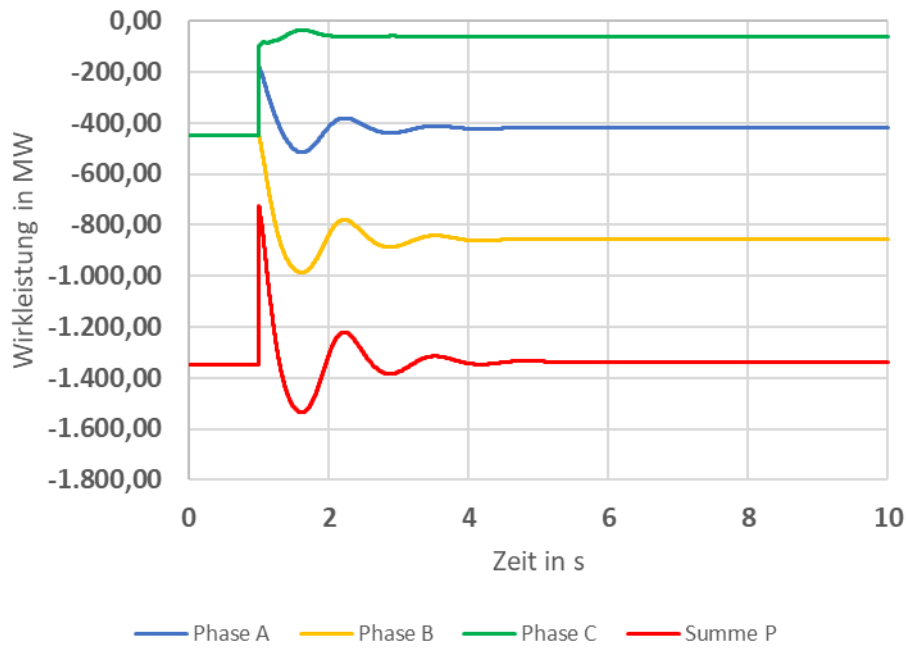


Abb. 3.46 Vom Generator abgegebene Wirkleistung über die einzelnen Phasen und insgesamt (rot) im Szenario 1

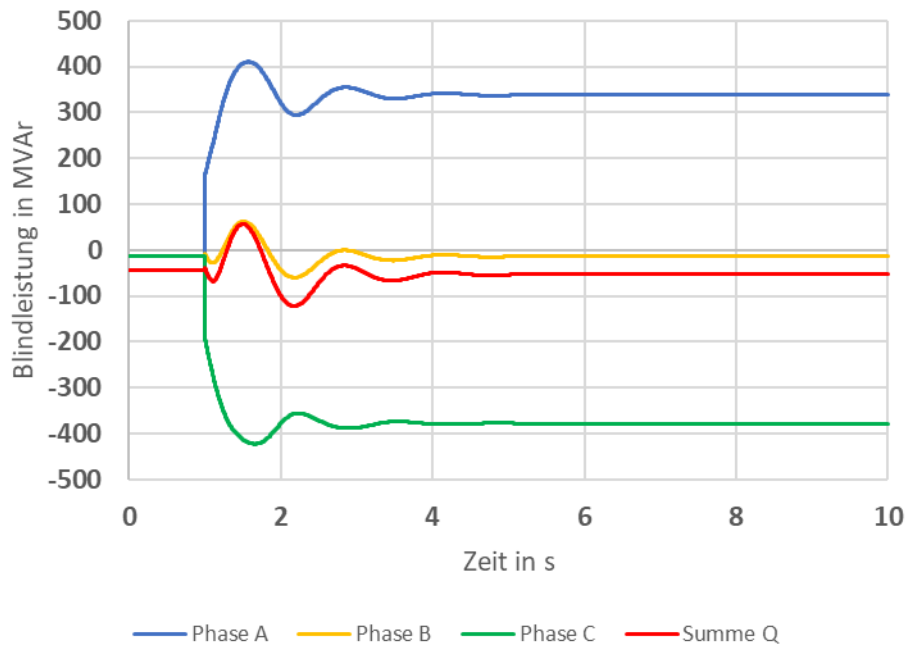


Abb. 3.47 Vom Generator abgegebene Blindleistung über die einzelnen Phasen und insgesamt (rot) im Szenario 1

Formal bleibt der Betriebspunkt somit während des Szenarios 1 im zulässigen Bereich des Leistungsdiagramms des Generators (vgl. Abb. 3.48).

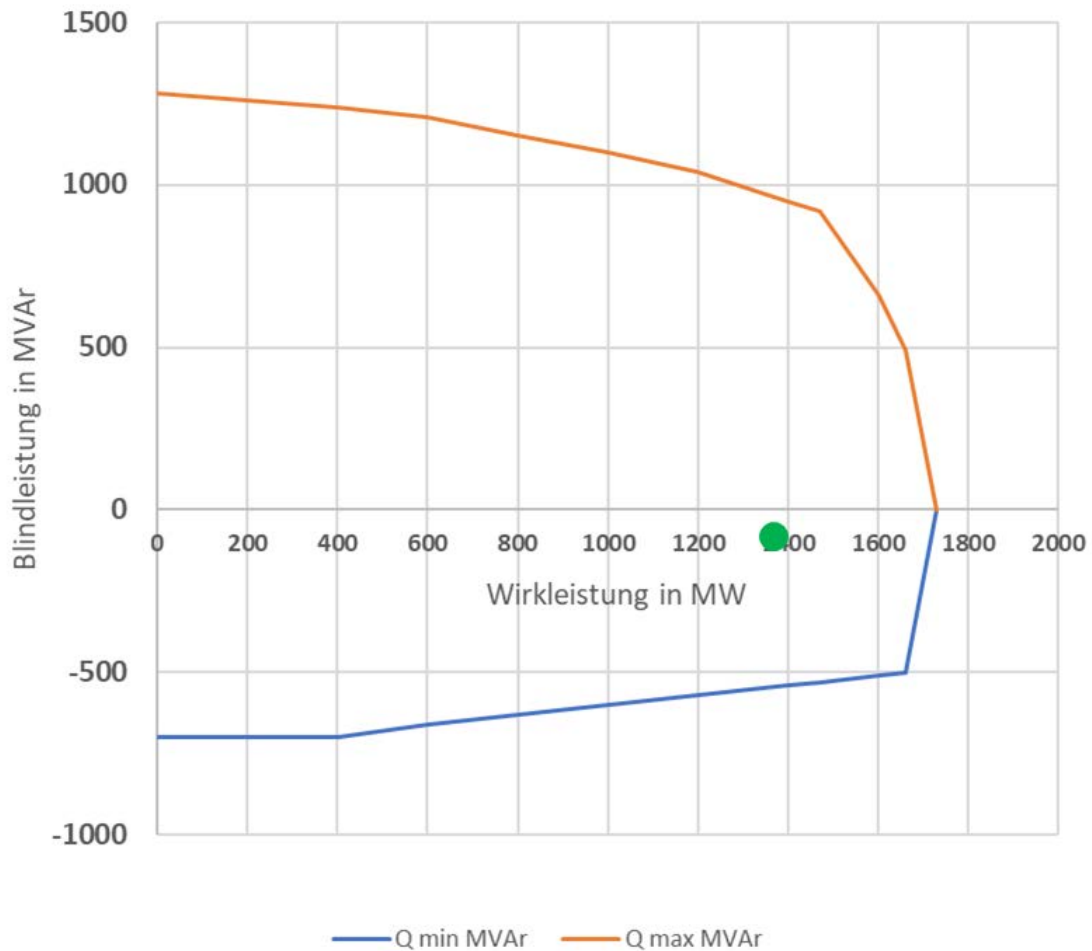


Abb. 3.48 Im Modellsystem in NEPLAN hinterlegtes Leistungsdiagramm des Generators mit eingezeichnetem Betriebspunkt nach Ereigniseintritt im Szenario 1

Das dargestellte Leistungsdiagramm des Generators geht allerdings von einer gleichmäßigen Belastung der einzelnen Phasen aus. Bildet man ein (virtuelles) Leistungsdiagramm für die Einzelphasen (durch Dritteln der Wirk- und Blindleistungsgrenzen), so ergibt sich das in Abb. 3.49 dargestellte Diagramm.

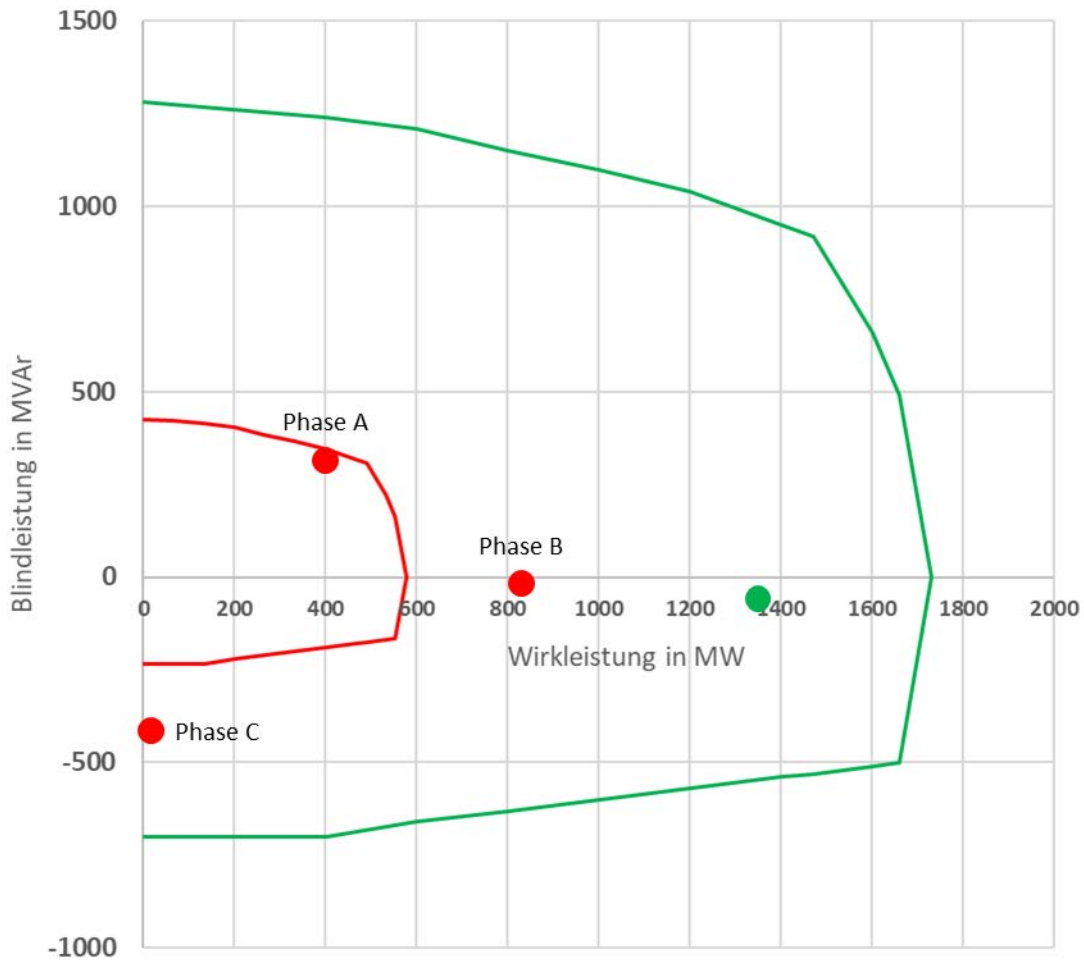


Abb. 3.49 Leistungsdiagramm des Generators (grün) und (virtuelles) Leistungsdiagramm für die Einzelphasen (rot) mit den entsprechenden Betriebspunkten im Szenario 1

Auf diese Weise deutet sich an, dass im Szenario 1 die Phasen B und C außerhalb der gewünschten Bereiche liegen. Phase B überschreitet deutlich die (virtuelle) Ständerstrombegrenzung des Einzelphasen-Leistungsdiagramms, während die Phase C die (virtuelle) Grenze zur Vermeidung des Kippverhaltens des Generators überschreitet. Letzteres hat (aufgrund des physisch gemeinsamen Rotors aller drei Phasen) sicher kein Kippen („Außertrittgeraten“) des Generators zur Folge, allerdings könnte der relativ große Ständerstrom in der Phase B längerfristige Auswirkungen auf den Generator haben. Da im Szenario 1 ohnehin alle Antriebe mit einer Wahrscheinlichkeit nahe 100 % ausfallen (siehe Abschnitt 3.3.3), können die evtl. längerfristigen Auswirkungen auf den Generator in diesem Fall aber vernachlässigt werden.

Interessanter sind die Auswirkungen auf den Generator in den Szenarien, in denen die ermittelte Asymmetrie so gering ist, dass Ausfallwahrscheinlichkeiten der Komponenten von deutlich unter 100 % zu erwarten sind. Dies ist vor allem für Szenarien mit geerdeten leistungsübertragenden Transformatoren der Fall (beispielsweise Szenario 2).

Szenario 2 unterscheidet sich von Szenario 1 nur durch eine andere Sternpunktbehandlung der die Leistung ins Netz übertragenden Maschinentransformatoren. Die Sternpunkte der Maschinentransformatoren sind in Szenario 2 (direkt) geerdet. Daraus resultiert nicht nur eine deutlich kleinere Asymmetrie auf allen Schienen, auch die Auswirkungen auf der Generatorableitung und im Generator sind deutlich geringer (siehe Abb. 3.50, Abb. 3.51 und Abb. 3.52).

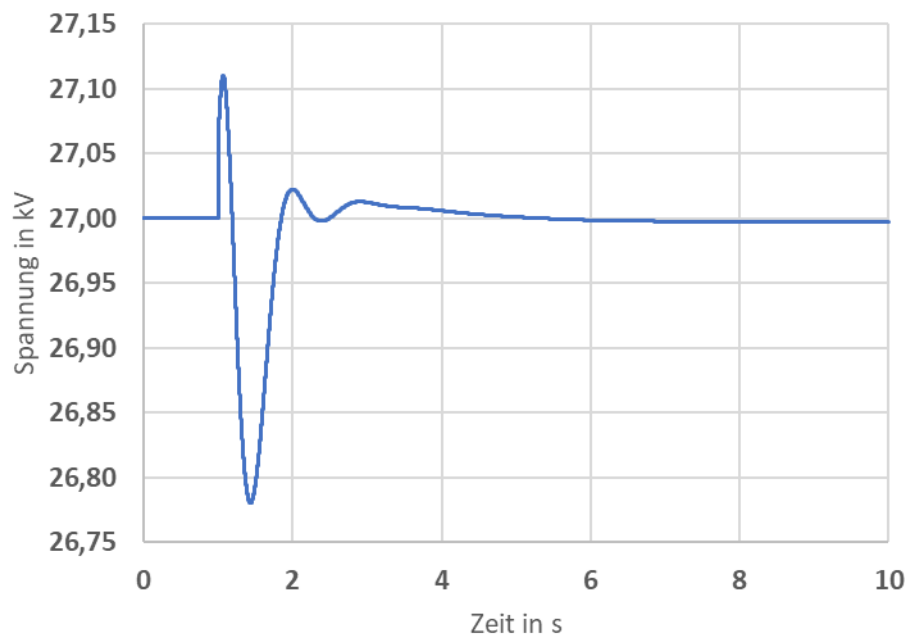


Abb. 3.50 Spannungsverlauf auf der Generatorableitung im Szenario 2

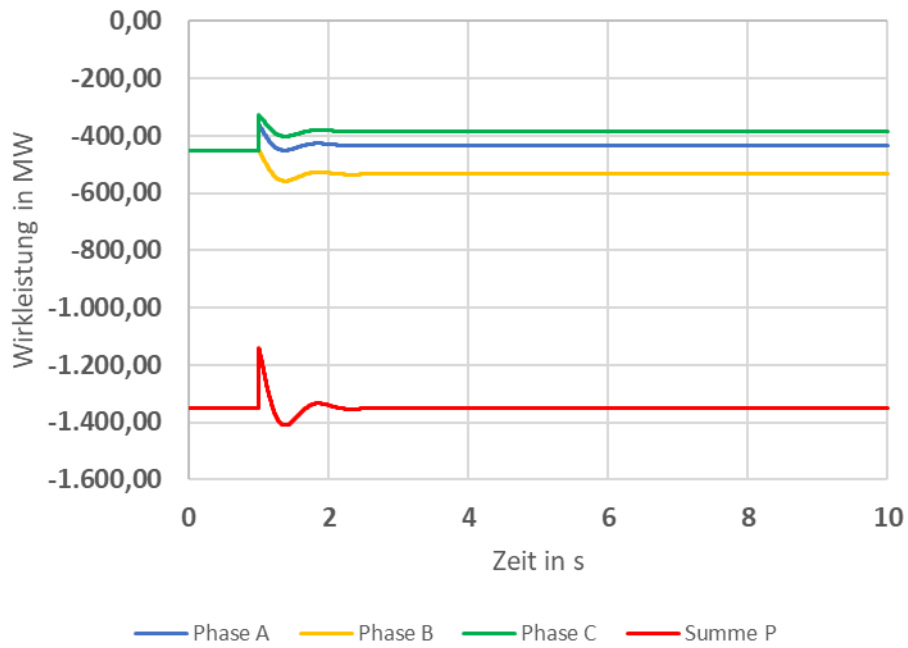


Abb. 3.51 Vom Generator abgegebene Wirkleistung über die einzelnen Phasen und insgesamt (rot) im Szenario 2

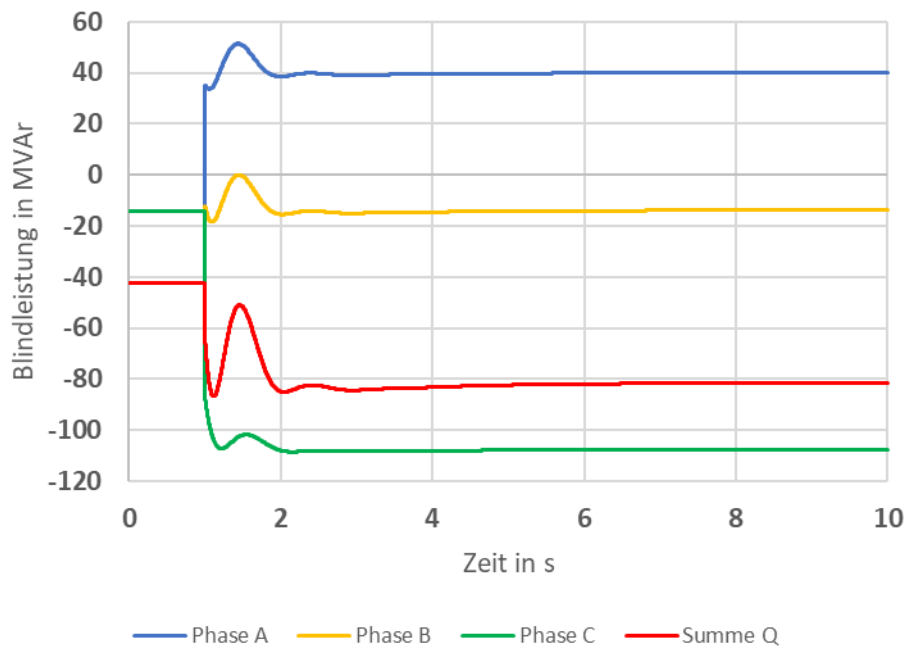


Abb. 3.52 Vom Generator abgegebene Blindleistung über die einzelnen Phasen und insgesamt (rot) im Szenario 2

Im Leistungsdiagramm des Generators stellt sich das Ganze wie in Abb. 3.53 gezeigt dar.

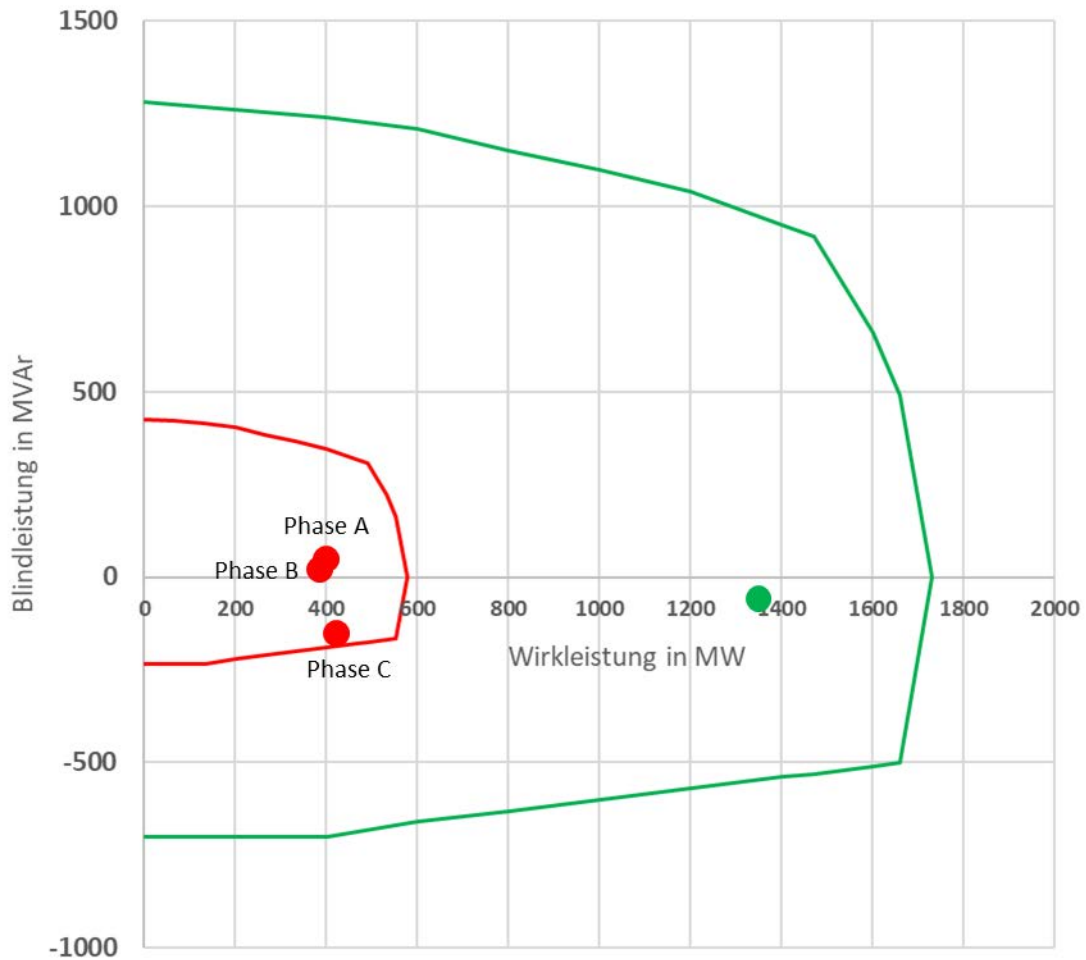


Abb. 3.53 Leistungsdiagramm des Generators (grün) und (virtuelles) Leistungsdiagramm für die Einzelphasen (rot) mit den entsprechenden Betriebspunkten im Szenario 2

Bei geerdeten Sternpunkten (wie im Szenario 2) sind also nicht nur die Asymmetrien der einzelnen Komponenten deutlich geringer, auch die Auswirkungen auf der Generatorableitung (27 kV-Schiene) und im Generator selbst fallen deutlich geringer aus. Das gleiche gilt auch für alle Szenarien, in denen die Auswirkungen (hinsichtlich Asymmetrie) aus anderen Gründen gering ausfallen (z. B. die Szenarien 16 und 17).

Ähnliche Überlegungen gelten auch für die jeweils die Leistung übertragenden Transformatoren (in den Szenarien 1 und 2 die Maschinentransformatoren), allerdings hier für die Spannungen und Ströme in den einzelnen Phasen. Für diese kommt es in beiden Szenarien (1, 2) ober- und unterspannungsseitig nach Ereigniseintritt zu unterschiedlichen Werten auf den drei Phasen (siehe z. B. Abb. 3.54 und Abb. 3.55), diese bleiben

jedoch vergleichsweise gering, insbesondere wenn man bedenkt das eine der Verbindungsleitungen (eine Phase) in diesen Szenarien komplett unterbrochen wird.

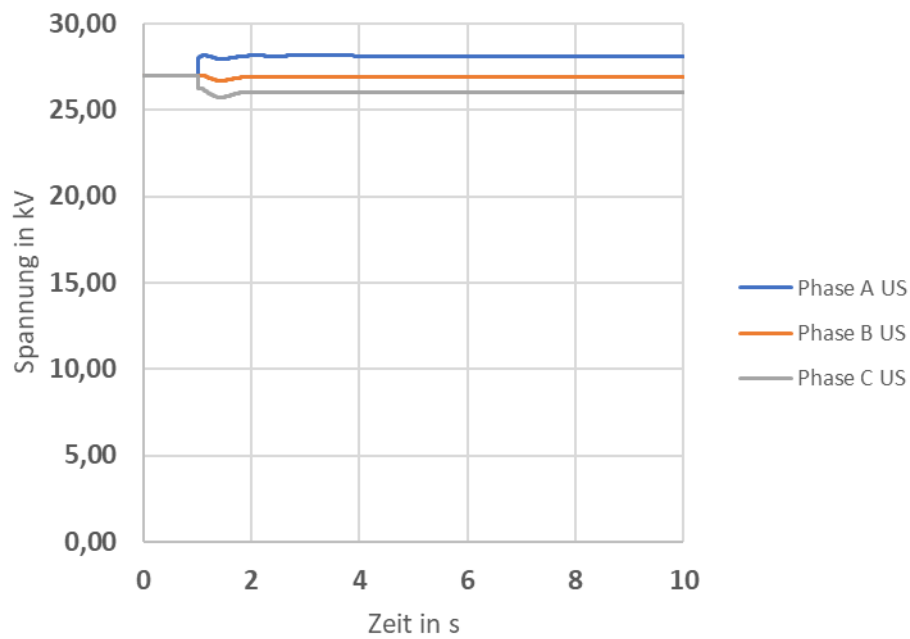


Abb. 3.54 Unterspannungsseitige (US) Spannungen am Maschinentransformator BAT01 im Szenario 2

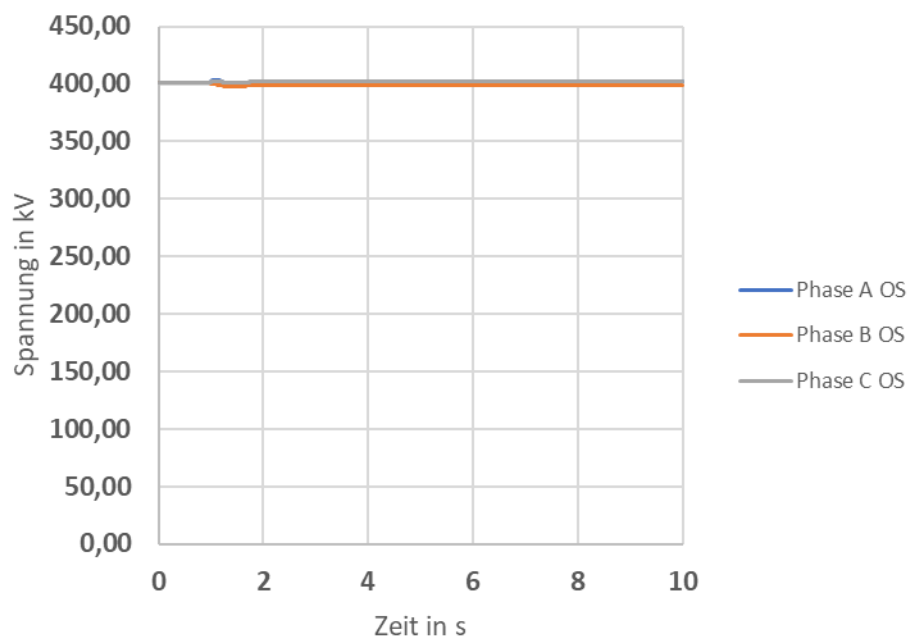


Abb. 3.55 Oberspannungsseitige (OS) Spannungen am Maschinentransformator BAT01 im Szenario 2

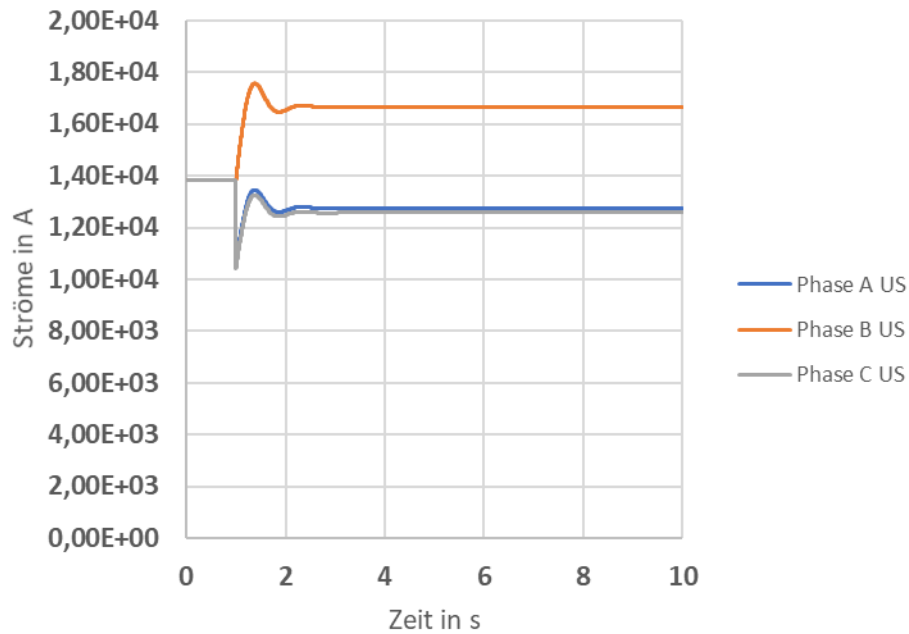


Abb. 3.56 Unterspannungsseitige (US) Ströme am Maschinentransformator BAT01 im Szenario 2

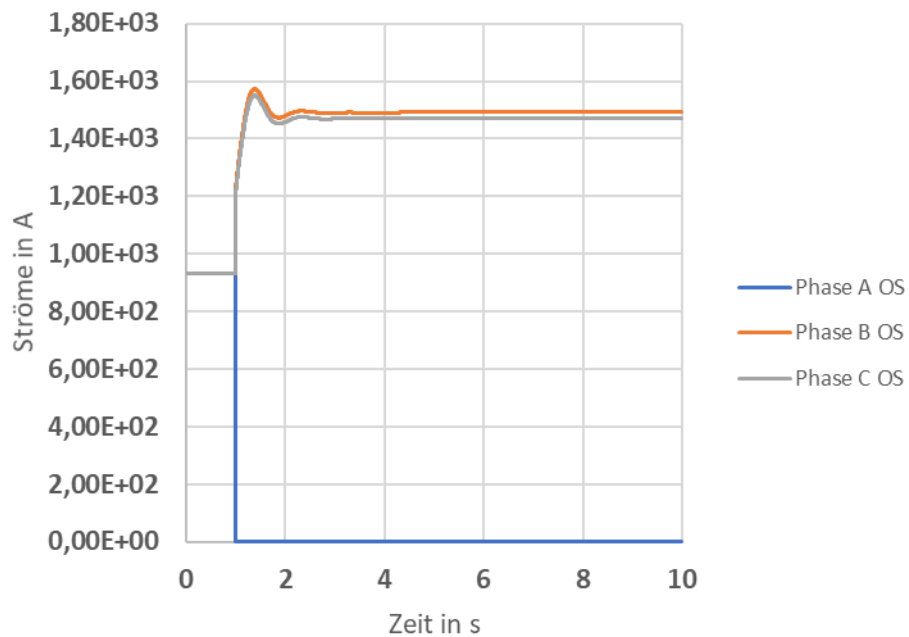


Abb. 3.57 Oberspannungsseitige (OS) Ströme am Maschinentransformator BAT01 im Szenario 2

Eine Ausnahme hiervon könnten lediglich die stark erhöhten überspannungsseitigen Ströme in den Phasen B und C des Transformators bilden (vgl. Abb. 3.57). Allerdings relativieren sich diese erhöhten Ströme im Transformator, wenn man die entsprechen-

den Ströme auf der Unterspannungsseite betrachtet (siehe Abb. 3.56). Durch die magnetische Kopplung im Transformator kommt es quasi zu einer Vergleichmäßigung und Umverteilung der Ströme, so dass dort die Unterschiede (zwischen den drei Phasen) bereits deutlich geringer ausfallen als auf der Oberspannungsseite.

Diese Vergleichmäßigung wird ebenso deutlich, wenn man die übertragenen Leistungen betrachtet. Abb. 3.58 und Abb. 3.59 zeigen die unterspannungsseitige Verteilung der Wirk- und Blindleistung auf die einzelnen Phasen im Szenario 2. Obwohl die Verbindungsleitung einer Phase in diesem Szenario komplett unterbrochen ist, werden dennoch über alle drei Phasen Wirk- und Blindleistungen (gleicher Größenordnung) übertragen.

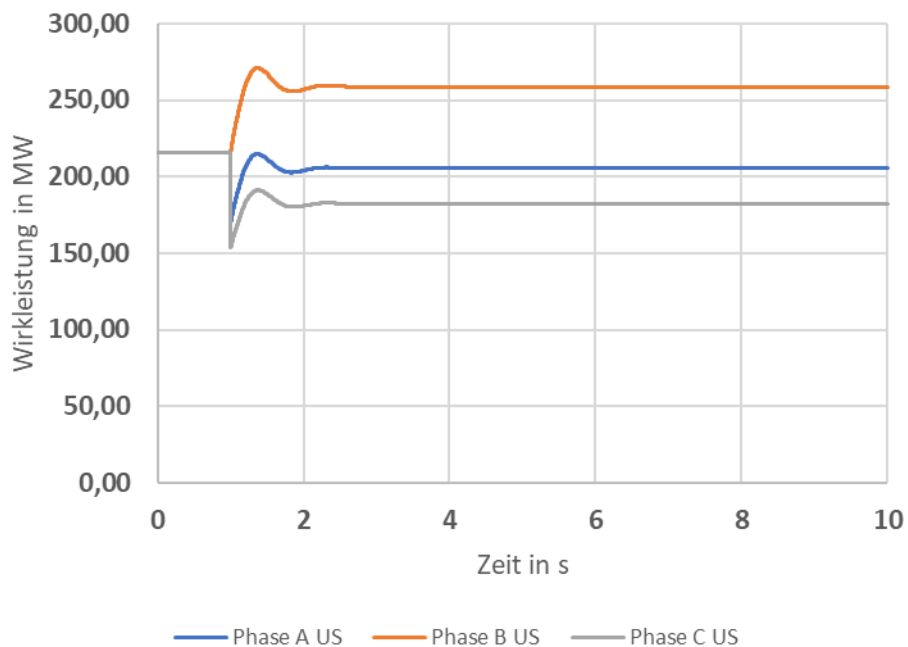


Abb. 3.58 Durch den Transformator BAT01 unterspannungsseitig (US) übertragene Wirkleistung über die einzelnen Phasen im Szenario 2

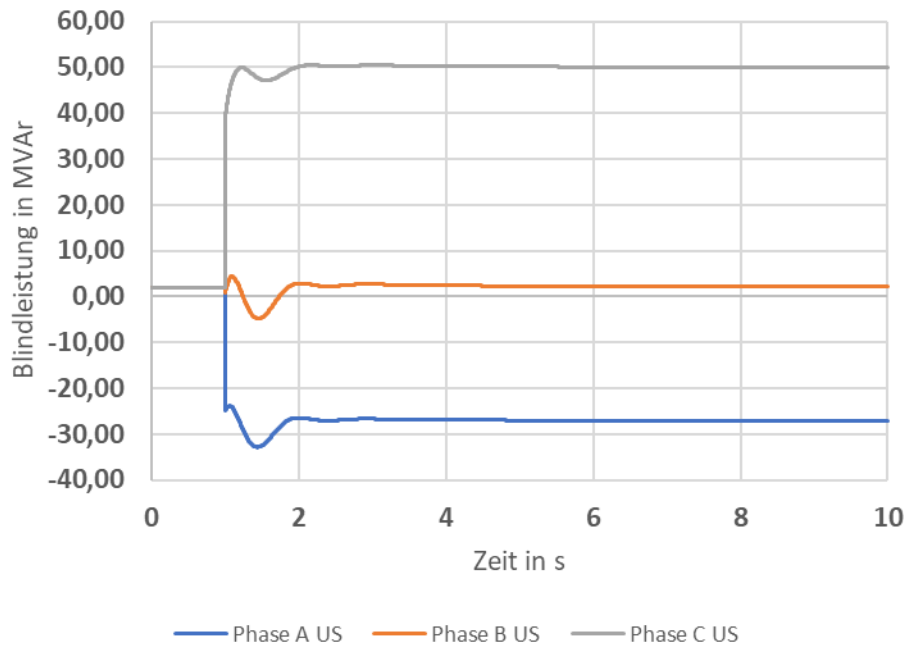


Abb. 3.59 Durch den Transformator BAT01 unterspannungsseitig (US) übertragene Blindleistung über die einzelnen Phasen im Szenario 2

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass es in den untersuchten Szenarien weder am Generator noch an den Transformatoren zu solch großen Effekten kam, die eine zusätzliche Betrachtungen zwingend erforderlich machten (über die ohnehin durchgeführten Simulationen hinaus). Insgesamt sind also zusätzliche Auswirkungen am Generator oder den Transformatoren nicht grundsätzlich ausgeschlossen, diese waren in den betrachteten Szenarien jedoch vergleichsweise gering und wurden daher in der weiteren Analyse nicht weiter berücksichtigt.

3.3.2.2 Untersuchung der Szenarien mit zweipoligen Fehlern

Die Vorgehensweise bei den Simulationen zu zweipoligen Fehlern ist grundsätzlich identisch mit der im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Vorgehensweise für einpolige Fehler.

Da im Arbeitspaket AP 4 bei der Anpassung und Erweiterung der PSA nur Szenarien mit einpoligen Fehlern berücksichtigt wurden, war eine Bestimmung sämtlicher Asymmetrien für alle Komponenten für Szenarien mit zweipoligen Fehlern nicht notwendig. Zudem unterscheiden sich die Asymmetrien zwar für die unterschiedlichen Schienen, allerdings sind diese Unterschiede innerhalb eines Szenarios eher gering. Bei den Simulationen zu Szenarien mit zweipoligen Fehlern wurde daher darauf verzichtet, die Asymmetrien

(und damit auch die aus diesen folgenden Ausfallwahrscheinlichkeiten) für alle Schienen gesondert zu bestimmen. Stattdessen wurde (sozusagen als Kenngröße) die Asymmetrie repräsentativ nur für die 10 kV-Hauptverteilungen (noch genauer die Schiene BBA, also die 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1) bestimmt. Dieser Wert kann in guter Näherung stellvertretend für alle Komponenten des Modellsystems in einem speziellen Szenario übernommen werden.

Die einzelnen Ergebnisse der Szenarien mit zweipoligen Fehlern können der Zusammenfassung der Ergebnisse im nachfolgenden Abschnitt entnommen werden.

3.3.3 Ergebnisse

Sämtliche im AP 1 definierten Szenarien (siehe Tab. 3.1) wurden mit NEPLAN untersucht. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Tab. 3.2 dargestellt. In dieser Übersicht wird das Ergebnis für jedes Szenario repräsentativ durch folgende zwei Werte angegeben:

- Asymmetrie auf der 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1 (Asym. BBA)
 - Quasistabiler Wert 9 s nach Ereigniseintritt
- Ausfallwahrscheinlichkeit der an die 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1 angeschlossenen Antriebe (Ausfallwahrscheinlichkeit BBA [%])
 - aus der Asymmetrie berechnet

Die Asymmetrie ergab sich jeweils unmittelbar durch Berechnung aus den während der Simulationen aufgezeichneten Variablen Mit- und Gegensystemspannung gemäß

$$a = \frac{U_{Gegensystem}}{U_{Mitsystem}} \quad (3.7)$$

für alle Schienen des Modellsystems der elektrischen Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks. Es zeigte sich, dass die so bestimmten Asymmetrien zwar unterschiedlich, aber innerhalb jedes einzelnen Szenarios auf allen Schienen recht ähnlich sind. Die Angabe eines einzelnen Wertes (Asym. BBA) in Tab. 3.2 spiegelt somit das grundsätzliche Systemverhalten in den einzelnen Szenarien gut wider.

Der zweite Wert wurde jeweils aus der Asymmetrie mit Hilfe des Modells (siehe Abschnitt 4.5.4, insbesondere Abb. 4.27) berechnet.

Tab. 3.2 Übersicht über die Ergebnisse für alle Szenarien

Nr.	Fehlerart	Fehlerort	Anlagenzustand	Konfiguration	Sternpunkt	Asym. BBA	Ausf.wskt BBA [%]
1	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen	0,209	91,2
2	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	geerdet	0,042	13,5
3	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen	0,209	100
4	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	geerdet	0,212	100
5	Einpolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	offen	6,338	100
6	Einpolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	geerdet	0,001	0
7	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	offen	>1 ^{*)}	100
8	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	geerdet	6,325	100
9	Einpolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	-	offen	6,079	100
10	Einpolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	-	offen	6,723	100
11	Zweipolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	-	offen	>1 ^{*)}	100
12	Zweipolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	-	offen	>1 ^{*)}	100
13	Einpolig	Maschinenleitung (50 km)	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen	0,234	96,0
14	Zweipolig	Übertragungsnetz	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen	0,213	100
15	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 2	offen	0,209	91,2
16	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 3	offen	0,013	0,2
17	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Teillast)	Variante 1	offen	0,076	29,8

^{*)} In diesen Fällen brach in den Simulationen der Wert der Mitsystemspannung sehr stark ein und die Lösungen der entsprechenden Differentialgleichungen konvergierten für Werte der Mitsystemspannung nahe 0 nicht mehr. Zu diesem Zeitpunkt war die Asymmetrie bereits deutlich über 1, so dass hier jeweils die Annahme einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 100 % als sicher angenommen werden konnte. Es liegen lediglich keine genauen Asymmetriewerte aus den Simulationen vor.

3.4 Zusammenfassung und Ausblick

Mit Hilfe der Software NEPLAN /NEP 19/ wurde ein Modell der elektrischen Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks erstellt. Dieses Modell erlaubt eine Vielzahl unterschiedlicher Untersuchungen (siehe Abschnitt 3.2) und wurde in diesem Vorhaben zur Erforschung der Auswirkungen redundanzübergreifender Störungen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken benutzt.

Die zu untersuchenden Szenarien wurden im Arbeitspaket AP 1 mittels einer umfassenden Auswertung der internationalen Betriebserfahrung identifiziert und festgelegt. Sämtliche so bestimmte Szenarien beschreiben Ereignisse, in denen es bei unterschiedlichen Anlagenzuständen und -konfigurationen zu ein- oder zweipoligen Phasenfehlern kommt. Das mit NEPLAN erstellte Modellsystem lieferte für sämtliche Szenarien die dabei auftretenden Asymmetrien in der Stromversorgung für jeden einzelnen Antrieb.

Damit die so bestimmten Asymmetrien in Ausfallwahrscheinlichkeiten für die jeweiligen Antriebe umgerechnet werden konnten, wurde im AP 3 eine Kennlinie bestimmt, die den Zusammenhang zwischen Asymmetrie und Ausfallwahrscheinlichkeit von Asynchronmaschinen beschreibt. Für die Bestimmung der Kennlinie wurden Daten des Ereignisses in Byron 2012 benutzt. Hierzu wurde, ebenfalls mit NEPLAN, ein Modell der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron, Block 2 erstellt und untersucht. Eine Kombination der Häufigkeit der Ausfälle im beschriebenen Ereignis mit der im Modell bestimmten Asymmetrien erlaubte die Festlegung der Kennlinie.

Aus den durch die Simulationen bestimmten Asymmetrien konnten danach Ausfallwahrscheinlichkeiten aller Antriebe in allen Szenarien berechnet werden. Diese wurden im Arbeitspaket AP 4 zur Erweiterung der Referenz-PSA zur Modellierung von redundanzübergreifenden Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken und deren quantitative Bewertung durch exemplarisch durchgeführte probabilistische Analysen verwendet.

Mit dem erstellten Modellsystem steht der GRS ein mächtiges Werkzeug für Untersuchungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken zur Verfügung. Dieses kann in zukünftigen Forschungsvorhaben, bei der Analyse von Ereignissen oder allgemein zur Vertiefung der eigenen Kenntnisse (z. B. im Rahmen interner Schulungen) vielseitig verwendet werden.

4 Erweiterung der Quantifizierungsbasis und -methoden zur Bewertung der Zuverlässigkeit von elektro- und leittechnischen Komponenten und Betriebsmitteln

4.1 Bestimmung von Raten einleitender Ereignisse

Wesentliche Größen für die Quantifizierung redundanzübergreifender Auswirkungen von Ausfällen der elektrischen Energieversorgung sind die Raten der entsprechenden einleitenden Ereignisse. Umfangreiche Recherchen ergaben, dass sich diese Raten nicht der Literatur entnehmen lassen und auch keine Datenbasen vorliegen, die unmittelbar eine Bestimmung dieser Größen erlauben. Um diese Raten zu bestimmen, wird deshalb die in Abschnitt 2 beschriebene Auswertung der Betriebserfahrung in Bezug auf beobachtete Phasenfehler als Basis verwendet. Hierbei wird gemäß dem Fachband des PSA-Leitfadens zu PSA-Methoden /FAK 05/ bzw. dem Ergänzungsband zu Methoden und Daten für PSA /FAK 16/ die Schätzunsicherheit berücksichtigt.

4.1.1 Phasenfehler

Wie in Abschnitt 2 beschrieben, wird die deutsche und weltweite Betriebserfahrung (in Form von deutschen meldepflichtigen Ereignissen, IRS-Meldungen sowie weiteren Quellen) von Kernkraftwerken in Bezug auf Phasenfehler ständig verfolgt und ihre Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen analysiert. Erhebliche technische Unterschiede, die ein grundsätzlich verschiedenes Ausfallverhalten zwischen deutschen und ausländischen Anlagen begründen könnten, sind nicht erkennbar. Auch in deutschen nuklearen und nichtnuklearen Anlagen wurden Phasenfehler beobachtet. Somit kann von einer grundsätzlichen Übertragbarkeit der beobachteten Ereignisse auf deutsche Anlagen ausgegangen werden.

In Tab. 4.1 sind die weltweit bisher beobachteten und uns bekannt gewordenen Ereignisse mit Phasenfehlern mit redundanzübergreifenden Auswirkungen aufgeführt. Sie wurden im Rahmen dieses Vorhabens detailliert analysiert (siehe Anhang A von /BER 19/).

In der deutschen Anlage Biblis, Block A ereignete sich am 14.07.2014 ebenfalls ein Ereignis mit einem Phasenfehler (Ereignis 16, siehe Tab. 4.2). Dieses hatte jedoch nur Auswirkungen innerhalb einer Redundanten. Deshalb ist es für die Bestimmungen von

Raten der redundanzübergreifenden Ereignisse nicht relevant; jedoch könnte es prinzipiell zur Quantifizierung des Ausfallverhaltens von Komponenten bei einem Phasenfehler herangezogen werden

Die Ereignisse lassen sich anhand folgender Kriterien für die Quantifizierung von einleitenden Ereignissen bzw. anderer relevanter Größen klassifizieren:

- Betraf der Phasenfehler die aktive elektrische Versorgung der Anlage oder eine in Reserve stehende Versorgungsmöglichkeit (Stand-by-Netz)?
- War das Hauptnetz oder das Reservenetz betroffen?
- Handelt es sich um einen ein- oder zweiphasigen Phasenfehler?
- Handelt es sich um eine länger oder eine nur sehr kurz anhaltende Störung der elektrischen Energieversorgung?

Diese Klassifizierung ist ebenfalls in Tab. 4.1 aufgeführt.

Als Kriterium für eine länger anhaltende Störung der elektrischen Energieversorgung wird hier verwendet, dass sie länger als 500 ms andauert. Grundlage dieses Kriteriums ist, dass kurzfristige Asymmetrien, die von Schutzeinrichtungen erkannt und automatisch geklärt werden, nicht einbezogen werden sollen, da diese in der Auslegung der Verbraucher berücksichtigt sind, ebenso wie sehr kurzzeitige Einwirkungen wie Blitzeinschläge. Dies ist in Übereinstimmung mit dem Konzept der VGB /WIS 16/, nach dem Schutzeinrichtungen in Deutschland so ausgelegt werden, dass bei Asymmetrien, die weniger als 1,5 s andauern, keine Schutzmaßnahmen ausgelöst werden. Es ist anzumerken, dass die sich ergebende Klassifikation der Ereignisse nicht von der speziellen Wahl dieses Wertes abhängt; jeder Wert zwischen 0,05 s und 20 s liefert dasselbe Ergebnis.

Nur bei drei Ereignissen (4, 9 und 12) war die Störung sehr kurz: Bei Ereignis 4 wurde der Fehler im Hauptnetz, nachdem er wirksam wurde, automatisch erkannt und geklärt. Die Zeit hierfür wird mit ca. 150 ms – 300 ms abgeschätzt. Bei Ereignis 9 wurde sie durch einen einphasigen Erdschluss (Lichtbogen) nach einem Blitzeinschlag im Übertragungsnetz verursacht und dauerte ca. 50 ms. Bei Ereignis 12 trat ein einphasiger Erdschluss durch einen gebrochenen Isolator auf; eine auslegungsgemäße Umschaltung der Energieversorgung erfolgte. Die Zeit hierfür wird ebenfalls mit ca. 150 ms – 300 ms abgeschätzt.

Für die Schätzung der Raten von einleitenden Ereignissen bzw. sonstiger Zuverlässigkeitskenngrößen ist es entscheidend, ob ein Fehler unmittelbar zu einem Ereignis führt oder ob er erst bei Auftreten bestimmter Randbedingungen wirksam wird (latenter Fehler). Bei den beobachteten Ereignissen waren die Ereignisse am Stand-by-Netz (Ereignisse Nummer 5, 8 und 14) latente Fehler: Erst, wenn eine Umschaltung auf das entsprechende Netz erfolgt wäre, wäre es zu einer redundanzübergreifenden Asymmetrie gekommen.

Bis auf zwei Ereignisse (2 und 12) handelt es sich um einphasige Ausfälle.

In Tabelle 4.3 sind die Anzahlen der Ereignisse mit länger anhaltenden Phasenfehlern mit redundanzübergreifenden Auswirkungen aufgeschlüsselt danach zusammenfassend dargestellt, ob Haupt- oder Reservenetz, das aktive oder das Stand-by-Netz und ob eine oder zwei Phasen ausgefallen waren.

In Bezug auf das nicht aktive Netz (Stand-by-Netz) kann es nur zu einem Einfluss des Phasenfehlers kommen, wenn auf dieses Netz umgeschaltet wird. Somit ist hier nicht nur die Anzahl der Ereignisse, sondern insbesondere die Zeitdauer relevant, in der im Stand-by-Netz ein Phasenfehler vorlag. Dies ist ebenfalls in Tabelle 4.3 aufgeführt.

Tab. 4.1 Beobachtete Ereignisse mit Phasenfehlern mit redundanzübergreifenden Auswirkungen

#	Ereignis	Anz. betr. Blöcke	Anz. Blöcke	Anl. betriebszustand	Land	Betroffener Netzanschluss	Art / Ursache des Fehlers	Auswirkungen	Erkennung	aktives Netz	Stand-by-Netz	Hauptnetz	Reservenetz	einphasig	zweiphasig	Dauer	> 0.5 s
1	Kalinin Block 1 1994	1	4	LB	Russland	Aktiver Netzanschluss	Mechanisches Versagen einer Transformator-durchführung, einphasige Leiterunterbrechung	RESA	Keine direkte Erkennung der Asymmetrie, Erkennung durch Wartensignalisierung RESA/TUSA	•		•		•		20 s	•
2	Balakovo Block 1 und 3 1997	2	4	LB	Russland	Aktiver Netzanschluss	Fehlerhaftes Schließen eines Pols des Generatorschalters, komplexer Zustand, da Anlage weiter mit Netz verbunden	Zerstörung diverser Verbraucher durch Überlastung, vorher RESA	Durch Wartensignalisierung RESA/TUSA	•		•			•	5 min	•
3	South Texas Block 2 2001	1	2	LB	USA	Aktiver Netzanschluss	Einpoliges Versagen eines Schalters im Schaltfeld, einphasige Leiterunterbrechung	Ausfall Hauptkühlmittelpumpen, Ausfall Hauptspeisewasserpumpen, RESA von Hand	Durch Wartensignalisierung RESA/TUSA	•		•		•		mindestens Minuten	•
4	Koeberg 2 2005	1	2		Südafrika	Aktiver Netzanschluss (latenter Fehler)	Ein Pol eines Trennschalters war unerkannt in Offenstellung verblieben, einphasige Leitungsunterbrechung	Großflächige Netzstörung, RESA/TUSA	Durch Wartensignalisierung RESA/TUSA	•		•		•		Abschätzung ca. 150 ms - 300 ms	
5	James A. FitzPatrick und Nine Mile Point 2005	1	3	FitzPatrick: LB Nine Mile Point 1: LB Nine Mile Point 2: Revision	USA	Reservenetzanschluss	Fehlerhaft geöffneter Schalterpol, einphasige Leitungsunterbrechung	Keine Auswirkungen, da Stand-by Netzanschluss	Überwachung der Phasenströme durch den Netzbetreiber, Erkennung nach 21 Tagen		•		•	•		21 Tage	•

#	Ereignis	Anz. betr. Blöcke	Anz. Blöcke	Anl. betriebszustand	Land	Betroffener Netzanschluss	Art / Ursache des Fehlers	Auswirkungen	Erkennung	aktives Netz	Stand-by-Netz	Hauptnetz	Reservenetz	einphasig	zweiphasig	Dauer	> 0.5 s
6	Vandellòs Block 2 2006	1	1	LB	Spanien	Hauptnetz	Einphasige Unterbrechung an einem 400 kV-Trenner zwischen Maschinentransformator und Schaltfeld	RESA/TUSA, von mehreren Verbrauchern liefen auf der Warte Meldungen „Überlast“ auf, es kam jedoch zu keinen Abschaltungen.	Die Asymmetrie wurde unmittelbar nach Eintreten durch den Differentialschutz des Maschinentransformators erkannt. Die Fehlerstelle blieb jedoch weiter mit dem Eigenbedarf der Anlage verbunden. Von mehreren Verbrauchern liefen auf der Warte Meldungen „Überlast“ auf, es kam jedoch zu keinen Abschaltungen. Die Asymmetrie wurde ca. 12 min nach Ereigniseintritt durch Rundgängermeldung festgestellt.	•		•		•		12 min	•
7	Dungeness-B 2007	2	2	1: Revision 2: LB	Vereinigtes Königreich	Aktiver Netzanschluss	Fehlerhaft geöffneter Schalterpol, einphasige Leiterunterbrechung	Sporadische Ausfälle diverser Pumpen, Erkennung nach mehreren Tagen	Erkennung vor Ort, Spannungswerte waren unauffällig	•		•		•		3 Tage	•
8	Beaver Valley Block 1 2007	1	2		USA	Reservenetzanschluss	Defekter Stromwandler, einphasige Unterbrechung	Keine Auswirkungen, da Stand-by Netzanschluss	Erkennung durch Rundgänger nach 26 Tagen		•		•	•		26 Tage	•
9	Braidwood 2007	2	2		USA	Aktiver Netzanschluss (Transiente)	Einphasiger Erdschluss (Lichtbogen) nach Blitzeinschlag im Übertragungsnetz	Ausfall Hauptkühlmittelpumpen, RESA	Erkennung durch Netzschutz nach ca. 50 ms	•		•		•		50 ms	
10	Bruce A-1 2012	1	8	unterkritisch kalt	Kanada	Aktiver Netzanschluss	Einphasige Leiterunterbrechung im Schaltfeld infolge Sturmwirkungen	Anlage in Revision, sporadische Ausfälle diverser Pumpen	Wiederholte Abschaltung von Pumpen; unspezifische Warnmeldungen des Transformators	•			•	•		2h	•
11	Byron Block 2 2012	1	2	LB	USA	Aktiver Netzanschlus	Gebrochener Isolator, einphasige Leiterunterbrechung	Ausfall diverser elektromotorischer Verbraucher u. a. Nebenkühlwasserpumpen, Notspeisepumpen sowie der Hauptkühlmittelpumpen; RESA	Anlagenrundgänger sieht einen rauchenden / dampfenden Eigenbedarfs-transformator und informiert die Warte	•		•		•		8 min	•

#	Ereignis	Anz. betr. Blöcke	Anz. Blöcke	Anl. betriebszustand	Land	Betroffener Netzanschluss	Art / Ursache des Fehlers	Auswirkungen	Erkennung	aktives Netz	Stand-by-Netz	Hauptnetz	Reservenetz	einphasig	zweiphasig	Dauer	> 0.5 s
12	Byron Block 1 2012	1	2		USA	Aktiver Netzanschluss	Gebrochener Isolator, einphasiger Erdschluss	Keine Komponentenausfälle	Automatische Umschaltung der Stromversorgung durch Unterspannung	•		•		•		Abschätzung ca. 150 ms - 300 ms	
13	Forsmark Block 3 2013	1	3	Revision	Schweden	Aktiver Netzanschluss	Eine Phase des Netzschalters öffnet nicht, zweiphasige Leiterunterbrechung	Ausfall von ca. 150 elektromotorischen Verbrauchern, u. a. Ausfall der Nachkühlkette (Anlage in Revision)	Wartensignalisierung	•		•			•	> 14 min	•
14	Dungeness-B 2014	2	2	1: Revision 2: LB	Vereinigtes Königreich	Aktiver Netzanschluss (latenter Fehler)	Ein Schalterpol im Schaltfeld war unerkannt in Offenstellung verblieben, nach Belastung des Schalters lag eine einpolige Leitungsunterbrechung vor	Kurzzeitiger Ausfall der CO ₂ -Kühlgasgebläse, RESA/TUSA, weitere Ausfälle im Verbundnetz	Durch Wartensignalisierung RESA/TUSA, Spannungsanzeigen auf der Warte	•		•		•		11 min	•
15	Oconee Block 3 2015	1	3		USA	Reservenetzanschluss	Leiterseilriss auf der Oberspannungsseite des Anfahrtransformators, einpoliger Fehler in einem Stand-by-System	Keine Auswirkungen, da Stand-by Netzanschluss	Durch Rundgänger		•		•	•		Max. 1 Tag	•

Tab. 4.2 Beobachtetes Ereignis mit Phasenfehler ohne redundanzübergreifende Auswirkungen

#	Ereignis	Anz. betr. Blöcke	Anz. Blöcke	Anlagenbetriebszustand	Land	Betroffener Netzanschluss	Art / Ursache des Fehlers	Auswirkungen	Erkennung	aktives Netz	Stand-by-Netz	Hauptnetz	Reservenetz	einphasig	zweiphasig	Dauer	> 0.5 s
16	Biblis A 2014	1	2	Stillstandsbetrieb	Deutschland	Aktiver Netzanschluss	Eine Schmelzsicherung in einem Abzweig zu einer Unterverteilung löste in einer Phase aus. Der Ausfall betraf nur einen Strang der Notstromversorgung	Ausfall diverser elektrischer Antriebe durch Ansprechen von Schutzautomaten	Durch Wartensignalisierung	•		n/a	n/a	•		> 772 s	•

Tab. 4.3 Zusammenstellung der Anzahlen der Ereignisse mit länger anhaltenden Phasenfehlern mit redundanzübergreifenden Auswirkungen und der Nichtverfügbarkeitszeiten des Stand-by-Netzes durch Phasenfehler

Netz	Aktiv/ Stand-by	Anzahl ausgefallene Phasen	Anzahl Ereignisse (bezogen auf die Anlage)	Anzahl Ereignisse (bezogen auf den Block)	Gesamte Nichtverfügbarkeitszeit (bezogen auf die Anlage)	Gesamte Nichtverfügbarkeitszeit (bezogen auf den Block)
Hauptnetz	aktiv	1	7	9	n. a.	n. a.
Reservenetz	aktiv	1	1	1	n. a.	n. a.
Hauptnetz	stand-by	1	0	0	0	0
Reservenetz	stand-by	1	3	3	ca. 48 Tage	ca. 48 Tage
Hauptnetz	aktiv	2	2	3	n. a.	n. a.
Reservenetz	aktiv	2	0	0	n. a.	n. a.
Hauptnetz	stand-by	2	0	0	0	0
Reservenetz	stand-by	2	0	0	0	0

Wie oben bereits erwähnt, handelt es sich um die gesamten ermittelten Ereignisse der internationalen Betriebserfahrung. Die Beobachtungszeit ist bezogen auf den Block, aufgeschlüsselt nach Ländern, in Tab. 4.4 dargestellt. Sie wurde /IAE 16a/ entnommen. In Tab. 4.4 ist auch die jeweilige Anzahl der in diesen Ländern aufgetretenen Ereignisse bezogen auf die Blöcke und die Anlagen aufgeführt.

Man erkennt, dass in einigen Ländern wie Frankreich oder Japan trotz einer großen Beobachtungszeit keine Ereignisse gemeldet wurden. Um zu überprüfen, ob es plausibel ist, dass in diesen Ländern keine Ereignisse aufgetreten sind oder ggf. das Meldeverhalten abweichen könnte, werden im Folgenden statistische Untersuchungen durchgeführt.

Tab. 4.4 Beobachtungszeit nach Ländern

lfd. Nr.	Land	Bobach- tungszeit in Block- Jahren	Anzahl Ereignisse aktives Netz bez. auf Block	Anzahl Ereignisse aktives Netz bez. auf Anlage	Anzahl Ereignisse Stand-by- Netz bez. auf Block	Anzahl Ereignisse Stand-by- Netz bez. auf Anlage
1	Argentinien	76,17				
2	Armenien	41,67				
3	Belgien	275,58				
4	Brasilien	49,25				
5	Bulgarien	159,25				
6	China (VR ohne Taiwan)	209,17				
7	Deutschland	816,58	(1) ¹	(1) ¹		
8	Finnland	147,33				
9	Frankreich	2048,33				
10	Indien	439,50				
11	Iran	4,33				
12	Italien	80,67				
13	Japan	1739,00				
14	Kanada	693,50	1	1		
15	Kasachstan	25,83				
16	Korea (Republik)	474,00				
17	Litauen	43,50				
18	Mexiko	47,92				
19	Niederlande	71,00				
20	Pakistan	64,67				
21	Rumänien	27,92				
22	Russland	1191,33	3	2		
23	Schweden	432,50	1	1		
24	Schweiz	204,92				
25	Slowakei	156,58				
26	Slowenien	34,25				
27	Spanien	315,08	1	1		
28	Südafrika	62,25	1	1		
29	Taiwan	206,08				
30	Tschechien	146,83				
31	Ukraine	458,50				
32	Ungarn	122,17				
33	USA	4111,33	2	2	3	3
34	Vereinigtes Königreich	1559,58	4	2		
35	Gesamt	16536,58	15 (16) ¹	11 (12) ¹	3	5

¹ incl. nicht redundanzübergreifender Phasenfehler

4.1.1.1 Statistische Untersuchung zur Homogenität der Population

Zur Untersuchung der Homogenität der Population werden die in Tab. 4.4 dargestellten Block-Betriebszeiten und Ereigniszahlen bezogen auf den Block verwendet. Dies ist darin begründet, dass die Ereignisse auch in Mehrblockanlagen meist nur einen Block betrafen. Allerdings führt die Möglichkeit, dass Ereignisse mehrere Blöcke gleichzeitig betreffen können, zu einer statistischen Abhängigkeit der Ereignisse. Eine solche Abhängigkeit ist in den im Folgenden beschriebenen statistischen Verfahren zur Untersuchung der Homogenität der Daten nicht berücksichtigt, wodurch Schätzunsicherheiten unterschätzt werden können. Dies führt zu der Möglichkeit, dass die Verfahren die Hypothese einer homogenen Population zu Unrecht ablehnen bzw. eine zu geringe Wahrscheinlichkeit einer homogenen Population liefern könnten. Wie im Folgenden zu erkennen ist, ist dies aber für die hier vorliegenden Daten nicht relevant.

4.1.1.2 Test der klassischen Statistik

Zunächst wird ein approximativer klassischer statistischer Test angewandt. Dazu muss als erstes die Nullhypothese konkret formuliert werden.

Die Nullhypothese H_0 besteht darin, dass in allen Ländern i die Rate von berichteten Ereignissen λ_i^b gleich groß ist:

$$H_0: \forall_i \lambda_i^b = \lambda^0 \quad (4.1)$$

λ^0 wird aus den Beobachtungen mithilfe einer Maximum-Likelihood-Schätzung bestimmt:

$$\lambda^0 = \frac{\sum_{i=1}^N n_i}{\sum_{i=1}^N t_i}, \quad (4.2)$$

wobei n_i die Anzahl der Ereignisse und t_i die Beobachtungszeit im Land i und N die Anzahl der Länder bezeichnet.

Ereignisse, die das aktive Netz bzw. das Stand-by-Netz betreffen, sollten separat behandelt werden, da nicht davon ausgegangen werden kann, dass bezüglich der Ereignisse am Stand-by-Netz immer dasselbe Meldeverhalten wie bezüglich der Ereignisse

am aktiven Netz vorliegt. In Bezug auf ein- oder zweiphasige Fehler wird nicht unterschieden, da hier keine Unterschiede zu erwarten sind.

Für Ereignisse am aktiven Netz erhält man $\lambda^0 = 7,86 \cdot 10^{-4} 1/a$. Unter der Nullhypothese ergibt sich die erwartete Anzahl der Ereignisse in Land i als:

$$n_i^0 = \lambda^0 t_i \quad (4.3)$$

Nun wird eine approximative χ^2 -Statistik definiert durch:

$$c := \frac{\sum_{i=1}^N (n_i - n_i^0)^2}{\sum_{i=1}^N n_i^0} \quad (4.4)$$

c genügt im Falle sehr großer Anzahlen n_i einer χ^2 -Verteilung mit $N - 2$ Freiheitsgraden, da λ^0 aus den Beobachtungen geschätzt wurde.

Für die Phasenfehler am aktiven Netz ergibt sich $c = 23,44$. Das 90 %-Quantil der χ^2 -Verteilung mit $N - 2$ Freiheitsgraden ist 42,95. Somit kann mit einem Signifikanzniveau von 10 % die Nullhypothese nicht abgelehnt werden.

Um näher zu untersuchen, wie stark die Abweichung der beobachteten Ereigniszahlen von der bei der Nullhypothese zu erwartenden ist, wird der p-Value bestimmt. Man erhält $p = 0,87$. D. h. unter der Nullhypothese treten mit Wahrscheinlichkeit von 87 % die beobachteten oder stärkere Abweichungen von den erwarteten Werten auf. Somit liefert dieser Test keine erheblichen Anhaltspunkte, dass die Rate gemeldeter Ereignisse in den verschiedenen Ländern abweichen könnte.

Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass es sich hier nur um approximative Ergebnisse handelt, da die Ereignisanzahlen sehr klein sind. In der Literatur werden für die Anwendung solcher Tests Anzahlen von mindestens 1 empfohlen, was hier nicht erfüllt ist.

Für Ereignisse am Stand-by-Netz ist der Test nicht anwendbar, da die Anzahl der Ereignisse zu klein ist (nur für eines von 34 Ländern weicht die Anzahl von 0 ab und ist ebenfalls klein).

Wenn man die Ereignisse an aktiven und Stand-by-Netz zusammenfasst, erhält man $c = 19,98$. Da, wie oben erwähnt, das 90 %-Quantil der χ^2 -Verteilung mit $N - 2$ Freiheitsgraden 42,95 ist, kann mit einer Signifikanz von 10 % die Nullhypothese auch hier nicht abgelehnt werden. Der p-Value ist $p = 0,97$.

Insgesamt ergibt dieser Test somit keinen Anhaltspunkt dafür, dass die Rate gemeldeter Ereignisse in den verschiedenen Ländern abweicht. Allerdings ist zu beachten, dass der Test auf Daten angewandt wurde, die außerhalb des empfohlenen Anwendungsbereiches liegen, so dass die Belastbarkeit der Ergebnisse eingeschränkt ist.

Deshalb werden noch Bayes'sche statistische Verfahren angewandt, um die Homogenität der Daten weiter zu untersuchen.

4.1.1.3 Bayes'sche statistische Verfahren

Hierzu wird zunächst vereinfachend angenommen, dass die Ereignisse poissonverteilt sind. Wenn λ die Ereignisrate und t die Beobachtungszeit ist, so ist die Verteilung der Anzahl n von Ereignissen $n \sim Poisson(\lambda t)$. Die Wahrscheinlichkeit, n Ereignisse zu beobachten, ist gegeben durch

$$p(n|\lambda, t) = p_{Poisson}(n|\lambda t) = e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^n}{n!} \quad (4.5)$$

Diese Annahme ist nicht vollständig erfüllt, insbesondere, da die Ereignisse wie oben diskutiert nicht statistisch unabhängig sind: Bei Ereignissen am aktiven Netz waren in vier Fällen jeweils zwei Blöcke gleichzeitig aus der gleichen Ursache betroffen.

4.1.1.3.1 Vergleich der für einzelne Länder geschätzten Ereignisraten

Es wird so vorgegangen, dass zunächst die Ereignisrate λ jeweils in Form ihrer a posteriori-Verteilung, die die statistische Schätzunsicherheit quantifiziert, bestimmt wird.

Die a priori-Verteilung wird nicht-informativ nach dem Verfahren von Jeffreys gewählt. Man erhält:

$$\pi(\lambda) \propto \frac{1}{\sqrt{\lambda}} \quad (4.6)$$

Wurden in der Beobachtungzeit t eine Zahl von n Ereignissen beobachtet, ist die a posteriori-Verteilung eine Gammaverteilung mit Formparameter $n + \frac{1}{2}$ und Skalenparameter $\frac{1}{t}$:

$$\lambda \sim \text{Gamma}\left(n + \frac{1}{2}, \frac{1}{t}\right) \quad (4.7)$$

Dabei ist in diesem Bericht die Parametrisierung der Gammaverteilung $\text{Gamma}(\alpha, \beta)$ mit Formparameter α und Skalenparameter β so gewählt, dass die Verteilungsdichte gegeben ist durch

$$p_{\text{Gamma}}(\lambda|\alpha, \beta) = \frac{1}{\Gamma(\alpha) \beta^\alpha} \lambda^{\alpha-1} e^{-\frac{\lambda}{\beta}}. \quad (4.8)$$

In Abb. 4.1 sind die geschätzten Raten für ausgewählte Länder dargestellt.

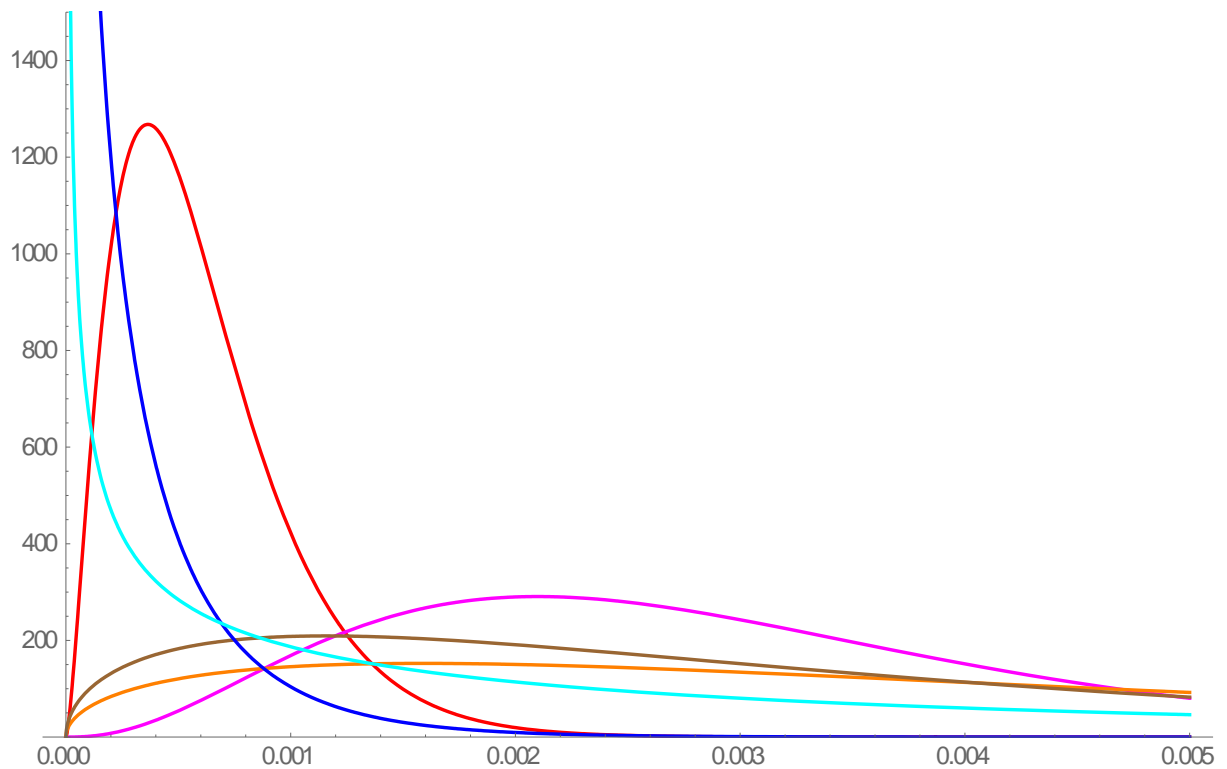


Abb. 4.1 A-posteriori-Verteilungen der Raten ein- und zweiphasiger Phasenfehler für ausgewählte Länder

Die Rate ist in $1/a$ auf der Abszissenachse und die Verteilungsdichte auf der Ordinatenachse aufgetragen. Die Verteilung für die USA ist in Rot, für Russland in Magenta, für Spanien in Orange, für Schweden in Braun, für Frankreich in Blau und für Finnland in Cyan dargestellt.

Man erkennt den großen Überlapp der Verteilungen. Dieser wird vollständig für alle Länder in Abb. 4.2 aufgeführt, wo die jeweiligen a posteriori-Verteilungen aller 34 Länder in Form von 5 %-Quantil, Mittelwert und 95 %-Quantil dargestellt und mit der a posteriori-Verteilung verglichen sind, die sich unter der Annahme einer homogenen Population durch Poolen der Daten ergibt.

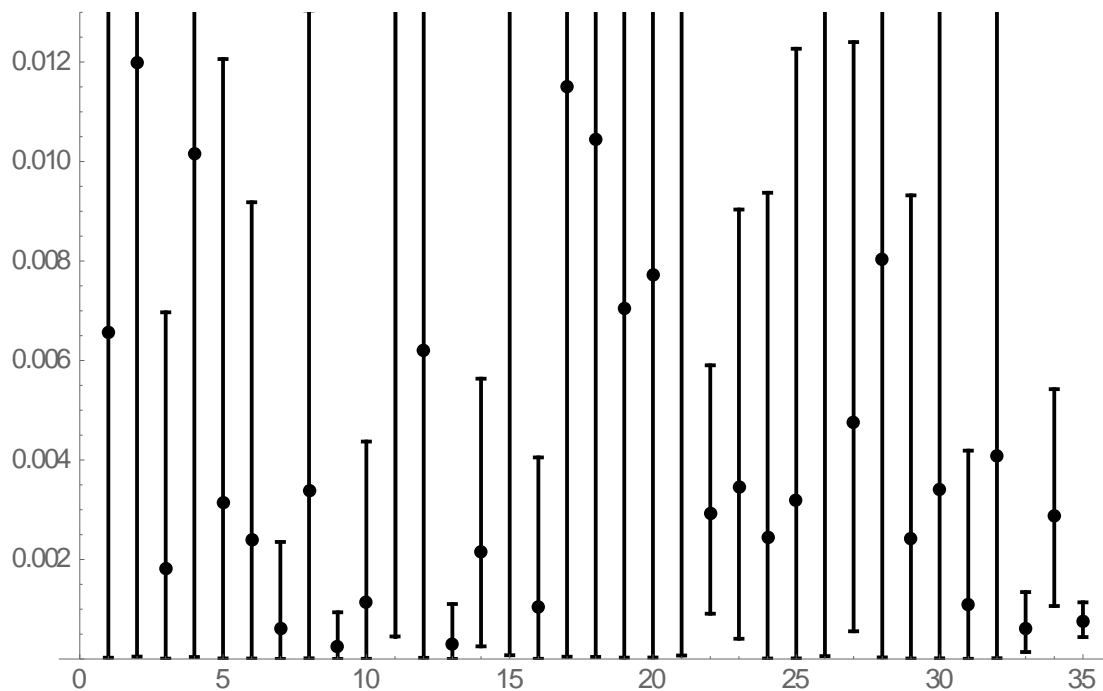


Abb. 4.2 A-posteriori-Verteilungen der Raten ein- und zweiphasiger Phasenfehler für alle 34 Länder und für die gepoolte Population

Die Rate ist in $1/a$ auf der Ordinatenachse aufgetragen. Die Punkte sind die Erwartungswerte der a posteriori-Verteilungen, die Fehlerbalken beschreiben das 90 %-Konfidenzintervall (5 %- bis 95 %-Quantil). Die Nummern der Länder auf der Abszisse ergeben sich aus Tab. 4.4. Nr. 35 beschreibt die gepoolten Daten.

Man erkennt, dass sich alle 90 %-Vertrauensbereiche überlappen. Weiterhin überlappt auch das Konfidenzintervall der gepoolten Daten (Nr. 35) alle anderen Konfidenzintervalle.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die durchgeführten Analysen keinen signifikanten Anhaltspunkt dafür liefern, dass es sich um eine inhomogene Population handeln könnte, d. h., dass lang andauernde Phasenfehler in Blöcken verschiedener Länder unterschiedlich häufig auftreten. Somit werden im Folgenden alle Anlagen als homogene Population betrachtet.

4.2 Einleitende Ereignisse mit Phasenfehler

Wie oben diskutiert, wird für die Schätzung der Raten einleitender Ereignisse mit Phasenfehler am aktiven Netz von einer homogenen Population ausgegangen. Als Einleitende Ereignisse sind Ausfälle des jeweils aktiven Netzes relevant.

Es sind keine technischen Gründe erkennbar, dass die Rate von Phasenfehlern beim Reservenetz, wenn es aktiv ist, von der Rate von Phasenfehlern beim aktiven Hauptnetz wesentlich abweicht. Demgegenüber ist wegen der verschiedenen Fehlermechanismen, die zu ein- bzw. zweiphasigen Phasenfehlern führen, nicht davon auszugehen, dass die Raten dieser einleitenden Ereignisse notwendigerweise übereinstimmen.

Deshalb wird im Folgenden bei der Schätzung der Raten einleitender Ereignisse mit Phasenfehler nach ein- und zweiphasigen Phasenfehlern, nicht aber nach Haupt- und Reservenetz unterschieden.

4.2.1 Schätzung der Raten einleitender Ereignisse mit Phasenfehler aus der Betriebserfahrung

Es sind sieben einphasige Phasenfehler aufgetreten, von denen fünf einen Block und zwei jeweils zwei Reaktorblöcke betrafen. Bezogen auf die Blöcke liegen somit neun Ereignisse vor.

Zwei zweiphasige Phasenfehler sind aufgetreten, von denen einer einen Block und einer zwei Blöcke betraf. Bezogen auf die Blöcke liegen somit drei Ereignisse vor.

Grundsätzlich besteht bezüglich der Ereignisse die Unsicherheit, dass tatsächlich aufgetretene Ereignisse in der Datenbasis nicht enthalten sind. Dies kann darin begründet sein, dass sie innerhalb der nationalen Meldesysteme nicht meldepflichtig sind und darum der Aufsichtsbehörde nicht notwendigerweise bekannt werden. Bezüglich der Fehler am aktiven Netz, die zu einer erheblichen Asymmetrie der Stromversorgung führen, kann jedoch – unabhängig von einer direkten Meldepflicht der gestörten elektrischen Energieversorgung – davon ausgegangen werden, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit auch sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher betroffen sind, so dass eine Meldepflicht entsteht bzw. dass das auf die Störung folgende Anlageverhalten eine solche Meldepflicht begründet. Allerdings sind in der Datenbasis auch Ereignisse enthalten, die keine solchen meldepflichtigen Ereignisse sind. Ob alle der Aufsichtsbehörde vorliegenden meldepflichtigen Ereignisse auch in jedem Fall zugänglich geworden sind (z. B. durch Eingabe in das International Reporting System IRS) ist eine weitere Unsicherheitsquelle. Bezüglich der Vollständigkeit der Daten besteht also eine Restunsicherheit; diese erscheint jedoch nur mit sehr hohem Aufwand quantifizierbar. Im Rahmen dieses Vorhabens wird sie daher nicht weiter berücksichtigt.

Im Folgenden wird nun zunächst die Unsicherheitsverteilung unter der vereinfachenden Annahme, dass die blockbezogenen Ereignisse unabhängig seien, diskutiert.

Es gilt nach der oben dargestellten Vorgehensweise mit einem a priori nach Jeffreys für die Rate von einphasigen Phasenfehlern des aktiven Netzes

$$\lambda \sim \text{Gamma}\left(\frac{19}{2}, \frac{1}{T_{ges}^B}\right) \quad (4.9)$$

und für die Rate von zweiphasigen Phasenfehlern des aktiven Netzes

$$\lambda \sim \text{Gamma}\left(\frac{7}{2}, \frac{1}{T_{ges}^B}\right) \quad (4.10)$$

mit $T_{ges}^B = 16536,58$ a der blockbezogenen Gesamtbeobachtungszeit. Diese Verteilungen sind in Abb. 4.3 dargestellt.

Unter dieser vereinfachenden Annahme wird die Schätzunsicherheit (Breite der Verteilungen) unterschätzt, da die blockbezogenen Ereignisse nicht unabhängig sind, sondern in Mehrblockanlagen teilweise mehrere Blöcke betroffen waren.

Um diese Eigenschaft, dass mehrere blockbezogenen Ereignisse gleichzeitig aus gleicher Ursache auftreten können, zu berücksichtigen, wird eine verfeinerte Modellierung eingeführt.

Hierzu werden die Ereignisse als ein zweistufiger Prozess durch eine zusammengesetzte Poisson-Verteilung modelliert:

1. Mit einer Rate λ_E treten Ereignisse auf. Die Anzahl der Ereignisse ist Poisson-verteilt.
2. Ist ein Ereignis aufgetreten, sind mit bedingten Wahrscheinlichkeiten μ_i i Blöcke betroffen ($i \in \{1, \dots, z\}$), wobei z die maximale Anzahl der betroffenen Blöcke bezeichnet. Dies ist in Abb. 4.4 dargestellt.

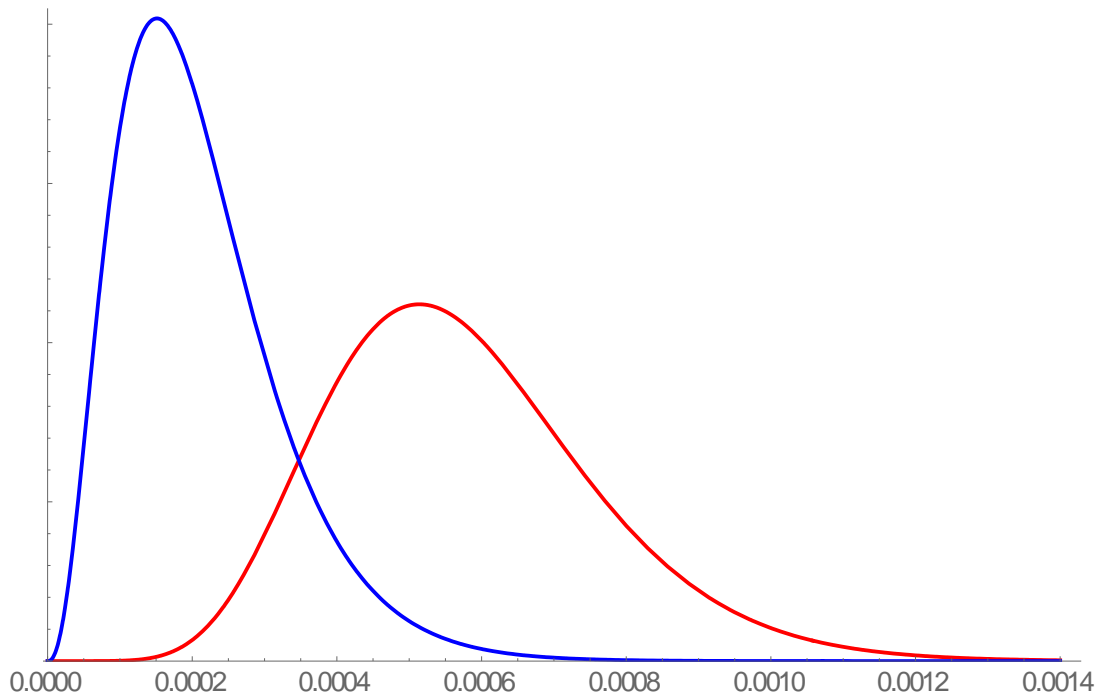


Abb. 4.3 A-posteriori-Verteilungen der Raten ein- und zweiphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes unter der Annahme der Unabhängigkeit der blockbezogenen Ereignisse

Die a-posteriori-Verteilung der Rate in 1/a einphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes ist in Rot und die zweiphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes in Blau dargestellt.

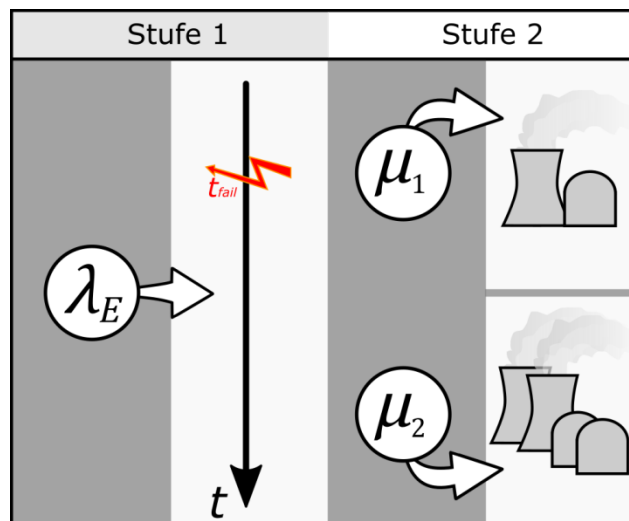


Abb. 4.4 Zweistufiger Prozess zur Modellierung der Phasenfehler im aktiven Netz

Die μ_i sind die Parameter einer Kategorienverteilung; diese erfüllen

$$\sum_{i=1}^z \mu_i = 1. \quad (4.11)$$

Für die Rate λ , mit der ein Phasenfehler in einem bestimmten Block auftritt, gilt dann

$$\lambda = \lambda_E \sum_{i=1}^z i \mu_i. \quad (4.12)$$

Dieses Modell hat die günstige Eigenschaft, dass sich hier die Parameter λ_E und μ_i , $i \in \{1, \dots, z\}$, aus den Beobachtungen einzeln schätzen lassen: λ_E kann aus der Anzahl der anlagenbezogenen Ereignisse n geschätzt werden. Wie oben bereits diskutiert, gilt, da die anlagenbezogenen Ereignisse als unabhängig angenommen werden können,

$$\lambda_E \sim \text{Gamma}\left(n + \frac{1}{2}, \frac{1}{T_{ges}^B}\right) \quad (4.13)$$

Die konjugierte Verteilung der Kategorienverteilung ist die Dirichletverteilung. Für diese gilt

$$p_{\text{Dirichlet}}(\mu_1, \dots, \mu_z) = \frac{1}{B(a_1, a_2, \dots, a_z)} \prod_{i=1}^z (\mu_i)^{a_i-1} \quad (4.14)$$

Dabei ist der Normierungsfaktor $B(a_1, a_2, \dots, a_z)$ gegeben durch

$$B(a_1, \dots, a_z) = \frac{\prod_{i=1}^z \Gamma(a_i)}{\Gamma(\sum_{i=1}^z a_i)} \quad (4.15)$$

wobei Γ die Gammafunktion bezeichnet. Für $z = 2$ entspricht die Dirichletverteilung der Binomialverteilung. Im Folgenden wird einheitlich – auch für $z = 2$ – der Begriff Dirichletverteilung verwendet.

Wählt man die a priori-Verteilung nach dem Verfahren von Jeffreys, so erhält man eine Dirichletverteilung mit Parametern $a_i = 1/2$:

$$\pi(\mu_1, \dots, \mu_z) \propto \prod_{i=1}^z (\mu_i)^{-\frac{1}{2}} \quad (4.16)$$

Wenn n_i Ereignisse aufgetreten sind, bei denen i Blöcke betroffen sind, ist die a posteriori-Verteilung eine Dirichletverteilung mit den Parametern $a_i = n_i + 1/2$:

$$(\mu_1, \dots, \mu_z) \sim \text{Dirichlet}(n_1 + \frac{1}{2}, \dots, n_z + \frac{1}{2}) \quad (4.17)$$

Es sind sieben einphasige Phasenfehler aufgetreten, von denen fünf einen Reaktorblock und zwei jeweils zwei Blöcke betrafen. Analog zu oben folgt

$$\lambda_E^I \sim \text{Gamma}\left(7, \frac{1}{T_{ges}^B}\right), \quad (\mu_1^I, \mu_2^I) \sim \text{Dirichlet}\left(\frac{11}{2}, \frac{5}{2}\right). \quad (4.18)$$

Die Verteilung der Rate λ^I , mit der ein Phasenfehler in einem bestimmten Block auftritt, ist dann implizit durch Gleichung 4.12 gegeben.

Es sind zwei zweiphasige Phasenfehler aufgetreten, von denen einer einen Block und einer zwei Blöcke betraf. Analog zu oben folgt

$$\lambda_E^{II} \sim \text{Gamma}\left(2, \frac{1}{T_{ges}^B}\right), \quad (\mu_1^{II}, \mu_2^{II}) \sim \text{Dirichlet}\left(\frac{3}{2}, \frac{3}{2}\right). \quad (4.19)$$

Ein einfacher geschlossener analytischer Ausdruck für die Verteilungen von λ^I bzw. λ_E^{II} besteht nicht; die Verteilung und ihre Eigenschaften sind durch Monte Carlo-Verfahren zugänglich. Dies ist am Beispiel der λ^I dargestellt:

1. Wiederhole S mal:
 - a. Ziehe eine Rate λ_E^I der Poissonverteilung aus der Unsicherheitsverteilung der Parameter.

- b. Ziehe die Parameter (μ_1^l, μ_2^l) der Dirichletverteilung aus der Unsicherheitsverteilung der Parameter.
- c. Berechne ein Sample der Ereignisrate zu $\lambda^l = \lambda_E^l \sum_{i=1}^Z i \mu_i^l$.

Die Samples der Ereignisrate λ^l approximieren die gesuchte Verteilung $p(\lambda^l)$. In diesen und den folgenden Monte Carlo-Rechnungen wurden $S = 10^6$ Samples verwendet.

In den Abbildungen Abb. 4.5 und Abb. 4.6 ist jeweils die Verteilung in Form eines Histogramms mit der Verteilung, die sich aus den vereinfachenden Annahmen ergibt, verglichen.

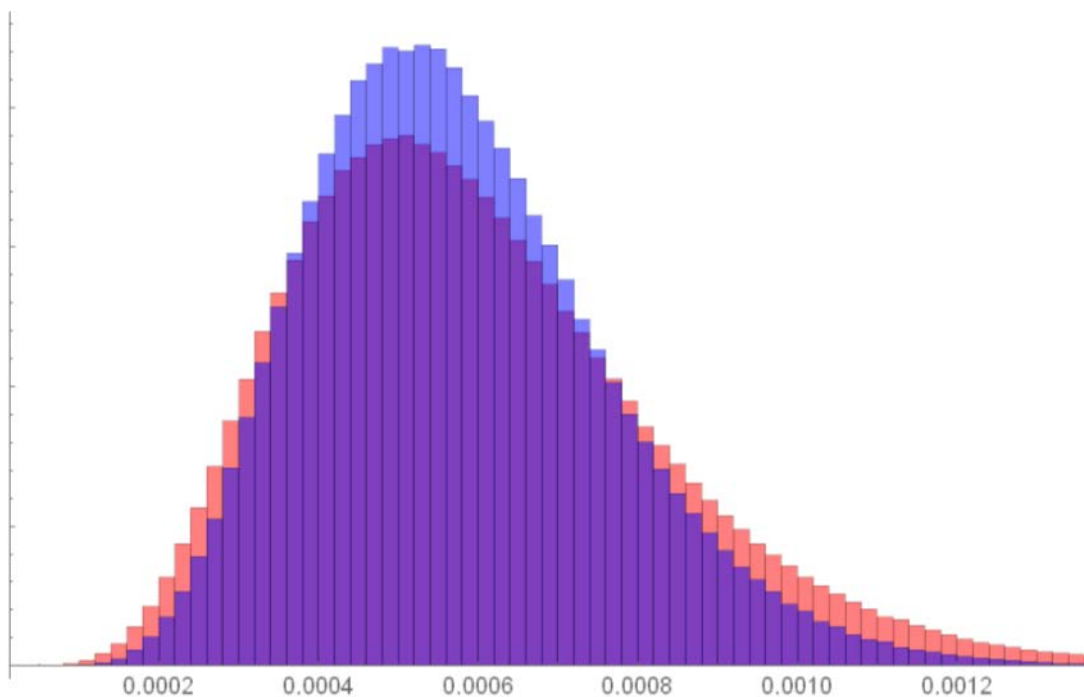


Abb. 4.5 Dichte der a-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Raten einphasiger Phasenfehler am aktiven Netz

Die Unsicherheitsverteilung unter der vereinfachten Annahme unabhängiger blockbezogener Ereignisse ist blau, die Unsicherheitsverteilung ohne vereinfachende Annahme rot dargestellt. Die Raten (Abszisse) sind in $1/a$ angegeben.

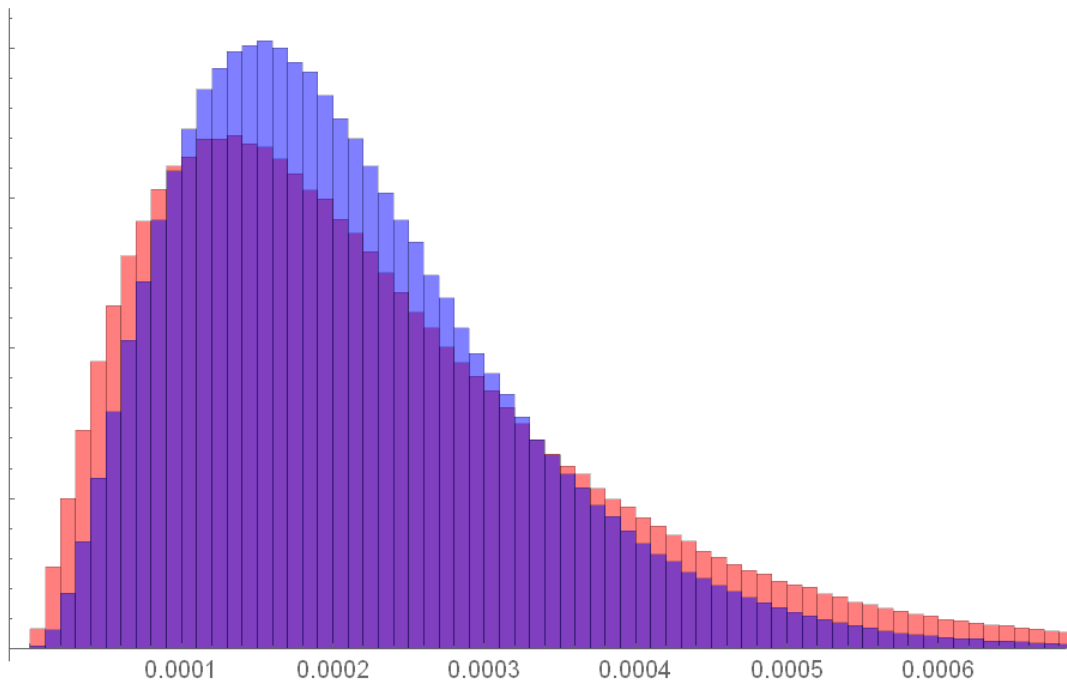


Abb. 4.6 Dichte der a-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Raten zweiphasiger Phasenfehler am aktiven Netz

Die Unsicherheitsverteilung unter der vereinfachten Annahme unabhängiger blockbezogener Ereignisse ist blau, die Unsicherheitsverteilung ohne vereinfachende Annahme rot dargestellt. Die Raten (Abszisse) sind in $1/a$ angegeben.

Man erkennt, dass in beiden Fällen die Verteilung ohne vereinfachende Annahmen deutlich breiter ist. Charakteristika der Verteilungen sind in Tab. 4.5 angegeben. Insbesondere bei der Rate der zweiphasigen Phasenfehler sind die Unterschiede stark ausgeprägt.

Wenn man nicht zwischen ein- und zweiphasigen Fehlern unterscheidet, so sind insgesamt neun Phasenfehler aufgetreten, von denen sechs einen Block und drei jeweils zwei Blöcke betrafen. Bezogen auf die Blöcke liegen somit 12 Ereignisse vor. Somit gilt

$$\lambda_E^{I/II} \sim \text{Gamma}\left(9, \frac{1}{T_{ges}^B}\right), \quad (\mu_1^{I/II}, \mu_2^{I/II}) \sim \text{Dirichlet}\left(\frac{13}{2}, \frac{7}{2}\right). \quad (4.20)$$

Die Verteilung der blockbezogenen Rate ein- oder zweiphasiger Phasenfehler $\lambda^{I/II}$ ist in Abb. 4.7 und Tab. 4.5 angegeben.

Tab. 4.5 Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen der ein- und zweiphasigen Phasenfehler des aktiven Netzes in 1/a

Anzahl betroffener Phasen		5 %-Quantil	Median	Mittelwert	95 %-Quantil	99 %-Quantil
1	Unsicherheitsverteilung (zusammengesetzte Poissonverteilung)	2,79E-04	5,64E-04	5,95E-04	1,02E-03	1,27E-03
	Unsicherheitsverteilung mit vereinfachten Annahmen	3,06E-04	5,54E-04	5,74E-04	9,11E-04	1,09E-03
2	Unsicherheitsverteilung (zusammengesetzte Poissonverteilung)	4,98E-05	1,94E-04	2,27E-04	5,16E-04	7,18E-04
	Unsicherheitsverteilung mit vereinfachten Annahmen	6,55E-05	1,92E-04	2,12E-04	4,25E-04	5,59E-04
1 oder 2	Unsicherheitsverteilung (zusammengesetzte Poissonverteilung)	4,01E-04	7,42E-04	7,75E-04	1,26E-03	1,54E-03
	Unsicherheitsverteilung mit vereinfachten Annahmen	4,41E-04	7,35E-04	7,56E-04	1,14E-03	1,34E-03

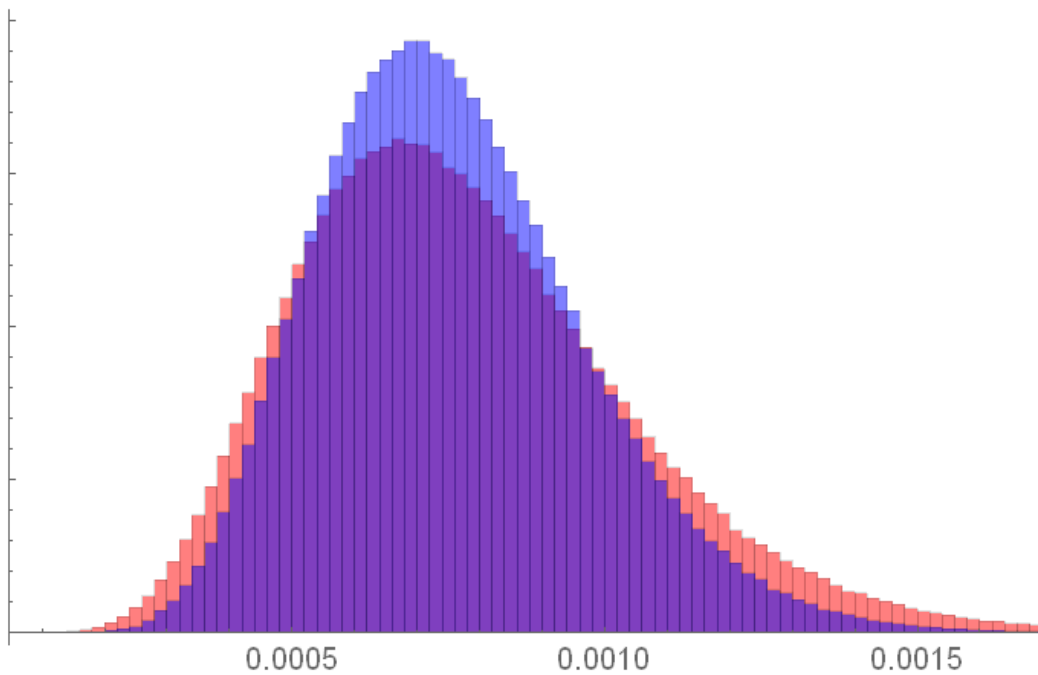


Abb. 4.7 Dichte der a-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Raten von Phasenfehlern (ein- oder zweiphasig) am aktiven Netz

Die Unsicherheitsverteilung unter der vereinfachten Annahme unabhängiger blockbezogener Ereignisse ist blau, die Unsicherheitsverteilung ohne vereinfachende Annahme rot dargestellt. Die Raten (Abszisse) sind in 1/a angegeben.

Der relative Unterschied im Mittelwert von ca. 2,5 zwischen ein- und zweiphasigen Fehlern erklärt sich auch durch die größere relative Breite der Verteilung der zweiphasigen Fehler, da hier nur zwei unabhängige Ereignisse beobachtet wurden.

Zusammenfassend sind die Unsicherheitsverteilungen für einphasige, zweiphasige und beliebige Phasenfehler, die man unter Verwendung des neuentwickelten stochastischen Modells, das die statistische Abhängigkeit der blockbezogenen Ereignisse berücksichtigt, in Abb. 4.8 dargestellt.

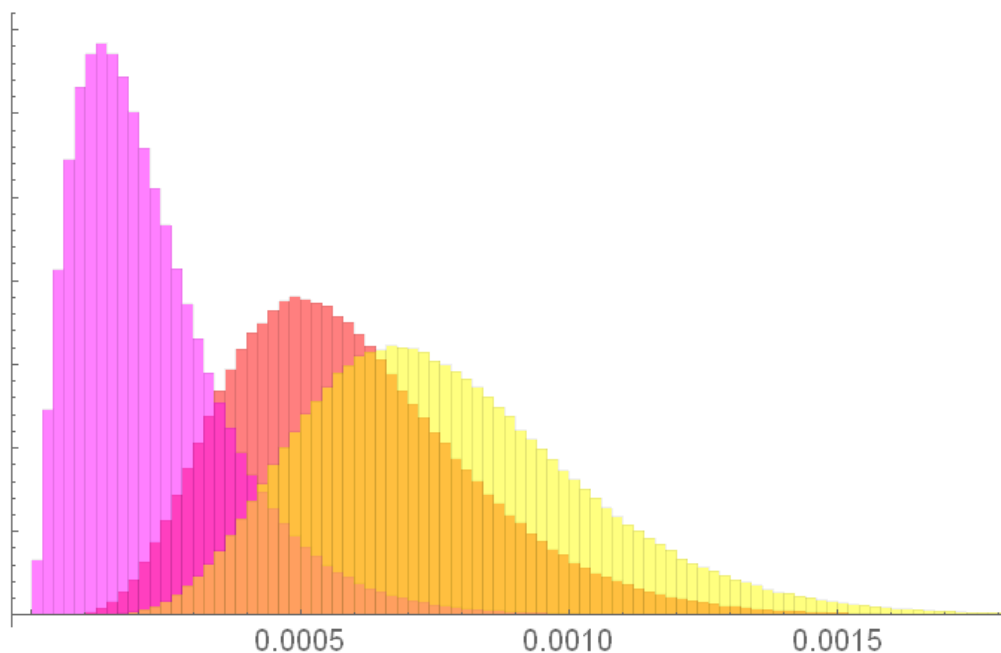


Abb. 4.8 Dichte der a-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Raten von einphasigen, zweiphasigen und beliebigen Phasenfehlern am aktiven Netz bei Anwendung des entwickelten stochastischen Modells

Die einphasigen Phasenfehler sind in Magenta, die zweiphasigen in Rot und die beliebigen (ein- und zweiphasigen) Phasenfehler in Gelb dargestellt. Die Raten (Abszisse) sind in $1/a$ angegeben.

4.3 Verfügbarkeit des nicht aktiven Netzes in Bezug auf Phasenfehler

Beim nicht aktiven Netz ist die Nichtverfügbarkeit in Bezug auf ein- und zweiphasige Phasenfehler zu schätzen, d. h. die Wahrscheinlichkeit zu bestimmen, dass bei Umschaltung vom Hauptnetz auf Reservernetz bzw. umgekehrt auf ein Netz umgeschaltet wird, das einen Phasenfehler aufweist. Die Betriebserfahrung umfasst drei Ereignisse,

bei denen jeweils ein Block von einem einphasigen Phasenfehler betroffen war. Die Nichtverfügbarkeitsdauern betragen 21 Tage, 26 Tage bzw. 1 Tag.

Insbesondere auch bezüglich der Ereignisse am nicht aktiven Netz besteht die Unsicherheit, dass tatsächlich aufgetretene Ereignisse nicht gemeldet werden und darum in der Datenbasis nicht enthalten sind. Im Gegensatz zu den Fehlern am aktiven Netz, die zu einer erheblichen Asymmetrie der Stromversorgung führen, wird bei Ereignissen am nicht aktiven Netz keine Meldepflicht durch resultierende Ausfälle sicherheitstechnisch wichtiger Verbraucher bzw. das auf die Störung folgende Anlageverhalten ausgelöst, da keine Verbraucher aus diesem Netz versorgt werden. Nach unserer Kenntnis entsteht eine Meldepflicht der gestörten elektrischen Energieversorgung selbst typischerweise erst bei Überschreitung einer zulässigen Zeitdauer der Nichtverfügbarkeit, z. B. 72 h während des Leistungsbetriebes. Allerdings ist in der Datenbasis auch ein Ereignis (Oconee Block 3 2015) enthalten, welches kein meldepflichtiges Ereignis ist. Während anderer Anlagenzustände sind typischerweise abweichende Verfügbarkeiten zulässig, so dass ggf. gar keine Meldepflicht besteht. Zum Beispiel war das Ereignis James A. FitzPatrick und Nine Mile Point 2005 für Block 2 der Anlage Nine Mile Point im Gegensatz zu James A. FitzPatrick und Nine Mile Point Block 1 nicht meldepflichtig, da sich dieser Block in Revision befand. Zusätzlich besteht wie bei Ereignissen am aktiven Netz (siehe Abschnitt 4.2.1) auch die Unsicherheit, dass der Aufsichtsbehörde vorliegende Ereignisse nicht bekannt werden.

Die Berücksichtigung der Vollständigkeit der Daten wird daher unten näher diskutiert.

4.3.1 Einphasige Phasenfehler am nicht aktiven Netz

Ein einfacher Punktschätzer für die Nichtverfügbarkeit in Bezug auf einphasige Phasenfehler ist der Quotient aus gesamter Nichtverfügbarkeitszeit und Beobachtungszeit.

$$u^{*;i} = \frac{48d}{T_{ges}^B} = 7,95 \times 10^{-6} \quad (4.21)$$

Zur Ermittlung der Unsicherheitsverteilung ist es wesentlich, dass nur drei Ereignisse aufgetreten sind, die jeweils zu deutlich unterschiedlichen Nichtverfügbarkeitszeiten geführt haben. Deshalb ist z. B. eine Binomialverteilung zur Modellierung ungeeignet. Im Folgenden wird ein Modell entwickelt, das der statistischen Unsicherheit aufgrund der

geringen Ereigniszahl und der Verteilung der Nichtverfügbarkeitszeiten bei den Ereignissen Rechnung trägt.

Setzt man eine feste Rate an, mit der ein beim Eintritt zunächst unerkannt gebliebener Phasenfehler des nicht aktiven Netzes entdeckt wird, so ergibt sich eine Exponentialverteilung der Nichtverfügbarkeitszeiten bei den einzelnen Ereignissen:

$$t \sim \text{Exponential}(r) \quad (4.22)$$

Für die Verteilungsdichte gilt

$$p_{\text{Exponential}}(t) = r e^{-rt} \quad (4.23)$$

Dies kann wie oben als ein zweistufiger Prozess durch eine zusammengesetzte Poisson-Verteilung modelliert werden:

1. Mit einer Rate λ treten Ereignisse auf. Die Anzahl der Ereignisse ist poissonverteilt.
2. Ist ein Ereignis aufgetreten, dauert die Nichtverfügbarkeit eine Zeitdauer t an. t ist exponentialverteilt.

Wie im vorangegangenen Abschnitt kann man den Parameter der Exponentialverteilung und die Ereignisrate unabhängig aus den Daten schätzen. Die Schätzung der Ereignisrate wurde oben schon beschrieben. Die Schätzung des Parameters der Exponentialverteilung wird im Folgenden dargestellt. Die konjugierte Verteilung zur Exponentialverteilung ist die Gammaverteilung. Für die a priori-Verteilung gibt sich nach dem Verfahren von Jeffreys

$$\pi(r) = \frac{1}{r} \quad (4.24)$$

Die a posteriori-Verteilung ist, wenn n die Anzahl beobachteter Ereignisse und t_i die Nichtverfügbarkeitszeit des i -ten Ereignis bezeichnet,

$$r \sim \text{Gamma}\left(n, \frac{1}{\sum_{i=1}^n t_i}\right) \quad (4.25)$$

Die Unsicherheitsverteilung des Parameters der Exponentialverteilung für die beobachteten Nichtverfügbarkeitsdauern einphasiger Phasenfehler ist in Abb. 4.9 dargestellt.

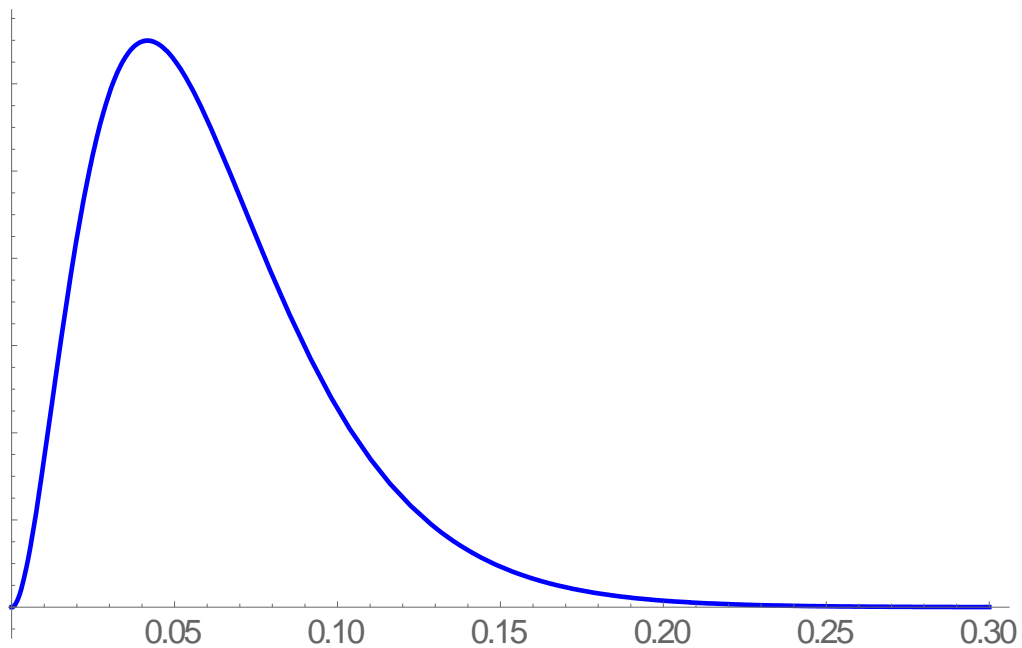


Abb. 4.9 Unsicherheitsverteilung des Parameters der Exponentialverteilung für die beobachteten Nichtverfügbarkeitsdauern einphasiger Phasenfehler

Die Rate (Abszisse) ist in $1/a$ angegeben.

Mithilfe eines Monte Carlo-Verfahrens lässt sich aus der Verteilung der Raten einphasiger Phasenfehler am nicht aktiven Netz

$$\lambda^i \sim \text{Gamma}\left(\frac{7}{2}, \frac{1}{T_{ges}^B}\right) \quad (4.26)$$

und der Verteilung der Parameter der Exponentialverteilung die Verteilung der Nichtverfügbarkeiten ermitteln:

1. Wiederhole S mal:
 - a. Ziehe eine Rate λ^i aus der Unsicherheitsverteilung (Gleichung 4.26)
 - b. Ziehe einen Parameter r der Exponentialverteilung (Gleichung 4.25)
 - c. Berechne ein Sample der Nichtverfügbarkeit zu $u = \lambda^i/r$

Die Menge der S Samples der Nichtverfügbarkeit u approximiert die gesuchte a posteriori-Verteilung $p(u)$.

Um konsistent zu den a-priori-Annahmen bei den Phasenfehlern am aktiven Netz zu sein, wird die Möglichkeit berücksichtigt, dass auch zwei Blöcke einer Mehrblockanlage betroffen sein können. Da im Fall des einphasigen Phasenfehlers nur dreimal je ein Block betroffen war, folgt

$$\lambda_E^i \sim \text{Gamma}\left(3, \frac{1}{T_{ges}^B}\right), \quad (\mu_1^i, \mu_2^i) \sim \text{Dirichlet}\left(\frac{7}{2}, \frac{1}{2}\right). \quad (4.27)$$

Die Verteilung der Rate λ^i , mit der ein Phasenfehler in einem bestimmten Block auftritt, ist implizit durch Gleichung 4.12 gegeben.

Der resultierende dreistufige Prozess ist in Abb. 4.10 dargestellt.

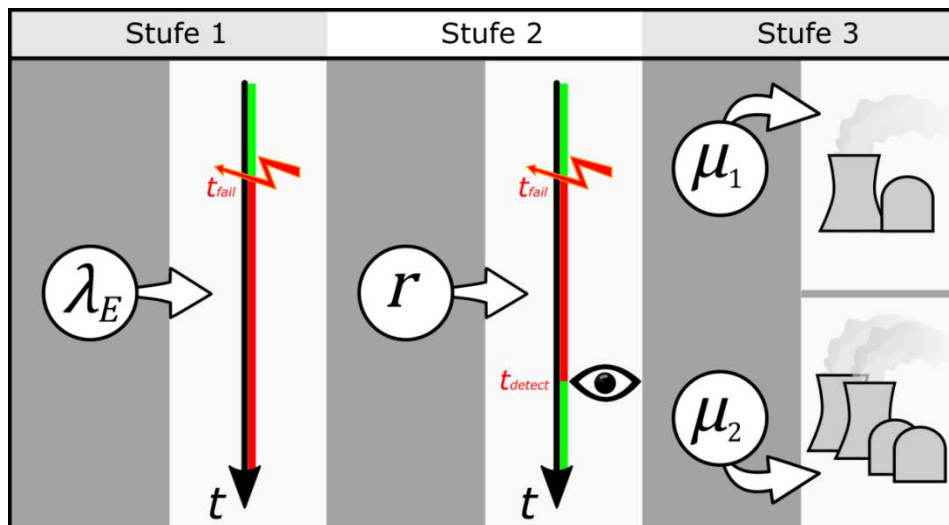


Abb. 4.10 Dreistufiger Prozess zur Modellierung der Nichtverfügbarkeit durch Phasenfehler im nicht aktiven Netz

Damit ergibt sich das Monte Carlo-Verfahren zu:

1. Wiederhole S mal:

- a. Ziehe eine Rate λ_E^i der Poissonverteilung aus der Unsicherheitsverteilung der Parameter (Gleichung 4.27)
- b. Ziehe die Parameter (μ_1^i, μ_2^i) der Dirichletverteilung aus der Unsicherheitsverteilung der Parameter (Gleichung 4.27)
- c. Berechne ein Sample der Ereignisrate zu $\lambda^i = \lambda_E^i \sum_{j=1}^Z j \mu_j^i$.
- d. Ziehe einen Parameter r der Exponentialverteilung (Gleichung 4.25)
- e. Berechne ein Sample der Nichtverfügbarkeit zu $u = \lambda^i / r$

Die Menge der Samples der u approximiert die gesuchte a posteriori-Verteilung $p(u)$.

Um die teilweise nicht gegebene Meldepflicht während des Nichtleistungsbetriebs (siehe Abschnitt 4.3, S. 170) konservativ zu berücksichtigen, kann die Beobachtungszeit auf die Zeit des Leistungsbetriebs beschränkt werden. Sein Anteil wird konservativ mit dem von der IAEA in der PRIS-Datenbank veröffentlichten Unit Capability Factor /IAE 18/ der weltweiten bisherigen Betriebserfahrung zu 0,78 abgeschätzt. Somit wird dann als Beobachtungszeit $T_{gesLB}^B := 0,78 T_{ges}^B$ verwendet. Damit ergibt sich eine erwartete Nichtverfügbarkeit von 2,014 E-05.

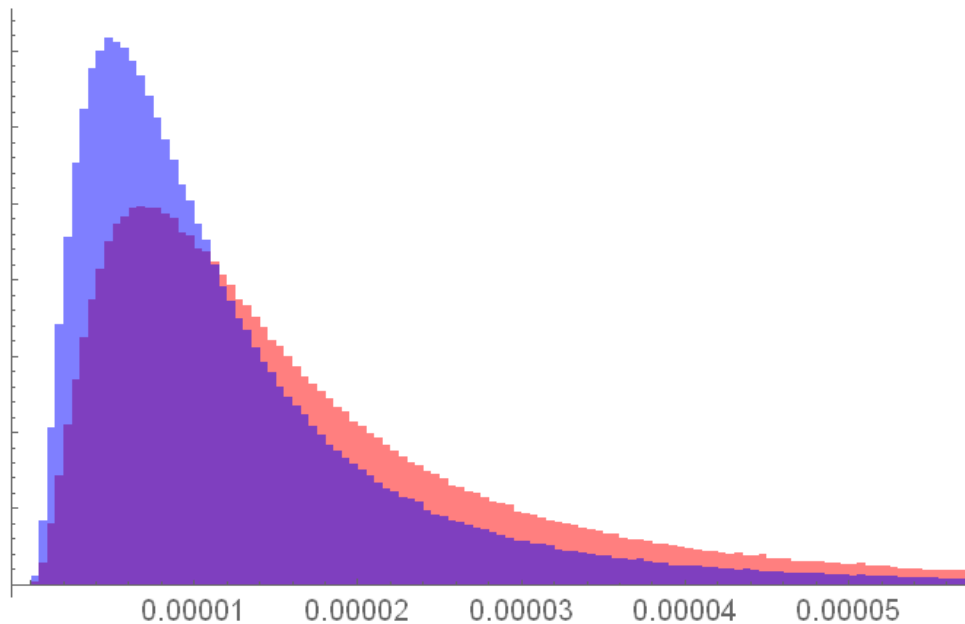


Abb. 4.11 Unsicherheitsverteilungen der Nichtverfügbarkeit des nichtaktiven Netzes durch einphasigen Phasenfehler

Die Unsicherheitsverteilung bei Berücksichtigung der Möglichkeit, dass zwei Blöcke betroffen werden können, und der teilweise nicht gegebenen Meldepflicht während des Nichtleistungsbetriebs ist rot, die Unsicherheitsverteilung ohne deren Berücksichtigung blau dargestellt.

Nun wird untersucht, welchen Einfluss ggf. nicht zu meldende Ereignisse mit kurzer Nichtverfügbarkeitsdauer während des Leistungsbetriebes auf die Unsicherheitsverteilung haben. Wenn zusätzlich Ereignisse mit kurzer Nichtverfügbarkeitsdauer der Schätzung zugrunde gelegt werden, folgt:

1. Die tatsächlich beobachtete Nichtverfügbarkeitszeit wird größer.
2. Da mehr Ereignisse beobachtet werden, wird die Ereignisrate größer und die relative Unsicherheit der Verteilung der Raten kleiner.
3. Der Parameter der Exponentialverteilung wird kleiner, da mehr Ereignisse mit kurzen Nichtverfügbarkeitsdauern der Schätzung zugrunde liegen.
4. Die relative Unsicherheit der Verteilung der Parameter der Exponentialverteilung wird ebenfalls kleiner.

Um zu untersuchen, wie diese Effekte in ihrer Gesamtheit wirken, werden die Schätzungen zum Vergleich mit hypothetischen Daten durchgeführt, die zusätzlich zu den beobachteten Ereignissen noch eine große Zahl von Ereignissen mit kurzen Dauern der Nichtverfügbarkeit aufweisen. Hierzu wurde angenommen, dass 90 % der Ereignisse

nicht beobachtet wurden. Somit werden neben den drei beobachteten Ereignissen weitere 27 Ereignisse mit Nichtverfügbarkeitsdauern unter 72 h den Schätzungen zugrunde gelegt. Für diese Ereignisse wird angenommen, dass die Nichtverfügbarkeitsdauern gleichverteilt zwischen 0 und 3 Tagen sind, d. h. die mittlere Nichtverfügbarkeitsdauer beträgt 1,5 Tage. Es zeigt sich, dass die Erwartungswerte für diesen Fall praktisch identisch sind ($2,015 \text{ E-}05$ gegenüber $2,014 \text{ E-}05$). In Abb. 4.12 ist der Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit von den angenommenen zusätzlichen Ereignissen dargestellt. Man erkennt, dass er bei bis zu 27 zusätzlichen Ereignissen unterhalb des Erwartungswertes ohne zusätzliche Ereignisse liegt, d. h., wenn solche zusätzlichen Ereignisse bekannt wären, läge der geschätzte Wert unterhalb des aus den vorliegenden Daten geschätzten. Die Abweichung beträgt weniger als 25 %. Auch für den hypothetischen Fall, dass 60 unbeobachtete Ereignisse vorliegen, d. h., dass weniger als 5 % der Ereignisse erfasst wurden, ergibt sich nur eine Abweichung des Erwartungswertes um 50 %.

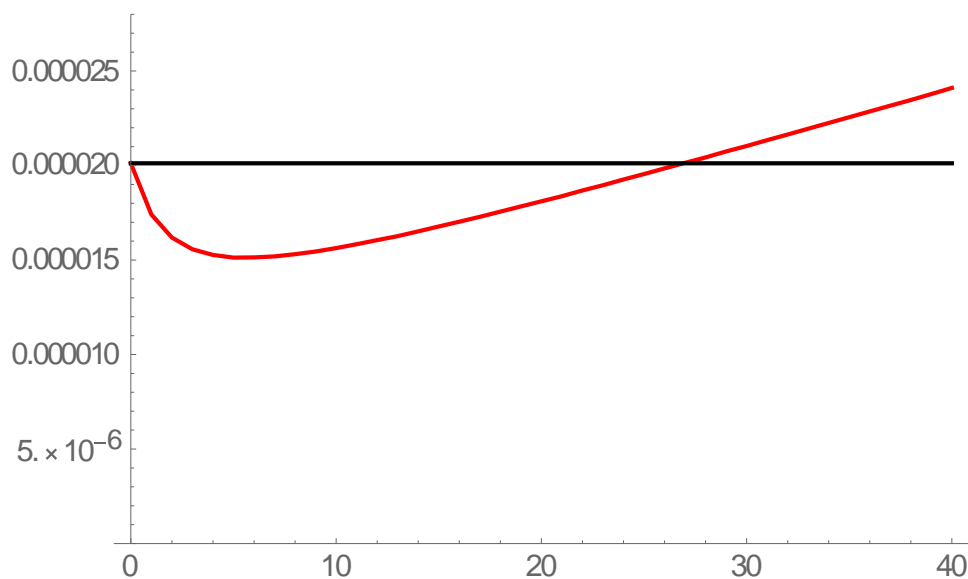


Abb. 4.12 Geschätzter Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Anzahl angenommener zusätzlicher Ereignisse mit kurzer Nichtverfügbarkeitsdauer

Der aus den vorliegenden Daten geschätzte Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit (Ordinate) ist schwarz, der aus den vorliegenden Daten und den zusätzlich angenommenen Ereignissen mit kurzer Nichtverfügbarkeitsdauer geschätzte Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit von der Anzahl solcher Ereignisse (Abszisse) ist rot dargestellt.

Somit sind die Schätzungen der Nichtverfügbarkeit relativ robust gegenüber dem möglichen Fehlen von Ereignissen mit kurzen Nichtverfügbarkeitsdauern.

4.3.2 Zweiphasige Phasenfehler am nicht aktiven Netz

Zweiphasige Phasenfehler sind am nicht aktiven Netz nicht aufgetreten. Da keine Gründe erkennbar sind, dass nicht unmittelbar entdeckte zweiphasige Phasenfehler schneller oder weniger schnell entdeckt werden als einphasige, wird dieselbe Unsicherheitsverteilung des Parameters der Exponentialverteilung (Gleichung 4.26) verwendet.

Die Verteilung der Rate des Auftretens nicht unmittelbar entdeckter zweiphasiger Phasenfehler am Reservenetz ist, da keine Ereignisse aufgetreten sind,

$$\lambda^{ii} \sim \text{Gamma}\left(\frac{1}{2}, \frac{1}{T_{ges}^B}\right) \quad (4.28)$$

Aus diesen Verteilungen kann wieder die Verteilung der Nichtverfügbarkeiten u^{ii} durch ein Monte Carlo-Verfahren ermittelt werden. Die Ergebnisse sind in Abb. 4.13 und Tab. 4.6 dargestellt.

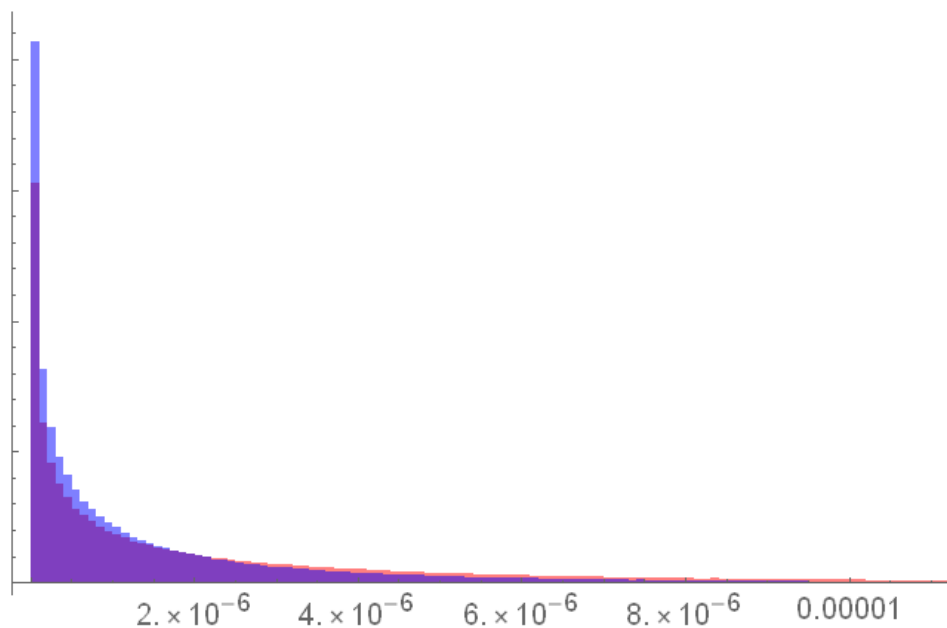


Abb. 4.13 Unsicherheitsverteilungen der Nichtverfügbarkeit des nichtaktiven Netzes durch zweiphasigen Phasenfehler

Die Unsicherheitsverteilung bei Berücksichtigung der Möglichkeit, dass zwei Blöcke betroffen werden können und der teilweise nicht gegebenen Meldepflicht während des Nichtleistungsbetriebs ist rot, die Unsicherheitsverteilung ohne deren Berücksichtigung blau dargestellt.

Tab. 4.6 Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen der Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch ein- bzw. zweiphasigen Phasenfehler

Anzahl betroffener Phasen	Berücksichtigung der reduzierten Beobachtungszeit und der Möglichkeit, dass mehrere Blöcke betroffen werden können	5 %-Quantil	Median	Mittel-wert	95 %-Quantil	99 %-Quantil
1	nein	2,40E-06	9,43E-06	1,39E-05	3,90E-05	7,64E-05
	ja	3,40E-06	1,35E-05	2,01E-05	5,68E-05	1,12E-04
2	nein	5,65E-09	6,82E-07	1,99E-06	7,93E-06	1,83E-05
	ja	1,07E-08	1,28E-06	3,84E-06	1,54E-05	3,60E-05

4.3.3 Ein- und zweiphasige Phasenfehler am nicht aktiven Netz

Wenn man nicht zwischen ein- und zweiphasigen Fehlern unterscheidet, so sind die Daten identisch zu den einphasigen Phasenfehlern, da keine zweiphasigen Phasenfehler beobachtet wurden. Entsprechend ergeben sich auch für die Unsicherheitsverteilung der Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch ein- und zweiphasige Phasenfehler $u^{i/ii}$ und ihrer Charakteristika dieselben Werte wie für die Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch einphasige Phasenfehler u^I .

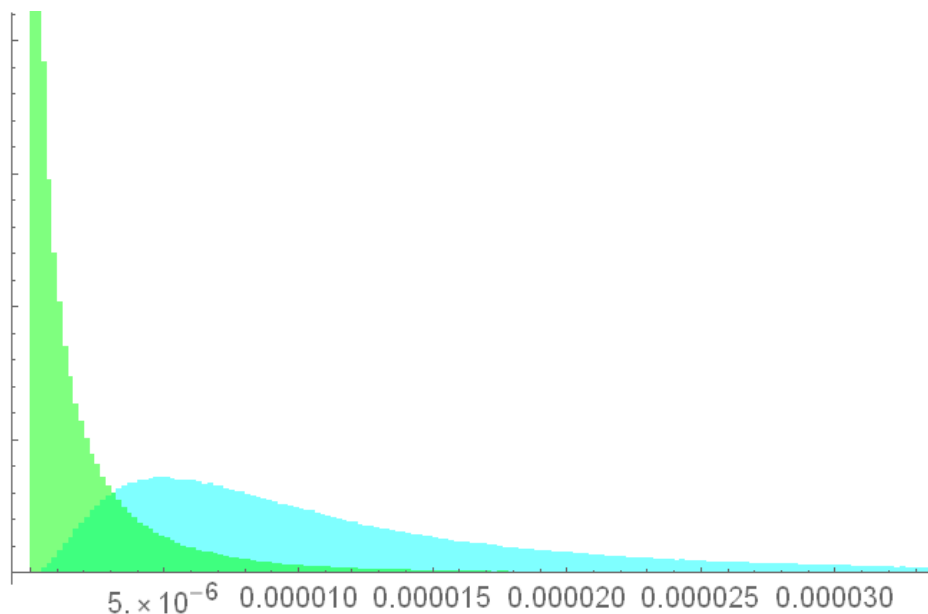


Abb. 4.14 A-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch einphasigen, zweiphasigen bzw. beliebigen Phasenfehlern

Die Nichtverfügbarkeit durch einphasigen bzw. beliebigen Phasenfehler ist in Cyan, die durch zweiphasigen Phasenfehler in Grün dargestellt.

4.4 Zusammenfassung der quantitativen Ergebnisse

Aus den vorherigen Überlegungen ergeben sich folgende Zahlen für die Raten der Einleitenden Ereignisse, wobei eine mögliche Unvollständigkeit der zugrunde gelegten Ereignisse der Betriebserfahrung nicht berücksichtigt wurde.

Tab. 4.7 Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen der Raten einleitender Ereignisse in 1/a

Einleitendes Ereignis	5 %-Quantil	Median	Mittelwert	95 %-Quantil	99 %-Quantil
Einphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes	2,79E-04	5,64E-04	5,95E-04	1,02E-03	1,27E-03
Zweiphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes	4,98E-05	1,94E-04	2,27E-04	5,16E-04	7,18E-04
Ein- oder zweiphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes	4,01E-04	7,42E-04	7,75E-04	1,26E-03	1,54E-03

Für die Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes erhält man die in Tab. 4.8 dargestellten Unsicherheitsverteilungen. Die Unsicherheit in Bezug auf die Vollständigkeit der Ereignisse während des Nichtleistungsbetriebs ist konservativ berücksichtigt. Es wurde gezeigt, dass die Schätzungen in Bezug auf nicht vorliegende Ereignisse des Leistungsbetriebs, die nur kurz andauern, robust sind. Eine mögliche Unvollständigkeit bezüglich lang andauernder Ereignisse während des Leistungsbetriebs ist in den Schätzungen nicht berücksichtigt.

Tab. 4.8 Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen der Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch ein- oder zweiphasigen Phasenfehler

Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch	5 %-Quantil	Median	Mittelwert	95 %-Quantil	99 %-Quantil
einphasigen Phasenfehler	3,40E-06	1,35E-05	2,01E-05	5,68E-05	1,12E-04
zweiphasigen Phasenfehler	1,07E-08	1,28E-06	3,84E-06	1,54E-05	3,60E-05
ein- oder zweiphasigen Phasenfehler	3,40E-06	1,35E-05	2,01E-05	5,68E-05	1,12E-04

4.5 Ermittlung der Nichtverfügbarkeit von Komponenten bei Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung

Ausführliche Recherchen ergaben, dass sich die Zuverlässigkeit von Drehstrommotoren bei vorliegender Asymmetrie nicht unmittelbar der Literatur entnehmen lässt. Deshalb wird im Folgenden ein Modellbasierter Ansatz entwickelt, mit dessen Hilfe sich basierend auf der internationalen Betriebserfahrung in Bezug auf Phasenfehler in Kernkraftwerken die Ausfallwahrscheinlichkeit der Komponenten mit Drehstrommotoren bei vorliegender

Asymmetrie der Stromversorgung bestimmen lässt. Hierbei wird gemäß den Fachbänden zu PSA-Methoden und -Daten zum PSA-Leitfaden /FAK 05/ und /FAK 16/ auch die Schätzunsicherheit berücksichtigt. Zunächst wird die zugrunde liegende Analyse der Betriebserfahrung dargestellt.

4.5.1 Analyse der Betriebserfahrung

Zu den betrachteten Ereignissen mit vorliegender Netzasymmetrie (siehe Tab. 4.1) wurde eine ausführliche Literaturrecherche durchgeführt. Im Rahmen der durchgeführten Recherchen wurden Meldetexte und Analysen internationaler und nationaler Institutionen zu den betreffenden Ereignissen detailliert ausgewertet. Da die Detailtiefe und der Umfang der Informationsquellen starke Variationen aufweisen, wurden zum Teil Anlagenbeschreibungen und -pläne hinzugezogen, um Rückschlüsse auf die vorhandenen Komponenten ziehen zu können.

Zu den betrachteten Ereignissen wurden die der GRS zugänglichen Ereignisberichte aus der Datenbank des International Reporting System for Operating Experience (IRS) der IAEA sowie von den jeweiligen nationalen Institutionen gesammelt. Die verfügbaren Quellen wurden detailliert analysiert und die enthaltenen Informationen auf ihre Plausibilität und Konsistenz geprüft. Waren in den verfügbaren Quellen unvollständige oder widersprüchliche Informationen enthalten, wurden nur diejenigen Informationen zu Komponentenausfällen verwendet, die eindeutig sind.

Soweit möglich, wurden aus den verfügbaren Quellen die von vorliegenden Phasenfehlern betroffenen Komponenten und die ausgefallenen Komponenten identifiziert. Hierbei wurde zwischen dem Ausfall einer laufenden Komponente bei auftretender Symmetrie und dem Startversagen bei vorliegender Asymmetrie unterschieden.

Es zeigte sich, dass die Auswirkungen bei den verschiedenen Ereignissen sehr unterschiedlich waren: Zwischen 0 und ca. 150 sicherheitstechnisch wichtige Komponenten fielen aus. Aus den Ereignisbeschreibungen konnte entnommen werden, dass häufig gleiche, ungefähr gleich belastete Komponenten ausfallen, während andere verfügbar bleiben. Deshalb wurden mithilfe der vorliegenden Informationsquellen Gruppen gleicher, ungefähr gleich belasteter Komponenten identifiziert, die zumindest teilweise dem Phasenfehler ausgesetzt waren. Im Allgemeinen sind dies redundante Komponenten eines Systems. Sie werden im Folgenden als Komponentengruppen bezeichnet. Es wurde bestimmt, welche Größe die betroffenen Komponentengruppen hatten, wie viele Kom-

ponenten davon dem Phasenfehler ausgesetzt waren und wie viele ausfielen. Darüber hinaus wurde ermittelt, wie viele betroffene Komponenten während des Phasenfehlers gestartet wurden und in wie vielen Fällen es zu einem Startversagen kam. Hierbei zeigte sich, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit keine oder alle Komponenten der von einem Phasenfehler betroffenen Gruppe gleichartiger, gleich belasteter Komponenten ausfallen, während der Ausfall einer oder mehrerer, aber nicht aller, Komponenten seltener ist. Es war keine Tendenz erkennbar, dass Komponenten während des Starts eine besonders hohe Neigung zum Ausfall hätten.

Eine ausführliche Darstellung und Bewertung der Ereignisabläufe sowie der betroffenen Komponenten ist in /BER 19/, Anhang A zu finden. In Abschnitt 4.5.4 wird auf Basis der ausgewerteten Ereignisse die Wahrscheinlichkeit von durch einen Phasenfehler zusätzlich zu erwartenden Komponentenausfälle geschätzt. Zunächst wird jedoch das für die Quantifizierung verwendete Modell entwickelt.

4.5.2 Modellierung

Hier wird ein Modell dargestellt, das die Abhängigkeit der Komponentenausfälle von der Stärke der Asymmetrie der Stromversorgung der Komponente explizit abbildet. Allgemein ist eine Asymmetrie bei verschiedenen Ereignissen stark unterschiedlich ausgeprägt. Die Asymmetrie kann in unterlagerten Schienen, die durch Transformatoren mit übergeordneten Schienen verbunden sind, schwächer sein als in den übergelagerten Schienen. Selbst für einzelne Verbraucher, die an dieselbe Schiene angeschlossen sind, kann die Asymmetrie leicht abweichen. Die Stärke der Asymmetrie kann, wie in Abschnitt 3.3.1 bereits erwähnt, durch den Quotienten der Spannungen des Gegensystems und des Mitsystems charakterisiert werden.

$$a = \frac{U_{Gegensystem}}{U_{Mitsystem}} \quad (4.29)$$

Für die Bestimmung der Asymmetrie, der ein Verbraucher ausgesetzt ist, kann die Software NEPLAN eingesetzt werden (siehe Kapitel 3). Deshalb liegt es nahe, die Abhängigkeit des Ausfallverhaltens der Komponente von der Asymmetrie explizit zu modellieren.

Basis des Modells ist, dass

1. die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls $f(a)$ monoton mit der Asymmetrie a ansteigt,
2. bei sehr großer Asymmetrie eine Komponente sicher ausfällt und
3. durch eine geringe Asymmetrie die Ausfallwahrscheinlichkeit nicht erhöht wird. Geringe Asymmetrien sind in einer Drehstromversorgung vorhanden. Eine Robustheit in Bezug auf geringfügige Asymmetrien wird auch von der Norm DIN EN 60034-1:2011 /DIN 11/ gefordert. Dreiphasenmotoren müssen für den Dauerbetrieb bei einer Spannung des Gegensystems geeignet sein, die 1 % des Mitsystems nicht überschreitet, d. h. eine Asymmetrie von $a \leq 0,01$ darf nicht zu einem Ausfall führen. Darüber hinaus muss für wenige Minuten ein Betrieb bei einer Spannung des Gegensystems von bis zu 1,5 % des Mitsystems ($a \leq 0,015$) gewährleistet sein.

Als ersten Ansatz wird ein linearer Anstieg angesetzt.

4.5.2.1 Lineares Modell

Für die Ausfallwahrscheinlichkeit gilt bei Annahme einer stückweise linearen Abhängigkeit:

$$f_l(a|\alpha_0, \alpha_1) = \begin{cases} 0 & a \leq \alpha_0 \\ \frac{a - \alpha_0}{\alpha_1 - \alpha_0} & \alpha_1 > a > \alpha_0 \\ 1 & a \geq \alpha_1 \end{cases} \quad (4.30)$$

Hierbei gibt α_0 den Wert der Asymmetrie an, bis zu der die Ausfallwahrscheinlichkeit nicht erhöht ist und α_1 den Wert der Asymmetrie, ab der der Ausfall sicher ist.

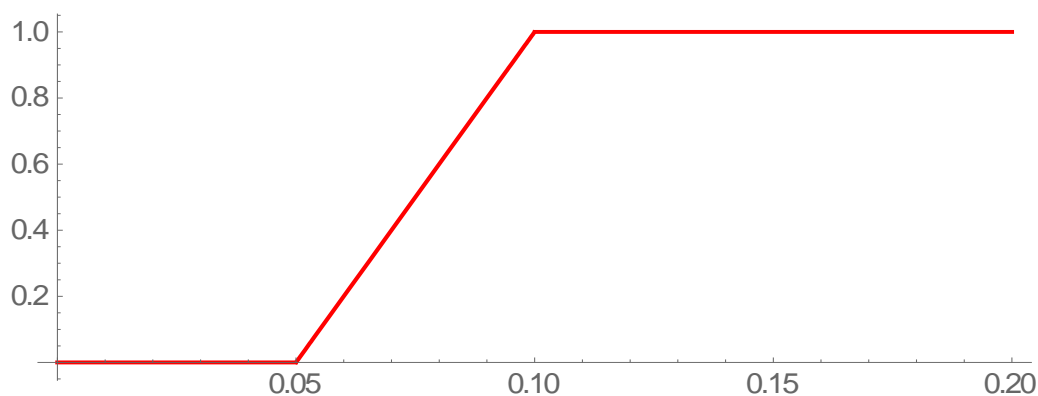


Abb. 4.15 Beispielkurve f_l der Ausfallwahrscheinlichkeit für $\alpha_0 = 0,05$ und $\alpha_1 = 0,1$

Diese Ausfallkurve stellt ein stochastisches Modell dar, da es die Wahrscheinlichkeit der Komponente i in Abhängigkeit von der jeweils vorliegenden Asymmetrie a_i angibt:

$$p(x_i|a_i, \alpha_0, \alpha_1) = (f_l(a_i|\alpha_0, \alpha_1))^{x_i} (1 - f_l(a_i|\alpha_0, \alpha_1))^{1-x_i} \quad (4.31)$$

wobei $x_i = 1$ für einen Ausfall der Komponente steht, $x_i = 0$ für keinen Ausfall.

Damit $p(x_i|a_i, \alpha_0, \alpha_1) > 0$ ist, muss offensichtlich

$$\alpha_0 < \min_{\text{alle ausgefallenen Komponenten } i} a_i \quad (4.32)$$

sein, da für alle tatsächlich ausgefallenen Komponenten die Ausfallwahrscheinlichkeit größer 0 sein muss. Analog gilt, da für alle tatsächlich nicht ausgefallenen Komponenten die Ausfallwahrscheinlichkeit kleiner 1 sein muss,

$$\alpha_1 > \max_{\text{alle nicht ausgefallenen Komponenten } i} a_i \quad (4.33)$$

Dies ist in folgender Prinzipdarstellung mit Beispieldaten (siehe Gleichung (4.41)) veranschaulicht.

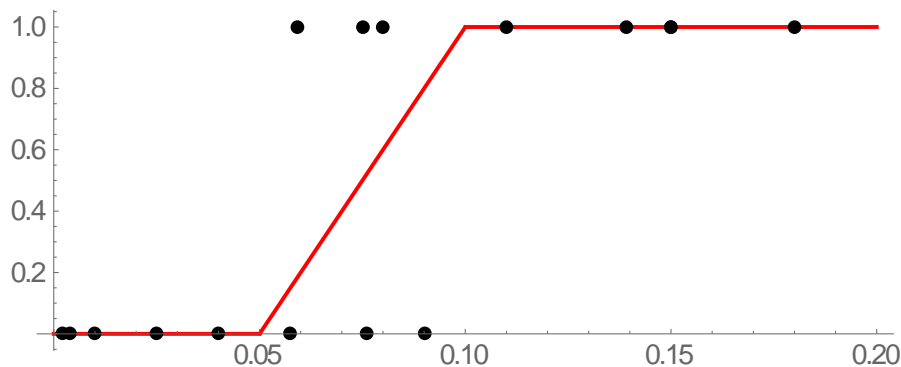


Abb. 4.16 Kurve der Ausfallwahrscheinlichkeit f_l und Beobachtungen

Die Beobachtungen sind als schwarze Punkte mit Koordinaten $(x_i|a_i)$ dargestellt. D. h., wenn eine Komponente einer Asymmetrie a ausgesetzt wurde und ausgefallen ist, wird dies als Punkt mit Koordinaten $(1|a)$ dargestellt, wenn sie nicht ausgefallen ist, als Punkt mit Koordinaten $(0|a)$. Das Intervall (α_0, α_1) , in dem die Ausfallwahrscheinlichkeit echt zwischen 0 und 1 liegt, umfasst den gesamten Bereich von a , in dem Ausfälle und Nicht-Ausfälle auftreten, und reicht über ihn hinaus.

Die Wahrscheinlichkeit wird dann nicht durch Beobachtungen beeinflusst, für die $a_i < \alpha_0$ und $a_i > \alpha_1$ gilt, da für diese $f_i(a_i|\alpha_0, \alpha_1) = 1$ gilt. Für die anderen lässt sich Gleichung 4.31 einfacher schreiben:

$$\begin{aligned} p(x_i|a_i, \alpha_0, \alpha_1) &= \left(\frac{a_i - \alpha_0}{\alpha_1 - \alpha_0}\right)^{x_i} \left(1 - \frac{a_i - \alpha_0}{\alpha_1 - \alpha_0}\right)^{1-x_i} \\ &= \left(\frac{a_i - \alpha_0}{\alpha_1 - \alpha_0}\right)^{x_i} \left(\frac{\alpha_1 - a_i}{\alpha_1 - \alpha_0}\right)^{1-x_i} \end{aligned} \quad (4.34)$$

Die Gesamtheit der Beobachtungen ist die Menge von Paaren von Ausfällen und Asymmetrien $\{(x_i|a_i)\}_{i=1\dots K}$, wobei K die Anzahl der Komponenten angibt.

Entsprechend gilt für die Wahrscheinlichkeit der Gesamtheit der Ausfälle $\{x_i\}$, gegeben die Gesamtheit der Asymmetrien $\{a_i\}$ und die Modellparameter α_0 und α_1

$$p(\{x_i\}_{i=1\dots K}|\{a_i\}_{i=1\dots K}, \alpha_0, \alpha_1) = \prod_{i=1}^K (f_i(a_i|\alpha_0, \alpha_1))^{x_i} (1 - f_i(a_i|\alpha_0, \alpha_1))^{1-x_i} \quad (4.35)$$

Nach dem Satz von Bayes ist die a posteriori-Wahrscheinlichkeit der Modellparameter

$$p(\alpha_0, \alpha_1|\{a_i\}, \{x_i\}) \propto p(\{x_i\}|\{a_i\}, \alpha_0, \alpha_1) \pi(\alpha_0, \alpha_1) \quad (4.36)$$

Die a priori-Verteilung $\pi(\alpha_0, \alpha_1)$ ist wesentlich dadurch gekennzeichnet, dass $\alpha_0 < \alpha_1$ sein muss. Eine naheliegende nicht informative Wahl ist

$$\pi(\alpha_0, \alpha_1) = \theta(\alpha_1 - \alpha_0) \quad (4.37)$$

mit der Heaviside-Funktion θ . Für diese gilt

$$\theta(x) = \begin{cases} 1 & \text{für } x > 0 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.38)$$

Somit gilt für die a posteriori-Wahrscheinlichkeit der Modellparameter α_0 und α_1 , gegeben die Beobachtungen

$$p(\alpha_0, \alpha_1 | \{a_i\}, \{x_i\}) \propto \theta(\alpha_1 - \alpha_0) \prod_{i=1}^K (f_i(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{x_i} (1 - f_i(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{1-x_i} \quad (4.39)$$

Der Proportionalitätsfaktor ergibt sich durch die Normierung

$$\iint_0^\infty p(\alpha_0, \alpha_1 | \{a_i\}, \{x_i\}) d\alpha_0 d\alpha_1 = 1 \quad (4.40)$$

Für den in Abb. 4.16 dargestellten Datensatz

$$\begin{aligned} D_{Test1} = \{ & (0 | 0,002), (0 | 0,004), (0 | 0,04), (1 | 0,08), (0 | 0,025), (0 | 0,0902), \\ & (0 | 0,01), (1 | 0,15), (0 | 0,0574), (0 | 0,076), (1 | 0,0591), (1 | 0,075), \\ & (1 | 0,11), (1 | 0,18), (1 | 0,139), (1 | 0,15) \} \end{aligned} \quad (4.41)$$

ist als Beispiel in Abb. 4.17 die a posteriori-Verteilung dargestellt.

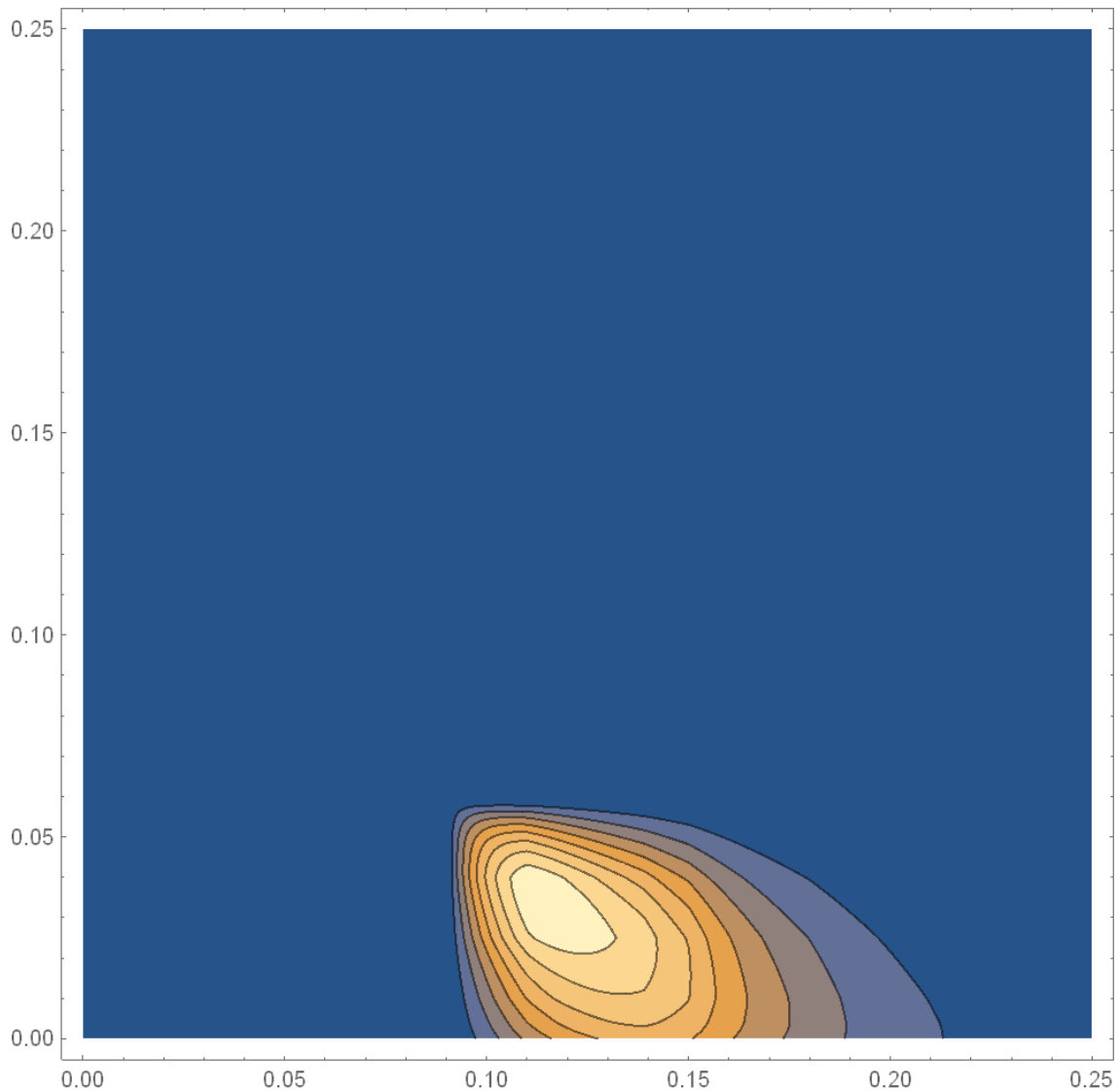


Abb. 4.17 A-posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und f_i

α_0 ist auf der Ordinate und α_1 auf der Abszisse dargestellt. Der Wert 0 ist blau, der Maximalwert ist hellgelb dargestellt. Zusätzlich sind Linien gleichen Wertes angegeben.

Es ist erkennbar, dass Werte mit α_0 größer einem Maximalwert und α_1 kleiner einem Minimalwert nicht vorkommen. Dieses ist auch deutlich an den im Folgenden dargestellten Marginalverteilungen erkennbar.

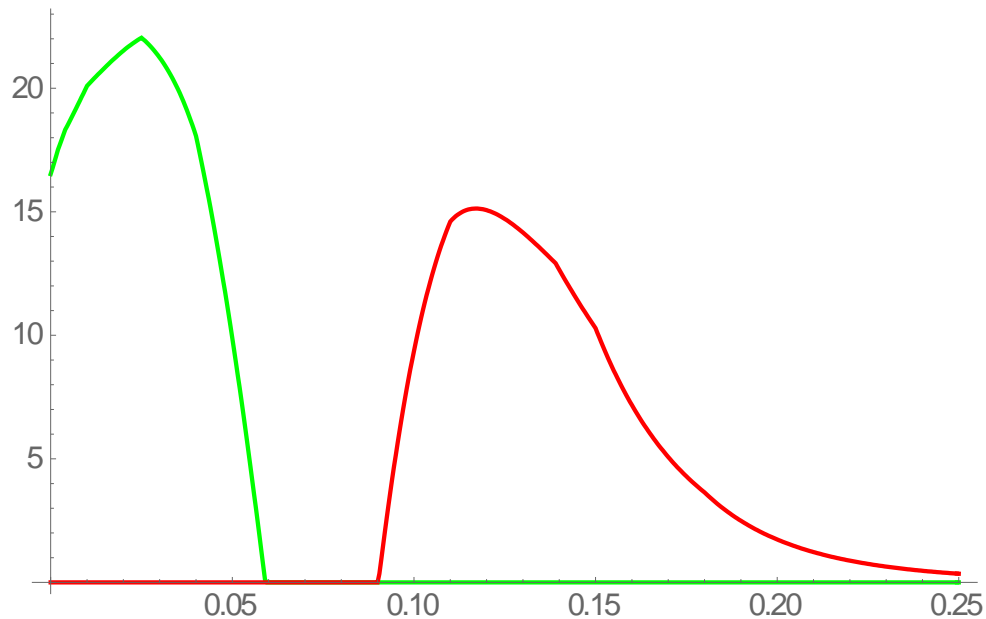


Abb. 4.18 Marginalverteilung der a posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und f_l

Die Marginalverteilung von α_0 ist grün und die von α_1 rot dargestellt.

Der Maximalwert bzw. Minimalwert ergeben sich aus dem kleinsten Wert der Asymmetrie bei einem Ausfall bzw. dem größten Wert der Asymmetrie bei einem Nicht-Ausfall.

In beiden Abbildungen ist auch erkennbar, dass die Verteilungen stetig sind, aber „Ecken“ aufweisen, d. h. nicht stetig differenzierbar sind. Dies ist Folge der Eigenschaft von f_l , ebenfalls nicht stetig differenzierbar zu sein.

4.5.2.2 Alternative Modelle

Statt der oben beschriebenen stückweise linearen Kurve können auch glatte, d. h. stetig differenzierbare Funktionen angesetzt werden. Zum Ermitteln solcher Funktionen wird von der Tatsache ausgegangen, dass die Funktion die grundsätzliche Form einer Verteilungsfunktion hat. Es gilt:

1. Für verschwindende Asymmetrie ist die Ausfallwahrscheinlichkeit nicht erhöht:

$$f(0) = 0.$$

2. Für sehr große Asymmetrie geht die Ausfallwahrscheinlichkeit gegen 1:

$$\lim_{a \rightarrow \infty} f(a) = 1.$$

3. $f(a)$ ist monoton ansteigend.

Im Folgenden werden zwei mögliche Annahmen untersucht: Die Verteilungsfunktionen der Gaußverteilung (Normalverteilung) und der Gammaverteilung.

4.5.2.2.1 Gaußverteilung

Die Verteilungsfunktion der Gaußverteilung mit Parametern μ und σ lautet

$$f_G(a|\mu, \sigma) = \frac{1}{2} \operatorname{erf}\left(\frac{a - \mu}{\sqrt{2}\sigma}\right) \quad (4.42)$$

wobei erf die Errorfunktion bezeichnet. Allerdings ist für diesen Ansatz $f(0) > 0$. Um diese Bedingung 1 streng zu erfüllen, kann $f(0)$ von der Funktion abgezogen werden und die Funktion normiert werden, so dass gleichzeitig Bedingung 2 erfüllt ist:

$$f_{\hat{G}}(a|\mu, \sigma) = \left(\frac{1}{2} \operatorname{erf}\left(\frac{a - \mu}{\sqrt{2}\sigma}\right) - \frac{1}{2} \operatorname{erf}\left(\frac{-\mu}{\sqrt{2}\sigma}\right) \right) / \left(1 - \frac{1}{2} \operatorname{erf}\left(\frac{-\mu}{\sqrt{2}\sigma}\right) \right) \quad (4.43)$$

Damit sind die Bedingungen 1 – 3 erfüllt.

Zum Zwecke der Vergleichbarkeit mit f_l kann man f_G reparametrisieren. Hierdurch wird es insbesondere auch ermöglicht, dass die Rechnungen für die verschiedenen funktionalen Formen mit identischen numerischen Verfahren implementiert werden können. Darauf wird unten eingegangen.

Um zu einer Reparametrisierung zu gelangen, die sowohl für die hier betrachtete Verteilungsfunktion der Gaußverteilung als auch für die der Gammaverteilung anwendbar ist, wird davon ausgegangen, dass sich – wie oben bereits erwähnt – $f(a)$ als Verteilungsfunktion auffassen lässt. Beziehungen zwischen charakteristischen Größen werden zur Herstellung einer Beziehung zwischen den Parametern der Verteilungen verwendet. Hier werden Mittelwert und Standardabweichung verwendet, da für diese Größen bei allen drei betrachteten Verteilungen analytische Ausdrücke vorliegen, so dass die Beziehungen der Parameter durch einfache Formeln beschreibbar sind.

Für den oben diskutierten linearen Anstieg ist die Verteilungsdichte ψ gegeben durch eine Gleichverteilung zwischen α_0 und α_1 :

$$\psi_l(a) = \begin{cases} 0 & a < \alpha_0 \\ \frac{1}{\alpha_1 - \alpha_0} & \alpha_0 \leq a \leq \alpha_1 \\ 0 & a > \alpha_1 \end{cases} \quad (4.44)$$

Mittelwert und Standardabweichung sind:

$$\langle a \rangle_l = \frac{\alpha_1 + \alpha_0}{2} \quad \sqrt{\langle (a - \langle a \rangle_l)^2 \rangle_l} = \frac{\alpha_1 - \alpha_0}{2\sqrt{3}} \quad (4.45)$$

Für die Gaußverteilung sind Mittelwert und Standardabweichung unmittelbar durch die Verteilungsparameter μ und σ gegeben. Setzt man diese gleich, erhält man für die reparametrisierte Verteilung:

$$f_{\hat{G}}(a|\alpha_0, \alpha_1) = \frac{\frac{1}{2} \operatorname{erf}\left(\sqrt{6} \frac{a - \frac{\alpha_1 + \alpha_0}{2}}{\alpha_1 - \alpha_0}\right) - \frac{1}{2} \operatorname{erf}\left(-2\sqrt{6} \frac{\alpha_1 + \alpha_0}{\alpha_1 - \alpha_0}\right)}{1 - \frac{1}{2} \operatorname{erf}\left(-2\sqrt{6} \frac{\alpha_1 + \alpha_0}{\alpha_1 - \alpha_0}\right)} \quad (4.46)$$

Die Unsicherheitsverteilung für die Parameter α_0 und α_1 für denselben Datensatz wie in Abb. 4.17 ist in Abb. 4.19 dargestellt.

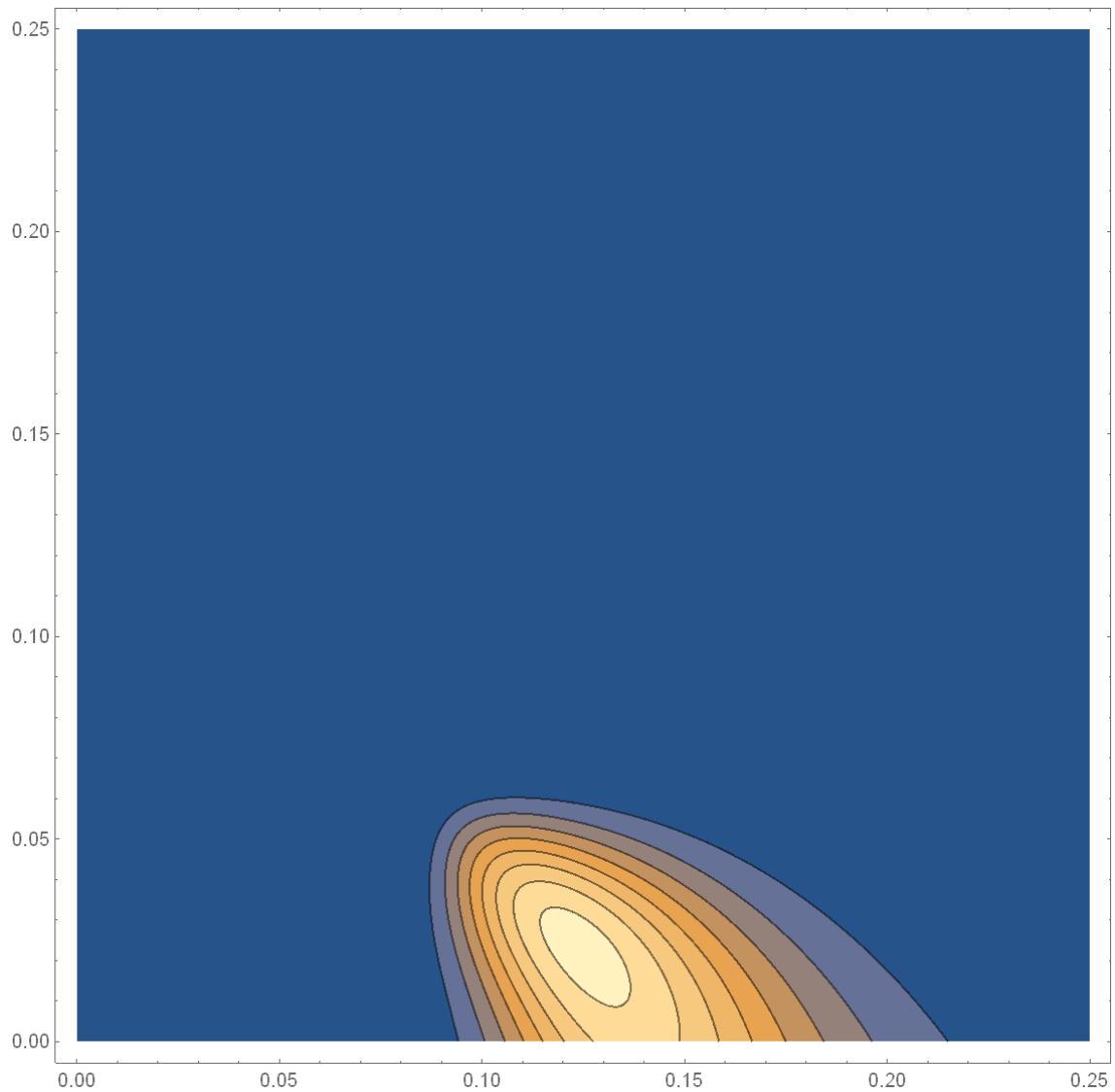


Abb. 4.19 A-posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und $f_{\hat{G}}$

α_0 ist auf der Ordinate und α_1 auf der Abszisse dargestellt. Der Wert 0 ist blau, der Maximalwert ist hellgelb dargestellt. Zusätzlich sind Linien gleichen Wertes angegeben.

Die Unsicherheitsverteilung ähnelt derjenigen für f_l sehr stark. Allerdings sind keine „Ecken“ erkennbar. Dies ist darin begründet, dass $f_{\hat{G}}$ stetig differenzierbar ist.

In Abb. 4.20 sind die Marginalverteilung der a-posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für den Testdatensatz dargestellt.

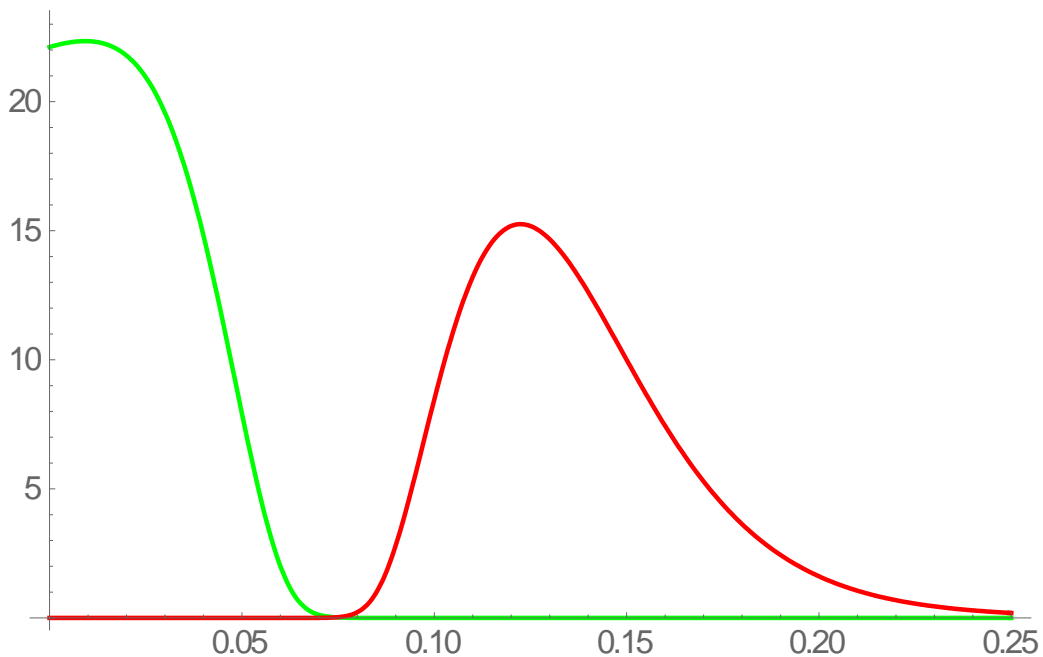


Abb. 4.20 Marginalverteilung der a posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und $f_{\hat{G}}$

Die Marginalverteilung von α_0 ist grün und die von α_1 rot dargestellt.

Hier weisen die Marginalverteilungen keinen Minimal- bzw. Maximalwert auf. Dies ist darin begründet, dass $f_{\hat{G}}$ für alle $a > 0$ größer 0 und überall kleiner 1 ist, so dass für jede beliebige Beobachtung alle Kombinationen $0 < \alpha_0 < \alpha_1$ prinzipiell möglich sind.

4.5.2.2.2 Gammaverteilung

Ein weiterer möglicher Ansatz des funktionalen Verlaufes $f(a)$ der Ausfallwahrscheinlichkeit stellt die Verteilungsfunktion der Gammaverteilung dar. Sie lautet mit Formparameter θ und Skalenparameter k :

$$f_g(a|\theta, k) = \frac{\gamma(k, \frac{a}{\theta})}{\Gamma(k)} \quad (4.47)$$

wobei γ die unvollständige Gammafunktion der oberen Grenze und Γ die Gammafunktion bezeichnet. Diese Funktion erfüllt die Bedingungen 1 – 3.

Geht man analog Abschnitt 4.5.2.2.1 vor und fordert, dass Mittelwert und Standardabweichung bei identischen α_0 und α_1 identisch zu denjenigen von f_l sein sollen, so folgt:

$$f_g(a|\alpha_0, \alpha_1) = \frac{\gamma\left(3 \frac{(\alpha_1 + \alpha_0)^2}{(\alpha_1 - \alpha_0)^2}, 6 a \frac{\alpha_1 + \alpha_0}{(\alpha_1 - \alpha_0)^2}\right)}{\Gamma\left(3 \frac{(\alpha_1 + \alpha_0)^2}{(\alpha_1 - \alpha_0)^2}\right)} \quad (4.48)$$

Die Unsicherheitsverteilung für die Parameter α_0 und α_1 für denselben Datensatz wie in Abb. 4.17 ist in Abb. 4.19 dargestellt.

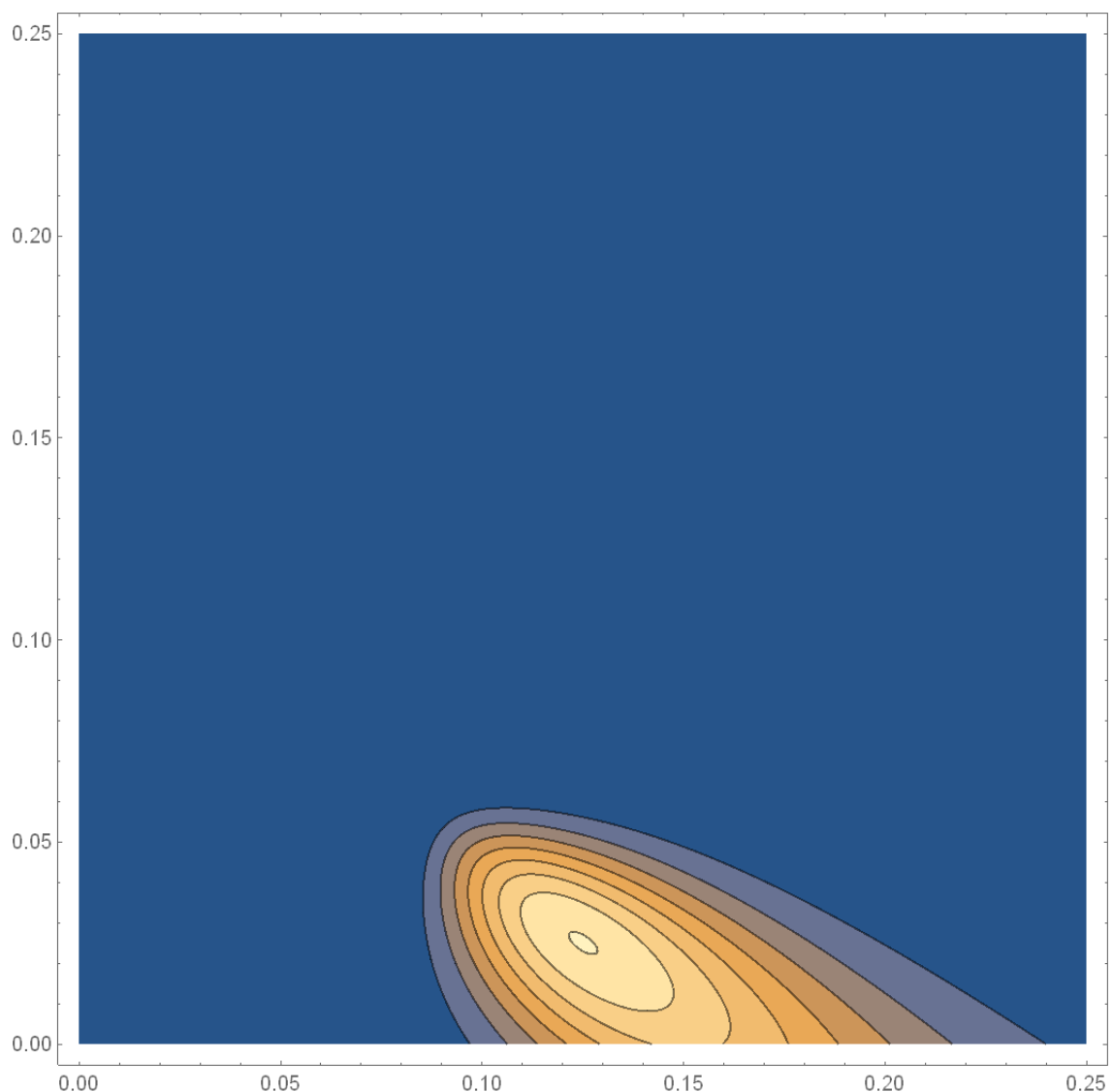


Abb. 4.21 A-posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und f_g

α_0 ist auf der Ordinate und α_1 auf der Abszisse dargestellt. Der Wert 0 ist blau, der Maximalwert ist hellgelb dargestellt. Zusätzlich sind Linien gleichen Wertes angegeben.

Die Unsicherheitsverteilung ähnelt derjenigen für $f_{\hat{c}}$ sehr stark. Im Gegensatz zu derjenigen von f_l sind wiederum keine „Ecken“ erkennbar, da auch f_g stetig differenzierbar ist.

In Abb. 4.22 sind die Marginalverteilungen der a posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für den Testdatensatz dargestellt.

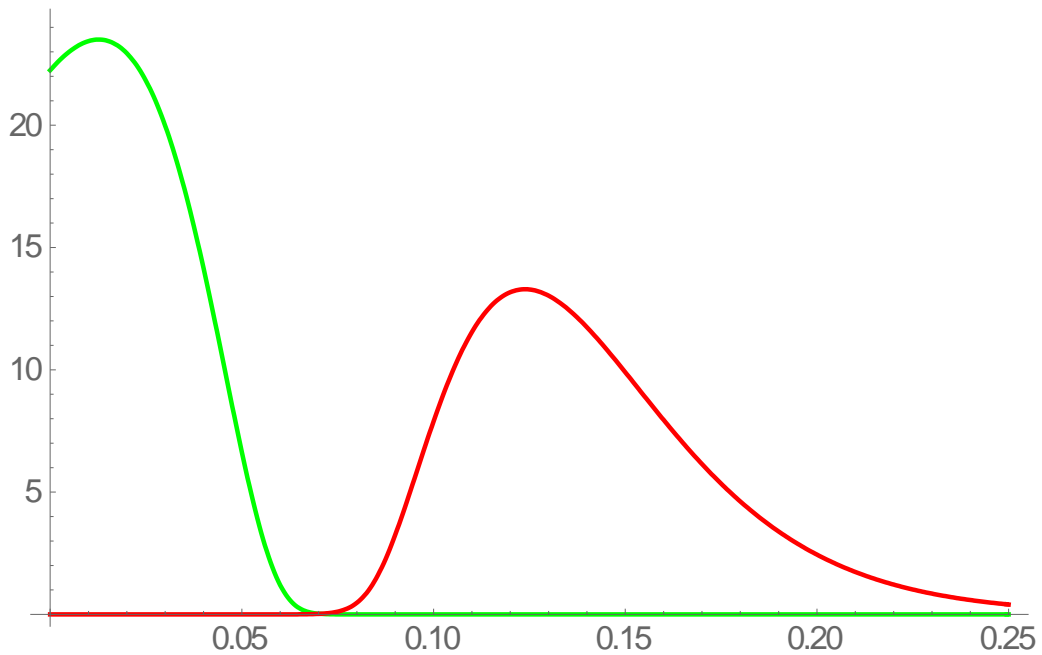


Abb. 4.22 Marginalverteilungen der a posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und f_g

Die Marginalverteilung von α_0 ist grün und die von α_1 rot dargestellt.

4.5.2.3 Vergleich der verschiedenen Ansätze

Im Folgenden sind die funktionalen Verläufe f für die drei verschiedenen Ansätze für identische Parameter α_0 und α_1 graphisch dargestellt.

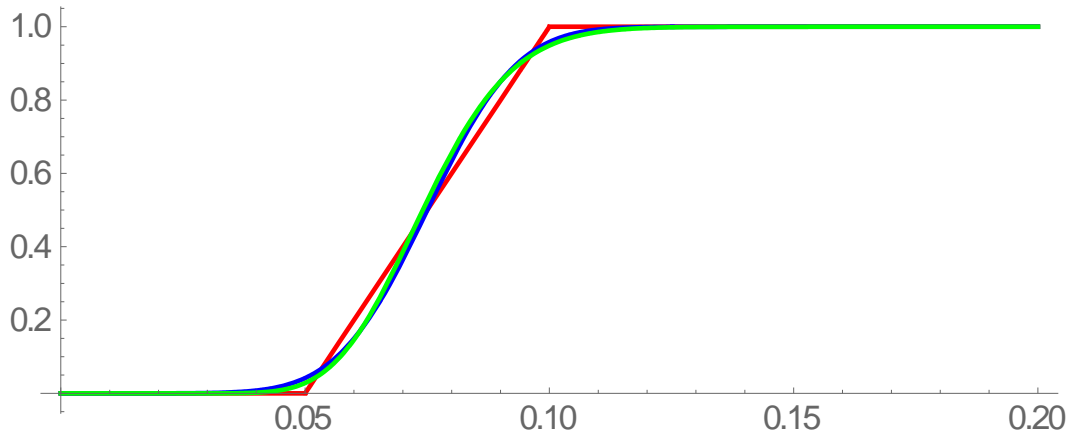


Abb. 4.23 Beispielkurven f_l , $f_{\hat{G}}$ und f_g der Ausfallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit der Asymmetrie a für identische Parameter $\alpha_0 = 0,05$ und $\alpha_1 = 0,1$

f_l ist rot, f_G blau und f_g grün dargestellt.

Die Verteilungsfunktion der Gammaverteilung f_g steigt für kleine Werte a deutlich langsamer an als $f_{\hat{G}}$. In Abb. 4.24 ist der Bereich in der Nähe von $a = 0$ vergrößert dargestellt. Dieses Verhalten ist wünschenswert, da wie oben erwähnt, die Norm DIN EN 60034-1:2011 /DIN 11/ fordert, dass für $a \leq 0,01$ kein Ausfall durch die Asymmetrie verursacht wird. Dieses Verhalten von f_g und $f_{\hat{G}}$ liegt darin begründet, dass für die Ableitungen

$$\left. \frac{\partial f_g(a)}{\partial a} \right|_{a=0} = 0 \quad \text{und} \quad \left. \frac{\partial f_{\hat{G}}(a)}{\partial a} \right|_{a=0} > 0 \quad (4.49)$$

gelten.

Aufgrund dieses Verhaltens erscheint $f_{\hat{G}}$ für die Modellierung weniger geeignet.

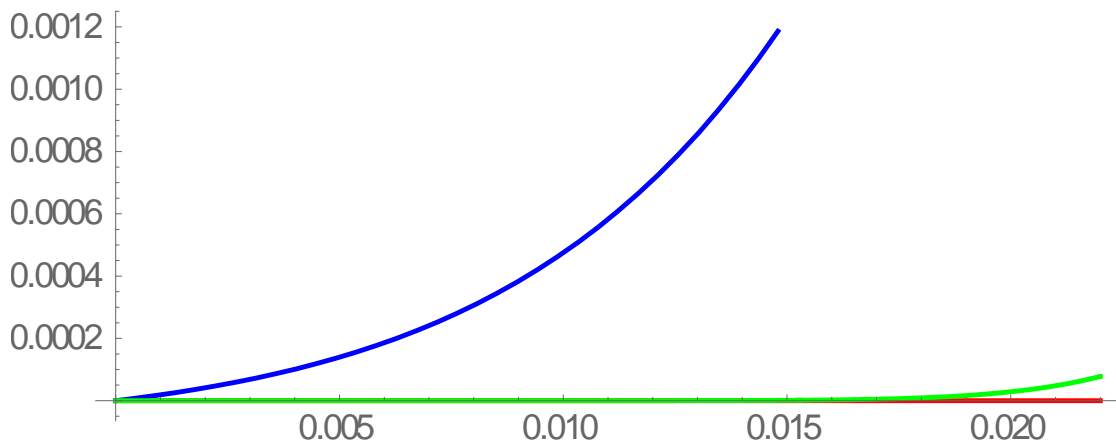


Abb. 4.24 Verhalten der Beispielfunktionen f_l , $f_{\hat{G}}$ und f_g für identische Parameter $\alpha_0 = 0,05$ und $\alpha_1 = 0,1$ in der Nähe von $a = 0$

f_l ist rot, $f_{\hat{G}}$ blau und f_g grün dargestellt.

4.5.3 Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeiten und ihrer Unsicherheitsverteilung

Nun wird dargestellt, wie mithilfe der aus den Daten geschätzten Parameterverteilungen die Unsicherheitsverteilungen der Ausfallwahrscheinlichkeiten $f(a)$ in Abhängigkeit der Asymmetrie a berechnet werden können.

Hierbei ist grundsätzlich zu beachten, dass die Ausfallwahrscheinlichkeiten aufgrund der Modellannahmen für verschiedene Werte der Asymmetrie statistisch abhängig sind, d. h. es gilt im Allgemeinen

$$p(f(a_1), f(a_2)) \neq p(f(a_1)) p(f(a_2)) \quad (4.50)$$

Die Unsicherheitsverteilung ist somit prinzipiell als Verteilung über den Funktionen $f(a)$ definiert.

Für die Anwendung in der PSA ist die zusätzliche Ausfallwahrscheinlichkeit aufgrund der Asymmetrie für die der Asymmetrie ausgesetzten Komponenten zu bestimmen. Diese weisen in der hier gewählten Modellierung (siehe Kapitel 3 und 5) jeweils bestimmte Werte der Asymmetrie auf. Deshalb ist auch nur die Verteilung der Ausfallwahrscheinlichkeiten für diese Werte weiter zu betrachten. Wenn K die Anzahl der Komponenten ist, werden die verschiedenen Asymmetrien durch das K -Tupel $A := \{a_1, a_2, \dots, a_K\}$ dar-

gestellt²². Die entsprechenden zusätzlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten werden im Folgenden als $F := \{f(a_1), f(a_2), \dots, f(a_K)\}$ bezeichnet. Somit ist die Verteilung $p(F)$ zu bestimmen.

Dies kann grundsätzlich durch folgendes Monte Carlo-Verfahren geschehen:

1. Wiederhole S mal:

- a. Ziehe das Paar der Parameter (α_0, α_1) aus der bedingten Verteilung $p(\alpha_0, \alpha_1 | \{a_i\}, \{x_i\})$, gegeben die Beobachtungen $\{a_i\}, \{x_i\}$ (Gleichung 4.39).
- b. Berechne ein Sample der zusätzlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten F als

$$F := \{f(a_1 | \alpha_0, \alpha_1), f(a_2 | \alpha_0, \alpha_1), \dots, f(a_K | \alpha_0, \alpha_1)\} \quad (4.51)$$

Die Menge der Samples der F approximiert die gesuchte a posteriori-Verteilung $p(u)$.

Bei der Realisierung des Schrittes a ist zu berücksichtigen, dass die Parameter α_0 und α_1 statistisch abhängig sind und daher nicht unabhängig voneinander gezogen werden können.

Im Folgenden sind die Ergebnisse für den oben dargestellten Beispieldatensatz D_{Test1} dargestellt. In Abb. 4.25 sind die Erwartungswerte der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit für den oben dargestellten Beispieldatensatz für die drei verschiedenen betrachteten funktionalen Formen von f verglichen. Man erkennt, dass die drei Kurven einen sehr ähnlichen Verlauf haben.

²² Die Werte für die Asymmetrien der Stromversorgung der einzelnen Komponenten können aus einem entsprechenden NEPLAN-Modell bestimmt werden (siehe Kapitel 3).

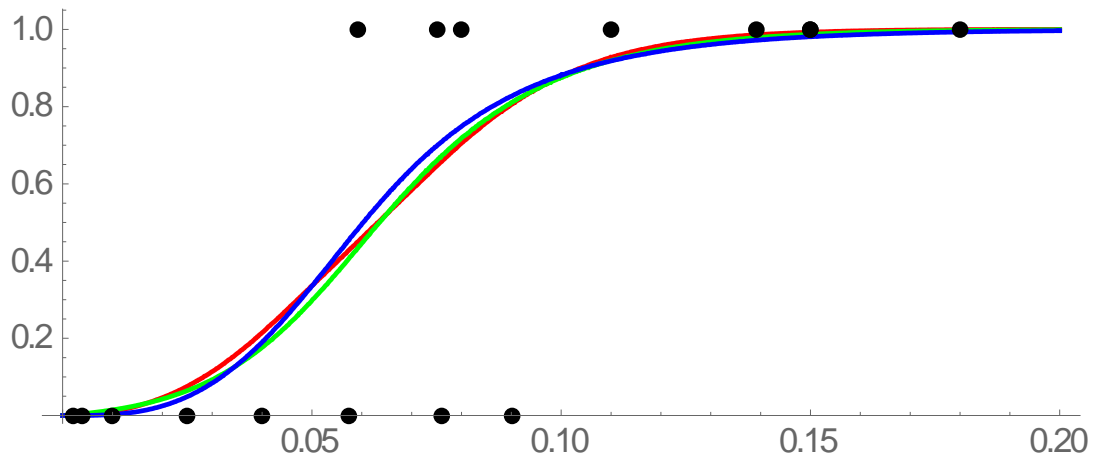


Abb. 4.25 Erwartungswerte der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit für den Beispieldatensatz D_{Test1} für die verschiedenen funktionalen Formen von f

Für einen linearen Verlauf (f_l) ist die Kurve rot, für die Gaußverteilung (f_G) blau und für die Gammaverteilung (f_G) grün dargestellt. Die Beobachtungen sind als schwarze Punkte dargestellt.

Während die Erwartungswerte der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeiten für die drei verschiedenen betrachteten funktionalen Formen sehr ähnlich sind, weisen die Unsicherheitsverteilungen größere Unterschiede auf. In Abb. 4.26 sind die Verteilungen für verschiedene Werte von a dargestellt.

Auffällig sind insbesondere die „spikes“ für den linearen Verlauf bei $a = 0$ bzw. $a = 1$. Diese sind darin begründet, dass mit einer endlichen Wahrscheinlichkeit die Ausfallwahrscheinlichkeit genau 1 bzw. 0 ist, d. h. die Wahrscheinlichkeitsdichte an diesen Punkten gegen unendlich divergiert. Dies ist eine Folge der Kurvenform, die für $a \leq \alpha_0$ konstant 0 und für $a \geq \alpha_1$ konstant 1 ist.

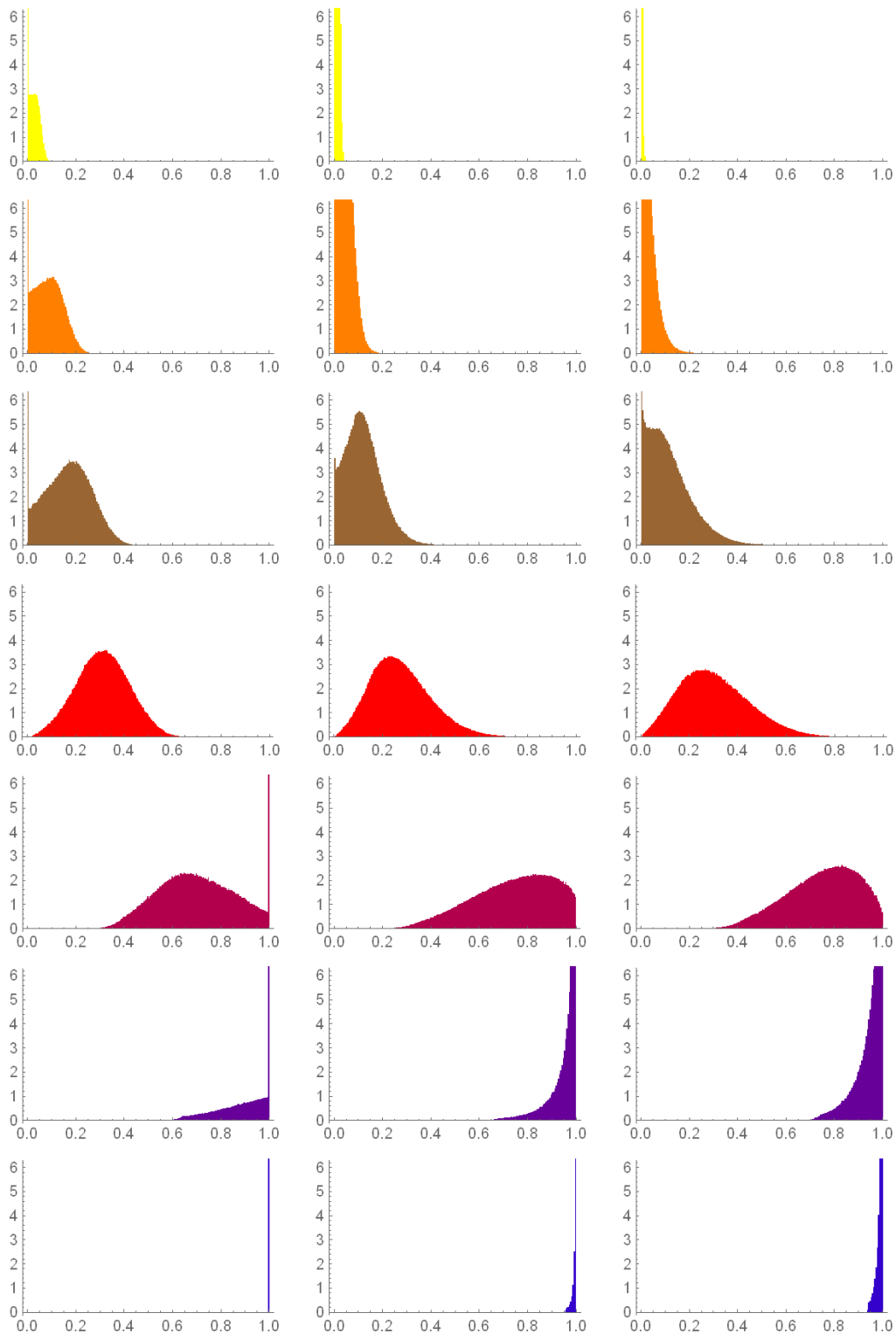


Abb. 4.26 Verteilungen der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit für den Beispieldatensatz für die verschiedenen funktionalen Formen von f und für verschiedene Werte der Asymmetrie α

Die Kurven für einen linearen Verlauf (f_l) sind rechts, für die Gaußverteilung (f_g) in der Mitte und für die Gammaverteilung (f_γ) links dargestellt. Die Werte der Asymmetrie sind (von oben nach unten) 0,009, 0,025, 0,042, 0,06, 0,1, 0,16, 0,25.

4.5.3.1 Berücksichtigung von a-priori-Information

Im Folgenden wird diskutiert, wie a priori-Informationen berücksichtigt werden können. Hierzu muss der nicht informative a priori (Gleichung 4.37) entsprechend modifiziert werden. Liegen a priori-Informationen über α_0 und/oder α_1 vor, so lässt sich der a priori schreiben als

$$\pi(\alpha_0, \alpha_1) = \theta(\alpha_1 - \alpha_0) \hat{\pi}(\alpha_0, \alpha_1) \quad (4.52)$$

wobei $\hat{\pi}(\alpha_0, \alpha_1)$ die zusätzliche Information über α_0 und/oder α_1 beinhaltet. Dies ist insofern allgemein, als sich die hier betrachteten Funktionsverläufe f vollständig durch die zwei Parameter α_0 und α_1 charakterisieren lassen und somit jede a priori-Information über die Funktionsverläufe sich als a priori $\hat{\pi}(\alpha_0, \alpha_1)$ über die Parameter α_0 und α_1 ausdrücken lässt²³.

Hier ist insbesondere der Fall interessant, dass Informationen über einen Mindestwert α_0^+ oder einen Maximalwert α_0^- bekannt sind. Für f_l entspricht das Informationen, dass für Asymmetrien $a \leq \alpha_0^+$ die Ausfallwahrscheinlichkeit nicht erhöht ist (zusätzliche Ausfallwahrscheinlichkeit aufgrund der Asymmetrie $f_l = 0$). Dies ergibt sich z. B., indem man annimmt, dass die Komponenten in jedem Fall die Norm DIN EN 60034-1:2011 /DIN 11/ erfüllen ($\alpha_0^- = 0,01$). Aus Ereignissen, für die die Asymmetrie bekannt ist, lässt sich ein Wert für α_0^- abschätzen. Hierauf wird in Abschnitt 4.5.4 näher eingegangen.

Im Falle eines Minimalwertes α_0^+ gilt

$$\hat{\pi}(\alpha_0, \alpha_1) = \theta(\alpha_0 - \alpha_0^+), \quad (4.53)$$

im Fall eines Maximalwertes α_0^- gilt

$$\hat{\pi}(\alpha_0, \alpha_1) = 1 - \theta(\alpha_0 - \alpha_0^-) \quad (4.54)$$

²³ Bei Funktionen mit mehr als zwei Parametern hat der a priori entsprechend diese Parameter als Argumente.

und bei Minimal- und Maximalwert entsprechend

$$\hat{\pi}(\alpha_0, \alpha_1) = \theta(\alpha_0 - \alpha_0^+)(1 - \theta(\alpha_0 - \alpha_0^-)). \quad (4.55)$$

Analog zu Gleichung 4.39 gilt für die a posteriori-Wahrscheinlichkeit der Modellparameter α_0 und α_1 , gegeben die Beobachtungen, nun

$$p(\alpha_0, \alpha_1 | \{a_i\}, \{x_i\}) \propto \theta(\alpha_1 - \alpha_0) \hat{\pi}(\alpha_0, \alpha_1) \prod_{i=1}^K (f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{x_i} (1 - f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{1-x_i} \quad (4.56)$$

wobei der Proportionalitätsfaktor wieder durch die Normiertheit von p bestimmt ist.

4.5.3.2 Berücksichtigung von Kenntnisunsicherheiten

In der Praxis können verschiedene Kenntnisunsicherheiten auftreten: Es ist einerseits nicht genau bekannt, welcher Wert der Asymmetrie der Drehstromversorgung an einer bestimmten Komponente bei einem Ereignis vorlag bzw. bei einem zu untersuchenden Szenario vorliegen würde. Andererseits lässt sich den vorliegenden Informationsquellen der beobachteten Ereignisse nicht immer zweifelsfrei entnehmen, ob eine Komponente durch die Asymmetrie unverfügbar geworden ist. Weiterhin kann eine Kenntnisunsicherheit bezüglich der der Asymmetrie ausgesetzten Komponenten vorhanden sein, d. h. es ist nicht eindeutig ermittelbar, welche Komponenten während der Asymmetrie liefen bzw. angefordert wurden.

Im Folgenden wird dargestellt, wie diese Unsicherheiten grundsätzlich berücksichtigt werden können.

Zunächst werden die Unsicherheiten in Bezug auf die dem Phasenfehler ausgesetzten Komponenten betrachtet. Bezeichnet b_i die Wahrscheinlichkeit, dass an der Komponente i die Auswirkungen eines Phasenfehlers beobachtet wurden, d. h., dass

- die Komponente dem Phasenfehler ausgesetzt war und
- ein (eventueller) Ausfall dem Analysten bekannt würde,

so lässt sich die bedingte Wahrscheinlichkeit der Parameter, gegeben die beobachteten Ausfälle $\{x_i\}$ und die Beobachtungswahrscheinlichkeiten $\{b_i\}$ sowie die Asymmetrien an den Komponenten $\{a_i\}$, angeben als:

$$\begin{aligned}
 p(\alpha_0, \alpha_1 | \{a_i\}, \{x_i\}, \{b_i\}) \\
 \propto \pi(\alpha_0, \alpha_1) \sum_{c_1=0}^1 \sum_{c_2=0}^1 \dots \sum_{c_K=0}^1 \left(\prod_{i=1}^K (b_i)^{c_i} (1 - b_i)^{1-c_i} \right) \\
 \cdot \prod_{i=1}^K \left\{ \begin{array}{ll} (f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{x_i} (1 - f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{1-x_i} & \text{für } b_i = 1 \\ 1 & \text{sonst} \end{array} \right.
 \end{aligned} \tag{4.57}$$

Wenn ein Ausfall tatsächlich beobachtet wurde, d. h. $x_i = 1$, so ist trivialerweise $b_i = 1$.

Im Folgenden wird der Fall betrachtet, dass auch nicht genau bekannt ist, ob eine Komponente ausgefallen ist oder nicht. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Komponente i ausgefallen ist, wird als v_i bezeichnet. Analog voriger Gleichung gilt dann:

$$\begin{aligned}
 p(\alpha_0, \alpha_1 | \{a_i\}, \{v_i\}, \{b_i\}) \propto \pi(\alpha_0, \alpha_1) \\
 \cdot \sum_{c_1=0}^1 \sum_{c_2=0}^1 \dots \sum_{c_K=0}^1 \left(\prod_{i=1}^K (b_i)^{c_i} (1 - b_i)^{1-c_i} \right) \\
 \cdot \sum_{x_1=0}^1 \sum_{x_2=0}^1 \dots \sum_{x_K=0}^1 \left(\prod_{i=1}^K (v_i)^{x_i} (1 - v_i)^{1-x_i} \right) \\
 \cdot \prod_{i=1}^K \left\{ \begin{array}{ll} (f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{x_i} (1 - f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{1-x_i} & \text{für } b_i = 1 \\ 1 & \text{sonst} \end{array} \right.
 \end{aligned} \tag{4.58}$$

Oben wurde davon ausgegangen, dass die Unsicherheit darüber, ob eine bestimmte Komponente beobachtet wurde bzw. ob sie ausfiel, unabhängig von den anderen Komponenten ist. Es sind jedoch Situationen denkbar, wo dies nicht der Fall ist, z. B. weil unsicher ist, ob Ausfallinformationen über bestimmte *Gruppen* von Komponenten bekannt sein würden oder nicht.

Für diese Fälle lässt sich Gleichung 4.58 verallgemeinern zu:

$$\begin{aligned}
 & p(\alpha_0, \alpha_1 | \{a_i\}, \{v_i\}, \{b_i\}) \propto \\
 & \pi(\alpha_0, \alpha_1) \sum_{c_1=0}^1 \sum_{c_2=0}^1 \dots \sum_{c_K=0}^1 \sum_{x_1=0}^1 \sum_{x_2=0}^1 \dots \sum_{x_K=0}^1 p(\{x_i\}, \{c_i\}) \quad (4.59) \\
 & \cdot \prod_{i=1}^K \begin{cases} (f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{x_i} (1 - f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{1-x_i} & \text{für } b_i = 1 \\ 1 & \text{sonst} \end{cases}
 \end{aligned}$$

wobei $p(\{x_i\}, \{c_i\})$ die Verbundwahrscheinlichkeit ist, dass die Komponenten 1 ... K ausgefallen sind ($x_i = 1$) oder nicht ausgefallen sind ($x_i = 0$) und beobachtet worden sind ($c_i = 1$) oder nicht beobachtet worden sind ($c_i = 0$).

Werden die Abschätzungen der Unsicherheiten der Beobachtungen c_i und der Ausfälle x_i durch Experteneinschätzungen von E Experten vorgenommen, so ergibt sich die Unsicherheitsverteilung dieser Größen als Mischverteilung

$$p(\{x_i\}, \{c_i\}) = \frac{1}{E} \sum_{e=1}^E p_e(\{x_i\}, \{c_i\}) \quad (4.60)$$

wobei p_e die Abschätzung durch Experten e wiedergibt. Hierbei wurde angenommen, dass alle Experten als gleich verlässlich angesehen werden und somit in gleichem Maße das Ergebnis beeinflussen.

Als letztes wird der Fall betrachtet, dass auch die an den Komponenten wirkenden Asymmetrien nicht genau bekannt ist. Hier ist generell davon auszugehen, dass die Unsicherheit der Asymmetriewerte der verschiedenen Komponenten voneinander abhängig sind. Insbesondere die Verbraucher einer Schiene sind einer identischen oder sehr ähnlichen Asymmetrie ausgesetzt. Werden die Asymmetrien mit einem Modell bestimmt, beruht die Unsicherheit auf Unsicherheiten der Berechnung des Rechenprogramms (NEPLAN) und des zugrundeliegenden Modells der Energieversorgung und sind somit systematischer Natur, so dass die Unsicherheitsverteilungen der Schätzungen der a_i statistisch abhängig sind. Von einer statistischen Abhängigkeit der Unsicherheit der auf Beobach-

tungen und Ausfälle der Komponenten bezogenen Größen $\{x_i\}, \{c_i\}$ mit den Asymmetrien $\{a_i\}$ muss dagegen nicht ausgegangen werden.

Wenn die Dichte der Unsicherheitsverteilung der Asymmetrien als $p(\{a_i\})$ bezeichnet wird, so ergibt sich

$$p(\alpha_0, \alpha_1 | p(\{a_i\}), \{v_i\}, \{b_i\}) \propto \pi(\alpha_0, \alpha_1)$$

$$\cdot \sum_{c_1=0}^1 \sum_{c_2=0}^1 \dots \sum_{c_K=0}^1 \sum_{x_1=0}^1 \sum_{x_2=0}^1 \dots \sum_{x_K=0}^1 \int_{a_1=0}^{\infty} \int_{a_2=0}^{\infty} \dots \int_{a_K=0}^{\infty} p(\{a_i\}) p(\{x_i\}, \{c_i\}) \quad (4.61)$$

$$\cdot \prod_{i=1}^K \left\{ \begin{array}{ll} (f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{x_i} (1 - f(a_i | \alpha_0, \alpha_1))^{1-x_i} & \text{für } b_i = 1 \\ 1 & \text{sonst} \end{array} \right. da_1 \dots da_K$$

Besteht bei einem Ereignis eine sehr große Unsicherheit über die Anzahl der während der Asymmetrie laufenden bzw. angeforderten Komponenten, kann es sinnvoll sein, genauer bekannte Aspekte der vorhandenen Information in anderer Weise zu verwenden, indem sie als a priori-Information (siehe Abschnitt 4.5.3.1) in die Analyse eingebracht werden. Davon wird im Folgenden Gebrauch gemacht.

4.5.4 Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten als Funktion der Asymmetrie aus der Betriebserfahrung

Um aus der Betriebserfahrung zu einer Schätzung der Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten als Funktion der Asymmetrie zu kommen, wurde die aufbereitete Betriebserfahrung (siehe Abschnitt 4.5.1) dahingehend ausgewertet, für welche Ereignisse

- ausreichend sichere Informationen über die von der Asymmetrie betroffenen Komponenten und
- ausreichenden Informationen für eine Modellierung der elektrischen Energieversorgung mit NEPLAN

vorliegen. Zusätzlich wurde berücksichtigt, dass Ereignisse, bei denen *alle* von der Asymmetrie betroffenen Komponenten ausfielen, nur geringfügig zu der Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten als Funktion der Asymmetrie beitragen kön-

nen, da diese keine Informationen liefern können, ob die Komponenten nicht auch bei einer geringeren Asymmetrie sicher ausgefallen wären.

Es wurden zwei relevante Ereignisse identifiziert:

- Byron, Block 2 2012 und
- Dungeness-B 2007.

Die detaillierte Analyse des Ereignisses Byron, Block 2 2012 durch drei Experten ergab, dass sich eine Menge von zehn sicherheitsrelevanten Komponenten, die der Asymmetrie ausgesetzt waren, identifizieren lässt, bei denen davon auszugehen ist, dass ein Ausfall dieser Komponenten in den zugänglichen Informationsquellen enthalten ist. Von diesen Komponenten sind neun ausgefallen, während eine nicht ausgefallen ist. Die drei Experten waren sich in dieser Schlussfolgerung einig. Eine begründbar quantifizierbare Unsicherheit, dass Komponenten entgegen dem Analyseergebnis doch ausgefallen sind bzw. doch dem Phasenfehler nicht ausgesetzt worden sind, wurde von keinem Experten gefunden. Deshalb wird im Folgenden der Ausfall von neun von zehn Komponenten als nicht unsicher angesehen.

Mit NEPLAN wurde ein Modell der relevanten Teile der elektrischen Energieversorgung erstellt und die Asymmetrie berechnet (siehe Abschnitt 3.3.1).

Die Analyse des Ereignisses Dungeness-B 2007 ergab, dass hier zwar keine Informationen vorliegen, welche Komponenten der Asymmetrie ausgesetzt waren. Aber es ist der Ereignisbeschreibung zu entnehmen, dass bestimmte einzelne Komponenten sporadisch ausfielen. Und es wird ein Wert für die Asymmetrie $a = 0,016$ angegeben, der während des Ereignisses vorlag. Diese Informationen können als a priori-Informationen der Analyse verwendet werden, da aufgrund des Ereignisses sicher ist, dass für die beobachtete Asymmetrie die Ausfallwahrscheinlichkeit größer 0 ist. Weiterhin wird angenommen, dass die Komponenten sicher die Norm DIN EN 60034-1:2011 /DIN 11/ erfüllen und somit unterhalb von $a = 0,01$ die Ausfallwahrscheinlichkeit nicht erhöht ist. Somit wird bei Annahme eines linearen Verlaufes der Kurve ein a priori gemäß Gleichung 4.55 in Abschnitt 4.5.3.1 mit $\alpha_0^+ = 0,01$ und $\alpha_0^- = 0,016$ verwendet. Hier wurde der lineare Verlauf gewählt, da nur dann α_0^+ bzw. α_0^- einfach als Asymmetriewert, unterhalb dessen die Ausfallwahrscheinlichkeit sicher nicht erhöht bzw. oberhalb dessen sie sicher erhöht ist, interpretiert werden kann.

Unter Verwendung dieser a priori-Verteilung und dieser Daten wurde $f_l(a)$ wie oben beschrieben unter Berücksichtigung der Schätzunsicherheit bestimmt. Zur Darstellung der Ergebnisse und als Eingangsdaten für die PSA-Rechnungen wurden für Asymmetrien a zwischen 0 und 5 Charakteristika der Marginalverteilungen von $f_l(a)$ (Erwartungswert, Standardabweichung, Median, K95 sowie verschiedene Quantile) berechnet und in Form einer MS EXCEL[®]-Tabelle ausgegeben. Durch Kombination dieser Tabelle mit einer mit NEPLAN berechneten Tabelle der an den verschiedenen in der PSA modellierten Komponenten vorliegenden Asymmetrien können die für die einzelnen Komponenten zutreffenden zusätzlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten in Form von Punktwerten (Erwartungswerte $\langle f_l(a) \rangle$) und als Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen automatisiert bestimmt werden. Diese Werte werden dann – ebenfalls automatisiert – in RiskSpectrum[®] importiert (siehe Kapitel 4).

In Abb. 4.27 ist das Schätzergebnis in Form von Mittelwert und Quantilen dargestellt.

In Bezug auf die Unsicherheiten ist zu betonen, dass nicht alle Unsicherheiten in diesem Ergebnis der Unsicherheitsanalyse erfasst sind. Nicht quantifizierte Unsicherheiten sind nicht erhalten. Nicht berücksichtigte Unsicherheitsquellen sind insbesondere:

1. Das Modell der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit
 - a. Die Modellannahme, dass die durch eine Asymmetrie der Stromversorgung bedingten zusätzlichen Ausfälle statistisch unabhängig sind (gegeben die Asymmetrie)
 - b. Die mit der Annahme eines linearen Verlaufs der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit verbundene Unsicherheit
2. Die mit der Modellierung in NEPLAN verbundene Unsicherheit
 - a. Die Unsicherheit des NEPLAN-Modells, insbesondere der zur Modellierung der Komponenten und Lasten verwendete Parameter
 - b. Die Ungenauigkeit der numerischen Rechnungen in NEPLAN

Untersuchungen haben gezeigt, dass die mit der Annahme eines linearen Verlaufs der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit verbundene Unsicherheiten von eher untergeordneter Bedeutung sind (siehe Abschnitt 4.5.3).

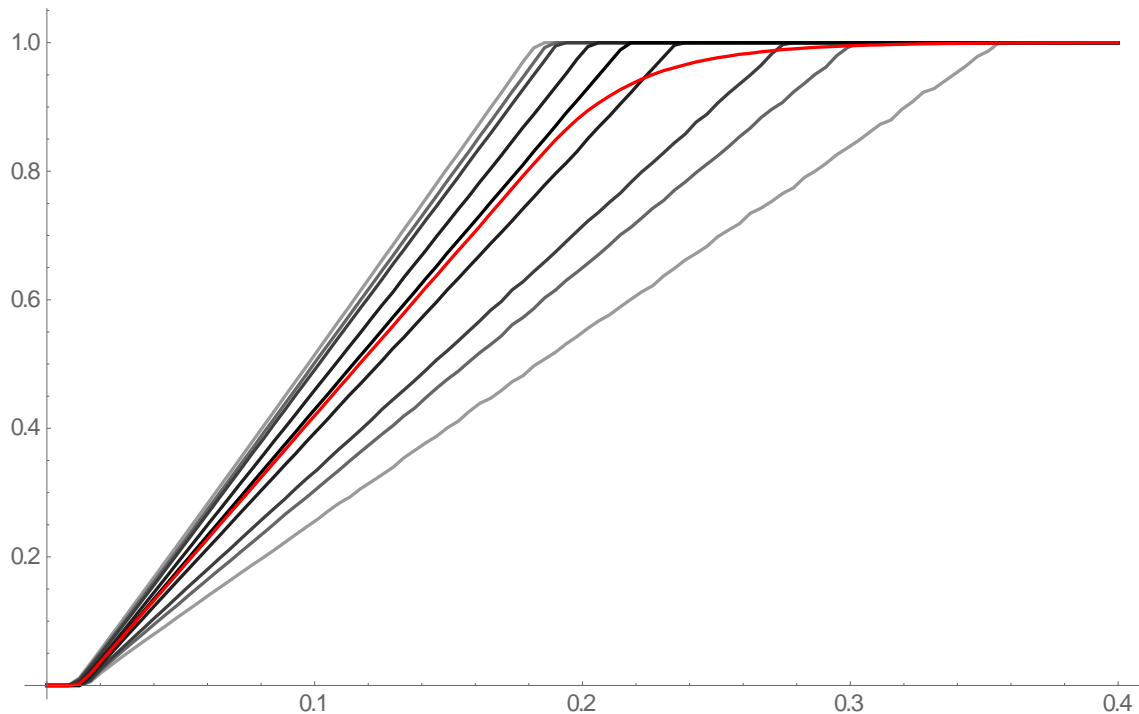


Abb. 4.27 Punktwerte (Erwartungswerte) und Unsicherheitsverteilung der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit $f_l(a)$ für den Datensatz der Betriebs Erfahrung

Der Erwartungswert ist rot, die 1 %, 5 %, 10 %, 30 %, 50 %, 70 %, 90 %, 95 % und 99 %-Quantile in verschiedenen Graustufen dargestellt, wobei der Median schwarz und die kleineren bzw. größeren Quantile in jeweils helleren Graustufen dargestellt sind. $f_l(a)$ ist auf der Ordinate, a auf der Abszisse aufgetragen.

Da die anderen Unsicherheiten zurzeit nicht quantitativ zu bewerten sind, werden im Rahmen der PSA-Rechnungen Sensitivitätsanalysen durchgeführt (siehe folgendes Kapitel 5).

4.6 Zusammenfassung

Das übergeordnete Ziel dieses Arbeitspakets war es, die für die Modellierung der betrachteten Szenarien benötigten speziellen quantitativen Größen zur Verfügung zu stellen. Dies umfasst einerseits die Raten einleitender Ereignisse, andererseits die für die jeweiligen Randbedingungen zutreffenden Zuverlässigkeitskenngrößen der Komponenten. Da sich entsprechende Größen nicht der vorhandenen Literatur entnehmen ließen, wurden neue stochastische Modelle entwickelt und die internationale Betriebserfahrung ausgewertet, um dieses Ziel zu erreichen. Um eine Unsicherheitsanalyse der quantitati-

ven PSA-Ergebnisse zu ermöglichen, wurden dabei die verschiedenen Unsicherheitsquellen, die das Ergebnis beeinflussen können, berücksichtigt.

Zunächst wurden aus der internationalen Betriebserfahrung und aufbauend auf den Ergebnissen aus AP 1 die Ereignisse mit Phasenfehlern ermittelt. Die zu diesen Ereignissen ermittelbaren Datenquellen wurden identifiziert und ausgewertet in Bezug auf Ereignisursache, -ablauf und -auswirkungen. Insbesondere wurden alle für die Quantifizierung der Häufigkeit von Phasenfehlern und der Auswirkungen von Phasenfehlern auf Komponentenausfälle ermittelbaren Informationen zusammengestellt. Charakteristika der Ereignisse (ein- oder zweiphasig, Haupt- oder Reservenetz, aktives oder Stand-by-Netz, Dauer des Phasenfehlers) wurden tabellarisch dargestellt. Insgesamt liegen Informationen über 15 Ereignisse mit übergreifendem Phasenfehler vor. Ein zusätzliches Ereignis mit einem Phasenfehler, der auf eine Redundante beschränkt war, konnte den deutschen meldepflichtigen Ereignissen entnommen werden.

Soll diese Betriebserfahrung als Basis einer Quantifizierung dienen, so ist es erforderlich, zu untersuchen, ob die beobachtete Population statistisch homogen ist. Wegen der Gleichartigkeit der Einrichtungen in verschiedenen Ländern bzw. Anlagen spricht aus technischer Sicht nichts gegen eine Homogenität. Allerdings ist es möglich, dass andere Aspekte, wie die Zugänglichkeit von Informationen über aufgetretene Ereignisse, die Homogenität beeinflussen. Zum Beispiel können verschiedene Meldekriterien in verschiedenen Ländern dazu führen, dass bestimmte aufgetretene Ereignisse in bestimmten Ländern der Auswertung nicht zugänglich werden und so zu einer inhomogenen Population führen. Um die Homogenität zu untersuchen, wurden sowohl statistische Tests als auch Bayes'sche Verfahren angewandt mit dem Ergebnis, dass die Daten keinen signifikanten Anhaltspunkt dafür liefern, dass es sich nicht um eine homogene Population handeln könnte. Somit wurde im Weiteren von einer homogenen Population ausgegangen.

Auf Basis dieser Betriebserfahrung wurden als erstes die Raten der einleitenden Ereignisse mit Phasenfehler des aktiven Netzes und ihre Schätzunsicherheit bestimmt. Hierfür wurden zunächst die einzubeziehenden Phasenfehler näher charakterisiert. Es wurden nur Phasenfehler berücksichtigt, die länger als 500 ms andauern, da kürzer andauernde Asymmetrien auch bei Phasenfehlern, die von Schutzeinrichtungen erkannt und automatisch geklärt werden, auftreten, und in der Auslegung der Verbraucher berücksichtigt sind. Einphasige, zweiphasige und beliebige Phasenfehler wurden separat betrachtet. Um zu berücksichtigen, dass ein erheblicher Anteil der Phasenfehler mehrere

Blöcke betraf und somit Phasenfehler in einem Block nicht als unabhängige Ereignisse angesehen werden können, wurde ein zweistufiges stochastisches Modell entwickelt, das die statistische Abhängigkeit der Ereignisse in verschiedenen Blöcken abbildet. Ein Bayes'sches Schätzverfahren wurde abgeleitet, um die Modellparameter aus der Betriebserfahrung zu bestimmen und damit die Rate von Phasenfehlern sowie ihre Unsicherheit zu berechnen. Dieses Schätzverfahren kann als Monte-Carlo-Verfahren realisiert werden. Hierfür wurde ein Algorithmus angegeben. Dieser wurde als Mathematica-Rechenprogramm realisiert, erprobt und auf die vorliegende internationale Betriebserfahrung angewandt. Als Erwartungswert der Rate ein- oder zweiphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes wurde $7,75 \text{ E-}04$ pro Jahr ermittelt. Somit sind Phasenfehler des aktiven Netzes ähnlich häufig wie kleine Lecks des Primärkreises.

Weiterhin wurde die Unverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes (Stand-by-Netz) durch Phasenfehler bestimmt, d. h. die Wahrscheinlichkeit, dass beim Umschalten auf das nicht aktive Netz dieses einen unerkannten Phasenfehler aufweist. Hierbei war zu berücksichtigen, dass – wie die Betriebserfahrung gezeigt hat – die Zeitdauer, in der ein Phasenfehler unerkannt vorliegt, sehr unterschiedlich sein kann. Um dies abzubilden, wurde ein dreistufiges stochastisches Modell entwickelt, das die Aspekte „Auftreten eines Phasenfehlers“, „Entdeckung des Phasenfehlers“ und „Abhängigkeit mehrerer Blöcke“ modelliert. Für die Parameter dieses Modell wurde ein Bayes'sches Schätzverfahren entwickelt, das ebenfalls als Monte-Carlo-Verfahren realisiert werden kann. Hierfür wurde ein Algorithmus angegeben, der in Form eines Mathematica-Rechenprogramms realisiert wurde. Das Verfahren wurde auf die vorliegende internationale Betriebserfahrung angewandt. Es wurde eine konservative Vorgehensweise entwickelt, wie eine mögliche Unvollständigkeit der Ereignisse, insbesondere bezüglich Ereignisse im Nichtleistungsbetrieb, berücksichtigt werden kann, und die Robustheit des Schätzverfahrens gegenüber weiteren nicht bekannt gewordenen Ereignissen wurde verifiziert. Der resultierende Erwartungswert der Unverfügbarkeit durch ein- oder zweiphasigen Phasenfehler liegt bei $2,0 \text{ E-}05$.

Weiterer Schwerpunkt war die Quantifizierung der Zuverlässigkeit von Komponenten bei Vorliegen einer Asymmetrie der Stromversorgung. Hierzu wurde ein stochastisches Modell entwickelt. Basis dieses Modells ist die Annahme, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit einer Komponente bei Auftreten eines Phasenfehlers durch die Stärke der Asymmetrie der Stromversorgung, der die Komponente ausgesetzt wird, bestimmt wird. Die Stärke der Asymmetrie kann als Quotient der Spannungen des Gegensystems und des Mitsystems charakterisiert werden. Bei sehr geringer Asymmetrie ist die Ausfallwahrscheinlich-

keit nicht erhöht, da geringfügige Asymmetrien auch im Normalfall in elektrischen Energieversorgungsnetzen auftreten und Komponenten für solche Asymmetrien ausgelegt sind. Bei sehr hohen Werten der Asymmetrie tritt der Komponentenausfall sicher ein. Dazwischen steigt die Ausfallwahrscheinlichkeit monoton mit dem Wert der Asymmetrie an. Es wurden verschiedene funktionale Formen dieses grundsätzlichen Verlaufes betrachtet. Durch diese Annahmen werden stochastische Modelle des Komponentenausfalls bei Asymmetrie der Stromversorgung definiert. Für die jeweiligen Parameter dieser Modelle wurden Bayes'sches Schätzverfahren entwickelt, die es erlauben, aus beobachteten Ausfällen und Werten der Asymmetrie, der die Komponenten ausgesetzt wurden, die Modellparameter und ihre Unsicherheiten zu bestimmen. Aus diesen Parametern lassen sich dann für die in der PSA modellierten Komponenten die zusätzlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten aufgrund der in dem jeweiligen Szenario an der jeweiligen Komponente vorliegende Asymmetrie (und deren Unsicherheiten) berechnen.

Diese Verfahren können als Monte-Carlo-Verfahren realisiert werden, wofür die Algorithmen angegeben wurden. Sie wurden als Mathematica-Rechenprogramme realisiert und anhand einfacher Beispiele untersucht und validiert. Allerdings können die tatsächlichen Asymmetriewerte der einzelnen Komponenten im Allgemeinen nicht beobachtet werden. Deshalb werden im Rahmen dieses Verfahrens die Werte mithilfe eines NEPLAN-Modells bestimmt. Für die in der PSA modellierten Szenarien werden dann die jeweiligen Werte der Asymmetrie, der die einzelnen Komponenten ausgesetzt werden, ebenfalls mithilfe eines NEPLAN-Modells bestimmt.

Es wurde untersucht, wie a priori-Informationen in die Schätzung eingebracht werden können, z. B. als Information über eine Mindestauslegung der Komponenten gemäß der Norm DIN EN 60034-1:2011 /DIN 11/. Darüber hinaus wurden Verfahren zur expliziten Berücksichtigung von weiteren Unsicherheitsquellen wie Kenntnisunsicherheiten über Komponentenausfälle und Asymmetriewerte entwickelt.

Um zu konkreten Schätzungen der zusätzlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten der Komponenten bei Vorliegen eines Phasenfehlers für die PSA zu gelangen, wurde untersucht, für welche der beobachteten Ereignisse einerseits ausreichende Informationen über die von der Asymmetrie betroffenen Komponenten und andererseits ausreichenden Informationen für eine Modellierung der elektrischen Energieversorgung mit NEPLAN vorliegen. Hierbei war zu berücksichtigen, dass Ereignisse, bei denen alle von der Asymmetrie betroffenen Komponenten ausfielen, nur geringfügig zu der Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten als Funktion der Asymmetrie beitragen können, da

diese keine Informationen liefern können, ob die Komponenten nicht auch bei einer geringeren Asymmetrie sicher ausgefallen wären. Diese Anforderungen wurden vom Ereignis Byron, Block 2 2012 erfüllt. Das Ereignis wurde von drei Experten analysiert. Es wurde eine Menge von sicherheitsrelevanten Komponenten identifiziert, die der Asymmetrie ausgesetzt waren und bei denen davon auszugehen ist, dass ein Ausfall dieser Komponenten in den zugänglichen Informationsquellen dokumentiert ist. Die Experten stimmten bei der unabhängigen Ermittlung ausgefallener und nicht ausgefallener Komponenten aus den vorliegenden Informationsquellen überein. Zusätzlich wurden die Informationen aus dem Ereignis Dungeness-B 2007 in Form von a priori-Information einbezogen, da hier zwar keine detaillierten Informationen zu Komponentenausfällen, zur elektrischen Energieversorgung und den einzelnen Verbrauchern vorliegen, aber der Ereignisbeschreibung entnommen werden kann, dass bei einem Wert der Asymmetrie von 1,6 % Verbraucher sporadisch ausfielen. Weiterhin wurde zur Bestimmung des a priori angenommen, dass die in der PSA modellierten Komponenten die Norm DIN EN 60034-1:2011 /DIN 11/ erfüllen. Mit NEPLAN wurde ein Modell der relevanten Teile der elektrischen Energieversorgung von Byron, Block 2 erstellt und die bei den einzelnen Verbrauchern vorliegende Asymmetriewerte berechnet. Unter Verwendung der Asymmetriewerte, der ermittelten a priori-Verteilung und der Expertenbewertungen wurde die zusätzliche Ausfallwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit von der Asymmetrie unter Berücksichtigung der Schätzunsicherheit bestimmt und in Form einer Tabelle abgespeichert, mit deren Hilfe die zusätzliche Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen in der PSA modellierten Komponenten bestimmt und automatisiert nach RiskSpectrum® importiert werden können.

5 Erweiterung der Referenz-PSA zur Modellierung von redundanzübergreifenden Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung von KKW und deren quantitative Bewertung durch exemplarisch durchgeführte probabilistische Analysen

Im Rahmen des Arbeitspakets „Erweiterung der Referenz-PSA zur Modellierung von redundanzübergreifenden Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken und deren quantitative Bewertung durch exemplarisch durchgeführte probabilistische Analysen“ wurde ein bestehendes Referenz-PSA-Modell – das Referenz-PSA-Modell der Stufe 1 entspricht im Umfang den Modellierungen von Anlagenzuständen eines Kernkraftwerks im Leistungsbetrieb – erweitert, um die sicherheitstechnische Bedeutung von redundanzübergreifenden Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung (ein- oder zweiphasige Phasenfehler des Haupt- oder Reservenetzanschlusses oder im Bereich des Generators oder die im Kapitel 3 ermittelten Fehlermechanismen, die zu einem auslösenden Ereignis führen) quantitativ mit probabilistischen Methoden bewerten und deren Auswirkungen auf die Systeme der Anlage beurteilen zu können. Hierbei werden ausschließlich Auswirkungen der Störungen auf die technischen Systeme einbezogen. Eingriffe des Betriebspersonals zur Beherrschung der Störungen wurden im Rahmen dieses Vorhabens nicht betrachtet.

5.1 Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik

Im Sinne einer Aufbereitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik wurden die Sicherheitsanforderungen für Kernkraftwerke mit einem Bezug zu einem asymmetrischen Zustand in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung ausgewertet hinsichtlich für redundanzübergreifende Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung relevanter Sicherheitsfunktionen (siehe Abschnitt 5.1.1). Außerdem wurden die Aggregateschutzeinrichtungen wichtiger betrieblicher Komponenten und Systemen von Primär- und Sekundärkreis der Referenzanlage zusammengetragen (siehe Abschnitt 5.1.2) beschrieben. Zusätzlich wurden Precursor-Ereignisse der Jahre 1993 – 2015 hinsichtlich redundanzübergreifender Ausfälle durch Störungen der elektrischen Eigenbedarfsversorgung ausgewertet (siehe Abschnitt 5.1.3).

5.1.1 Sicherheitsanforderungen mit Bezug zu einem asymmetrischen Zustand in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

Die grundlegenden Sicherheitsanforderungen /BMU 15/ an Errichtung und Betrieb einer Konvoi-Anlage sind gleich zu den anderen in Deutschland betriebenen Kernkraftwerken. Das Ziel eines sicheren Einschlusses der im Reaktor enthaltenen radioaktiven Stoffe wird durch ein Sicherheitskonzept mit gestaffelten Barrieren erfüllt sowie durch sicherheitstechnische Einrichtungen und Maßnahmen, die diese Barrieren sichern.

Die übergeordneten Schutzziele sind:

- Kontrolle der Reaktivität:
 - Reaktivitätsänderungen sind auf zulässige Werte zu beschränken.
 - Der Reaktorkern muss abgeschaltet und langfristig unterkritisch gehalten werden können.
 - Bei der Handhabung sowie Lagerung unbestrahlter und bestrahlter Brennelemente ist Unterkritikalität sicherzustellen.
- Kühlung der Brennelemente:
 - Kühlmittel und Wärmesenken sind stets in ausreichendem Umfang vorzusehen.
 - Der Wärmetransport vom Brennstoff bis zur Wärmesenke ist sicherzustellen.
 - Die Wärmeabfuhr aus dem Brennelementlagerbecken ist sicherzustellen.
- Einschluss der radioaktiven Stoffe:
 - Die sich auf den verschiedenen Sicherheitsebenen ergebenden mechanischen, thermischen, chemischen und durch Strahlung hervorgerufenen Einwirkungen auf die Barrieren oder Rückhaltefunktionen sind so zu begrenzen, dass deren Wirksamkeit zur Einhaltung der radiologischen Sicherheitsziele erhalten bleibt.
 - Die Barrierefunktionen des Reaktorkühlkreislaufs und des Sicherheitsbehälters müssen erforderlichenfalls ausreichend schnell hergestellt werden können.

Die Erfüllung dieser Schutzziele wird durch gestaffelte Sicherheitsebenen erreicht, deren Auslegung aus den Anforderungen des deterministisch aufgebauten Regelwerks und Ergänzungen erfolgt:

- In der ersten Sicherheitsebene (Normalbetrieb (Bestimmungsgemäßer Betrieb, ungestört)) garantiert die Qualität der Auslegung, der Fertigung, der Errichtung und der Betriebsführung eine gute Verfügbarkeit aller Systeme, um Störungen und Störfälle zu vermeiden.
- In der zweiten Sicherheitsebene (anomaler Betrieb (Bestimmungsgemäßer Betrieb, Störung)) wird mit Hilfe der Regelungs- und Begrenzungseinrichtungen beim Auftreten von Betriebsstörungen die Anlage innerhalb zulässiger Auslegungsgrenzen gehalten.
- In der dritten Sicherheitsebene (Störfälle) sind zusätzliche Sicherheitssysteme vorhanden, die zur Beherrschung eines Spektrums abdeckender Auslegungsstörfälle, dimensioniert wurden. Die Sicherheitssysteme sind redundant und partiell diversitär ausgeführt. Durch automatische Anregung und Steuerung werden frühestens 30 min nach Störfallbeginn Handmaßnahmen des Betriebspersonals erforderlich.
- In der vierten Sicherheitsebene (sehr seltene Ereignisse, Ereignisse mit Mehrfachversagen von Sicherheitseinrichtungen) ist durch Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes die langfristige Wiederherstellung der oben genannten Schutzziele zu erreichen.

Nachfolgend sind die wesentlichen sicherheitstechnisch wichtigen Einrichtungen (Sicherheitssysteme) zur Beherrschung von Transienten aufgrund einer Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung aufgelistet, die zur Einhaltung der o. g. Schutzziele zur Verfügung stehen:

- Reaktorschutzsystem,
- Reaktorschnellabschaltsystem,
- Notstromanlagen 1 und 2,
- Notspeisesystem,
- sekundärseitige Abblasestation und Sicherheitsventile,
- nukleares Nachwärmeabfuhrsystem (nach Abfahren auf „unterkritisch kalt“),

- Zusatzboriersystem (für Abfahren auf „unterkritisch kalt“),
- Druckhaltersicherheitsventile (bei PDE),
- Sicherheitseinschluss (bei PDE).

Für die Beherrschung von Ereignissen aufgrund von Phasenfehler sind die folgenden Sicherheitsfunktionen zu berücksichtigen:

- Reaktorschnellabschaltung RESA (Funktion RESA),
- Frischdampf-Sammler verfügbar bei Ausfall von mindestens zwei HKMP, Notstromfall, Ausfall Hauptwärmesenke, Ausfall Hauptwärmesenke und Hauptspeisewasser (Funktion B1),
- Frischdampf-Sammler verfügbar bei Ausfall Hauptspeisewasser oder bei vorsorglichem Abschalten von Hand (Funktion B2),
- FD-Abgabe bei Ausfall von mindestens zwei HKMP, Ausfall Hauptwärmesenke, Ausfall Hauptwärmesenke und Hauptspeisewasser (Funktion Y1),
- Frischdampfabgabe bei Ausfall Hauptspeisewasser oder bei vorsorglichem Abschalten von Hand, Frischdampf-Sammler verfügbar (Funktion Y2),
- Dampferzeuger-Druckbegrenzung (Funktion Y3_PF),
- Dampferzeuger-Bespeisung bei Transienten (Funktion LA),
- Dampferzeugerzugeordnete Bespeisung und Frischdampf-Abgabe bei Transienten (Funktion LA/LB),
- Notfallmaßnahme „Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion SDE),
- Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion PDE),
- Lüftungstechnischer Sicherheitsbehälter-Abschluss (Reaktorgebäude-Innenraum) berücksichtigt (Funktion C).

5.1.2 Aggregateschutzeinrichtungen für die Referenzanlage

Falls eine Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks vorliegt, ist es denkbar, dass Komponenten von ihrem Aggregateschutz, z. B. vom Überstromschutz oder wegen unzulässiger Temperaturen, abgeschaltet werden. Für die PSA ist diese

Komponente dann nicht mehr verfügbar und als ausgefallen zu betrachten. Um einen Überblick über Schutzeinrichtungen von wichtigen betrieblichen Komponenten zu bekommen, wurden die vorliegenden Unterlagen für die Referenzanlage gesichtet hinsichtlich der als besonders relevant angesehenen Komponenten Hauptkühlmittelpumpen, Speisewasserpumpen, Kondensatpumpen und An- und Abfahrpumpen.

An- und Abfahrssystem

Der Aggregateschutz der An- und Abfahrpumpe umfasst folgende Kriterien:

- Füllstand im Speisewasserbehälter kleiner 400 mm,
- Öldruck hinter Ölkühler kleiner 0,8 bar,
- Axiallagertemperatur größer 85 °C,
- Temperatur an einem der Radiallager größer 85 °C,
- Temperatur an einem der Motorlager größer 85 °C,
- Schmieröltemperatur hinter Ölkühler größer 65 °C,
- Temperatur in einer der Zirkulationsleitungen größer 70 °C,
- Motorwicklungstemperatur größer 140 °C.

Jedes dieser Kriterien führt zum Abschalten der An- und Abfahrpumpe, wobei alle automatischen und manuellen EIN-Befehle blockiert werden. Den gleichen Effekt bewirken die Reaktorschutzsignale:

- Abschaltsignal für Notstromverbraucher,
- Abschaltsignal für An- und Abfahrpumpen.

Speisewassersystem

Der Aggregateschutz der Speisewasserpumpen umfasst folgende Kriterien:

- Füllstand im Speisewasserbehälter kleiner 1,3 m,
- eine der Motor-, Getriebe- oder Pumpenlagertemperaturen oberhalb 95 °C,
- Öltemperatur hinter dem Ölkühler größer 65 °C,

- Temperatur an einer der Gleitringdichtungen oberhalb von 85 °C,
- Öldruck in der Schmierölaufleitung unterhalb 0,8 bar,
- Füllstand in einem der HD-Vorwärmer oberhalb von 4 m,
- Motorwicklungstemperatur größer 140 °C,
- keines der beiden Mindestmengenventile geöffnet bei einem Durchfluss kleiner 120 kg/s.

Hauptkühlmittelpumpen

Der Aggregateschutz der Hauptkühlmittelpumpen wird über Schutzverriegelungen realisiert und umfasst a. a. folgende Kriterien:

- Temperatur Pumpenaxiallager größer 110 °C,
- Temperatur HD-Drosselleckage größer 95 °C,
- Sperrwassermenge kleiner 0,44 l / s, wobei die Notsperrwasserversorgung konservativ nicht berücksichtigt wird,
- Temperatur oberes Radiallager HKMP-Motor größer 85 °C,
- Temperatur unteres Radiallager HKMP-Motor größer 85 °C,
- Temperatur Axiallager HKMP-Motor größer 100 °C,
- Druckdifferenz über HKMP kleiner 3 bar.

Für die Hauptkühlmittelpumpen laufen beim Erreichen der Grenzwerte für Temperaturen der Motorwicklungen der Phasen U, V und W Störmeldungen auf. Beim Erreichen einer Wicklungstemperatur von 155 °C ist die entsprechende Hauptkühlmittelpumpe von Hand abzuschalten.

Kondensatsystem

Der Aggregateschutz der Kondensatpumpen umfasst folgende Kriterien:

- Mindestmengenventil zu und Druckschieber zu oder Durchsatz kleiner 170 kg/s,
- Füllstand Speisewasserbehälter größer 3.2 m,

- Füllstand ND Vorwärmer A1 größer 0.6 m,
- Füllstand ND Vorwärmer A2 Kondensat-Sam. Größer 3.2 m,
- Kondensator-Füllstand kleiner 0,90 m (in beiden Kondensatoren)
- Axiallagertemperatur Pumpe größer 90 °C,
- Radiallagertemperatur Pumpe größer 90 °C,
- Motorlagertemperatur größer 140 °C.

Einrichtungen zur Detektion von Phasenfehlern

In den deutschen Konvoi-Anlagen, also auch in der Referenzanlage, wurden im Nachgang von WLN 2013/05 /GRS 13/ bis zum Jahr 2017 Einrichtungen zur Detektion von Phasenfehlern nachgerüstet. Da die Inbetriebsetzung der entsprechenden Einrichtungen zum Startzeitpunkt des Vorhabens nicht durchgängig erfolgt war und kein PSA-Modell vorliegt, das den Zustand der Anlage zum Zeitpunkt der Nachrüstung abbildet, werden diese im Zuge der folgenden Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt; die in Kapitel 0 beschriebenen Ergebnisse entsprechen dem im PSA-Modell abgebildeten Anlagenzustand vor der Nachrüstung bzw. implizieren eine Nichtverfügbarkeit der Detektionseinrichtungen.

5.1.3 Auswertung von Precursor-Ereignissen

Die GRS-Berichte /GRS 01/, /GRS 02/, /GRS 06/, /GRS 08/ und /GRS 14/ zu den Precursor-Ereignissen der Jahre 1993 bis 2015 wurden hinsichtlich redundanzübergreifender Ausfälle in der Elektro- und Leittechnik ausgewertet. In der Tab. 5.1 werden die Ergebnisse der Recherche zusammengefasst. In der Spalte „Geeigneter Precursor?“ wird diskutiert, ob das Ereignis vergleichbar zu redundanzübergreifenden Ausfällen infolge einer Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung sein könnte. Ein Ereignis wurde ausgewählt und analysiert (vgl. auch Abschnitt 5.7.9).

Tab. 5.1 Auswertung von Precursor-Ereignissen (1993 – 2015)

Ausfall Komponente / Systemfunktion	Kurzbeschreibung Ereignis	Ursache	Geeigneter Precursor?
Funktionsstörung Zwischenkühlwasserpumpe	Betriebliche Zuschaltung Zwischenkühlpumpe - > nach 130 ms öffnet der 10 kV-Schalter wegen Ansprechen des thermisch verzögerten Überlastrelais => Strang 2 der nuklearen Nachkühlkette unverfügbar	Der asymmetrische Einschaltstrom (Einschalt-Rush) erreicht bei Hochspannungsmotoren etwa den 1,8-fachen Wert des symmetrischen Anzugstromes. Die Einschaltspitze erreichte den etwas zu niedrig eingestellten Einschaltwert.	Nein. Das Fehlansprechen eines Überlastrelais führt nicht zu redundanzübergreifenden Ausfällen.
Reaktorschnellabschaltung mit Ausfall der Hauptwärmesenke	Beim Abfahren wurde der Generator über Rückleistung vom Netz getrennt. Wegen eines fehlerhaft nicht schließenden An-/ Abfahrregelventiles wurde der Füllstandsgrenzwert „HOCH“ erreicht. Dadurch wurde die Speisewasserpumpe abgeschaltet und der Durchdringungsabschluss des Speisewassersystems sowie Durchdringungsabschluss des Frischdampfsystems ausgelöst. Somit stand die Hauptwärmesenke nicht mehr zur Verfügung.	Ursache für das Ereignis war, dass bedingt durch eine leichte Netzfrequenzänderung eine Beeinflussung des Abfahrregler- und des Turbinendrehzahlreglerausgangs erfolgte, was zum Schließen der Turbinenstellventile führte. Die Ursache für die fehlerhafte Funktion des An-/ Abfahrregelventiles wird nicht beschrieben	Nein. Die Transiente wurde durch einen Einzelfehler ausgelöst, dessen Ursache nicht beschrieben wird.
Reaktorschnellabschaltung und Notstromfall	Ein Kurzschluss im 220 kV-Netz außerhalb des Kraftwerkes regte den 220 kV-Netzschutz und das Kraftwerksentkopplungsrelais an und somit den Lastabwurf auf Eigenbedarf. Durch den Abbau des Schnellschlussöldruckes konnte sich die Anlage nicht mehr im Eigenbedarf stabilisieren → Anregung der Notstromsignale	Ursache für die Netztrennung: Durch einen Defekt sprach das Kraftwerksentkopplungsrelais (Blockschutzkomponente aus dem konventionellen Bereich) verfrüht an.	Nein. Das verfrühte Ansprechen einer Blockschutzkomponente führte zum Notstromfall und nicht zu redundanzübergreifenden Ausfällen.
Ausfall der Blockeinspeisung und Notstromfall	Das gleichzeitige fehlerhafte Öffnen der Blockeinspeiseschalter der vier 10 kV-Eigenbedarfsschienen (plus Generatorerregung geöffnet sowie der Turbinen-Schnellschluss Auslösung) und die erfolglose automatische Umschaltung der Versorgung der Eigenbedarfsschienen auf das Reservenetz führte zur Anregung des Notstromsignal wegen spannungsloser Eigenbedarfsschienen.	Als Fehlerursache für das gleichzeitige Öffnen der Blockeinspeiseschalter der 10 kV-Eigenbedarfsschienen wird vom Betreiber ein Fehlsignal im Bereich des Blockschutzes angesehen. Ursache für Fehlsignal konnte nicht geklärt werden.	Nein. Ein Fehlsignal im Bereich des Blockschutzes führte zum Notstromfall und nicht zu redundanzübergreifenden Ausfällen.

Ausfall Komponente / Systemfunktion	Kurzbeschreibung Ereignis	Ursache	Geeigneter Precursor?
Ausfall der Hauptkondensatpumpen und der Hauptkühlwasserpumpen	Ein Kurzschluss in den Freileitungen des Verbundnetzes bewirkte einen Spannungseinbruch auf den Eigenbedarfsschienen der Anlage, in dessen Folge auslegungsgemäß Verbraucher (Hauptkondensatpumpen -> Reservepumpe startet nicht, da erforderliche AUF-Signal der Anfahrbypassarmatur trotz der Offen-Stellung der Armatur nicht abgesetzt wurde) ab- und zugeschaltet wurden. Der Füllstandsabfall im Speisewasserbehälter führte auslegungsgemäß zur automatischen Schutzabschaltung der Hauptspeisewasserpumpen RL und zum Füllstandsabfall im Reaktordruckbehälter.	Bei dem Ereignis wurden die Hauptkondensatpumpen durch das Signal „Öldruck tief“ abgeschaltet. Nach Betreiberangaben stand dieses Signal direkt nach dem Spannungseinbruch auf den Eigenbedarfsschienen an. Der Ausfall der Reservepumpe ist nach Angaben des Betreibers auf einen Einzelfehler zurückzuführen.	Ja. Der Spannungseinbruch auf den Eigenbedarfsschienen führte ggf. zum redundanzübergreifenden Ausfall von Verbrauchern. Obwohl dieses Ereignis in einem Siedewasserreaktor auftrat, wurde eine generische Precursor-Analyse für die Referenz-Anlage vom Typ „Konvoi“ durchgeführt (siehe Abschnitt 5.7.9).
Ausfall der Blockeinspeisung mit Abschaltung von einer Hauptkühlmittelpumpe, zwei Hauptkühlwasserpumpen sowie die Kühlturmventilatoren und Schutzabschaltung der Hauptkühlmittelpumpen	Infolge eines Blitzeschlages in die 220 kV-Freileitung sprach der Generatorschutz der Drehstrom-Turbine an und löste TUSA der Drehstrom-Turbine aus. Zusätzlich wurde die Kurzzeitumschaltung auf das 110 kV-Reserve-netz ausgelöst. Die vorliegenden Kühlwasser-verhältnisse führten zu einem Temperatur-anstieg des Hauptkühlwasserkreislaufes. Dies führte zur TUSA der Bahnstrom-Turbine und zur Verblockung der FDU. Das folgende Öffnen der Frischdampfsicherheitsventile und die Stützdampfabgabe führte über den Abfall des Druckhalterfüllstands zum Primärkreis-abschluss und Abschaltung der Hauptkühl-mittelpumpen.	Ursache für Folgeausfälle waren die vorliegenden Kühlwasserverhältnisse (geringe Wasserführung und hohe Neckar Wassertemperatur mit Kühlturm-Kreislaufbetrieb)	Nein. Nach dem Ansprechen des Generatorschutzes führten die ungünstigen Kühlwasserverhältnisse zu Folgeausfällen.

5.2 Asymmetrische Phasenlagen in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung (einleitende Ereignisse)

In diesem Abschnitt werden die in den Arbeitspaketen AP 1 identifizierten Szenarien (siehe Kapitel 2) herangezogen und untersucht, ob sie für die PSA der Referenzanlage relevant sind.

Als einleitende Ereignisse werden im Folgenden asymmetrische Zustände von Strom und Spannung der Phasen der Eigenbedarfsschienen definiert. Diese einleitenden Ereignisse können u. U. zu auslösenden Ereignissen führen, wenn ein Ausfall der an die Eigenbedarfsschienen angeschlossenen Verbraucher bzw. die Reaktion von Schutzrichtungen von Generator, Transformatoren, Sammelschienen oder Verbrauchern erfolgt. Im PSA-Modell wird die Referenzanlage ohne nachgerüstete Phasenfehlerdetektionseinrichtung analysiert.

5.2.1 Auswirkungen von asymmetrischen Phasenlagen in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung auf die Referenzanlage

Durch die Auswertung der Betriebserfahrung (AP 1) wurden Szenarien identifiziert, die zu redundanzübergreifenden Ausfällen in der Eigenbedarfsversorgung führen können (siehe Tab. 5.2). Diese Szenarien können einleitende Ereignisse für die PSA darstellen.

Die Konfiguration der Hauptnetzanbindung der Referenzanlage entspricht „Variante 1“ in Tab. 5.2. Der Sternpunkt des Hauptnetztransformators der Referenzanlage ist geerdet. Demnach treffen die Szenarien 2 und 6 in Tab. 5.2 auf die Referenzanlage und deren Basis-PSA-Modell zu. Szenario 6 erfordert keine PSA-Analyse, weil in diesem Fall die Asymmetrie auf den 10 kV-Schienen sehr klein und damit die Ausfallwahrscheinlichkeit von elektrischen Antrieben aufgrund des Phasenfehlers gleich 0 ist. Szenario 2 wurde analysiert, die Ergebnisse sind in den folgenden Abschnitten beschrieben. Die Ausfallwahrscheinlichkeit von elektrischen Antrieben aufgrund des Phasenfehlers auf den 10 kV-Schienen beträgt in diesem Fall ca. 14 % (siehe Abschnitt 3.3.3).

Für Szenarien mit der Konfiguration „Variante 1“ können mit dem PSA-Modell außerdem die Szenarien mit offenem Sternpunkt analysiert werden. Von diesen Fällen bietet sich nur Szenario 17 mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von elektrischen Antrieben aufgrund des Phasenfehlers auf den 10 kV-Schienen von ca. 40 % für eine Analyse an. Auf die probabilistische Analyse von Szenario 17 wurde jedoch verzichtet, weil dabei die zu erzielenden Ergebnisse zwar sehr hohe Schadenswahrscheinlichkeiten, aber ansonsten

keine weiteren Erkenntnisse hinsichtlich der Ausgewogenheit der Sicherheitssysteme zu erzielen wären. Die Ergebnisse aus dem Arbeitspaket AP 2 zeigen deutlich, dass im Falle eines Phasenfehlers mit einem geerdeten Sternpunkt wesentlich kleinere Asymmetriewerte in der Eigenbedarfsversorgung zu erwarten sind als mit offenem Sternpunkt.

Um dennoch unterschiedliche Asymmetriewerte im Eigenbedarf in der PSA zu untersuchen, wurden Sensitivitätsanalysen für Szenario 2 durchgeführt. Hierfür wurde die Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung aufgrund des Phasenfehlers mit den Faktoren 0,5 bzw. 2 multipliziert (siehe Abschnitt 5.7.6).

In den Szenarien 1 und 13 beträgt die Ausfallwahrscheinlichkeit der Komponenten 100 %, weshalb von einem Schadenszustand in der PSA ausgegangen werden kann.

Szenario 6 für den Nichtleistungsbetrieb (bzw. Nachkühlbetrieb) mit der Konfiguration „Variante 1“ mit geerdetem Sternpunkt führt zu keiner relevanten Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung. Mit offenem Sternpunkt (Szenarien 5, 9, 10) ist die Asymmetrie im Nachkühlbetrieb sehr groß, sodass von 100 % Ausfallwahrscheinlichkeit der Komponenten ausgegangen wird. Dabei ist es unerheblich, ob der Eigenbedarf über das Haupt- oder das Reservenetz gedeckt wird.

Tab. 5.2 Phasenfehlerszenarien aus AP 1 (Kapitel 2)

Nr.	Fehlerart	Fehlerort	Anlagenzustand	Konfiguration	Sternpunkt	Asym. BBA	Ausfallw. BBA [%]
1	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen	0,209	100
2	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	geerdet	0,042	13,9
3	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen	0,209	100
4	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	geerdet	0,212	100
5	Einpolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	offen	6,338	100
6	Einpolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	geerdet	0,001	0
7	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	offen	> 1	100
8	Zweipolig	Hauptnetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	Variante 1	geerdet	6,325	100
9	Einpolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	-	offen	6,079	100
10	Einpolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	-	offen	6,723	100
11	Zweipolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (4 Stränge)	-	offen	> 1	100

Nr.	Fehlerart	Fehlerort	Anlagenzustand	Konfiguration	Sternpunkt	Asym. BBA	Ausfallw. BBA [%]
12	Zweipolig	Reservenetzschalter	Nachkühlbetrieb (1 Strang)	-	offen	> 1	100
13	Einpolig	Maschinenleitung (50 km)	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen	0,234	100
14	Zweipolig	Übertragungsnetz	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 1	offen	0,213	100
15	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 2	offen	0,209	100
16	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Volllast)	Variante 3	offen	0,013	1,8
17	Einpolig	Hauptnetzschalter	Leistungsbetrieb (Teillast)	Variante 1	offen	0,076	39,8
<p>Erläuterung: Fehlerart: Zweipoliger Phasenfehler</p> <p>Konfiguration der Hauptnetzanbindung und Sternpunktschaltung des Hauptnetztransformators entsprechen der Referenzanlage</p> <p>Konfiguration der Hauptnetzanbindung entspricht der Referenzanlage</p>							

5.2.2 Eintrittshäufigkeit der einleitenden Ereignisse

Die Eintrittshäufigkeiten der einleitenden Ereignisse in den Phasenfehlerszenarien aus Tab. 5.2 sind in Abschnitt 4.1 beschrieben.

5.3 Auslösende Ereignisse durch asymmetrische Phasenlagen in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

Während des Leistungsbetriebs kann es infolge des einleitenden Ereignisses „Einpolarer Phasenfehler am Hauptnetzschalter“ (Szenario 2, PF_SO02) zu auslösenden Ereignissen kommen. Die folgenden auslösenden Ereignisse werden in Betracht gezogen:

- Notstromfall aufgrund Phasenfehler (T1_PF),
- Ausfall Hauptspeisewasser aufgrund Phasenfehler (T2_PF),
- Ausfall Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler (T3_PF),
- Ausfall Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler (T4_PF),
- Frischdampfleck außerhalb des Containments aufgrund Phasenfehler (T5_PF),
- Speisewasserleck vor Pumpendruckschieber aufgrund Phasenfehler (T6_PF),
- Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen und Abschalten der Anlage von Hand (Teilabfahren) aufgrund Phasenfehler (T7_PF),
- Trennung vom Hauptnetz und Abschalten der Anlage von Hand aufgrund Phasenfehler (T7_Y3).

Zu diesen Transienten kann es durch den Ausfall von großen elektrischen Verbrauchern, wie z. B. der Hauptkühlmittelpumpen oder der Speisewasserpumpen, kommen.

5.3.1 Ergebnisrelevante Transienten

Im Notstromfall (Transiente T1 der Basis-PSA) haben Phasenfehler in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung keine Auswirkung auf die notstromversorgten Verbraucher, weil die Notstromschienen dann von den Eigenbedarfsschienen (mit vorliegendem Phasenfehler) abgetrennt werden. Der Notstromfall infolge PF_SO02 tritt nur dann auf, wenn die Störung im elektrischen Eigenbedarf durch Öffnen des 380 kV-Netzschalters entfernt wird, daraufhin der Lastabwurf auf Eigenbedarf misslingt und zusätzlich entweder die Ei-

genbedarfsumschaltung auf das Reservenetz misslingt oder das Reservenetz nicht verfügbar ist. Falls Detektionseinrichtungen für Phasenfehler im 380 kV-Hauptnetz und im 110 kV-Reservenetz vorhanden wären – was für diese Analyse nicht unterstellt wird – dann wäre die Häufigkeit dieses Falls bereits in der Häufigkeit von Notstromfällen während des Leistungsbetriebs enthalten.

Trotzdem kann es durch einen Phasenfehler zu Störfallszenarien kommen, die hinsichtlich der Anforderungen an die Betriebs- und Sicherheitssysteme einem Notstromfall ähneln. Beispielsweise können alle Hauptkühlmittelpumpen, alle Speisepumpen und alle Hauptkondensatpumpen gleichzeitig oder innerhalb eines relativ kurzen Zeitraums aufgrund der Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung ausfallen. In diesem Fall werden die gleichen Sicherheitssysteme wie im Notstromfall benötigt, obwohl kein Notstromfall vorliegt und alle Verbraucher des Eigenbedarfs (notstromversorgte und nicht notstromversorgte) an das Hauptnetz angeschlossen sein könnten. Für derartige Szenarien müssen ein oder ggf. mehrere abdeckende Ereignisabläufe identifiziert werden.

Im Notstromfall werden nach dem Hochlaufen der Notstromdiesel des D1-Netzes die notstromversorgten Verbraucher gestartet, wenn sie vom Reaktorschutz angefordert werden. Falls das D1-Netz nicht verfügbar ist, werden die Notstromaggregate des D2-Netzes angefordert (Systemfunktion NSV (Notstromversorgung) im Ereignisablaufdiagramm von T1 der Basis-PSA). Für durch die Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung ausgelösten Transienten sind zwar Ausfällen von betrieblichen Komponenten möglich, wodurch sich ein Anlagenzustand einstellen kann, der dem Notstromfall ähnelt. Die 10 kV Notstromschienen werden allerdings nicht zwangsläufig spannungslos. Stattdessen liegt die Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung vor.

Im Unterschied zum Notstromfall ist es im Fall der Transiente T2_PF, T3_PF, T4_PF und T7_PF möglich, dass bei Störfallbeginn einige Verbraucher noch verfügbar sind. Es ergeben sich viele mögliche Ausfallkombinationen, z. B. der Ausfall von zwei Hauptkühlmittelpumpen kombiniert mit dem Ausfall aller Hauptspeisepumpen. Es kommt nicht zwangsläufig zum Start der Notstromaggregate, weil an den 10 kV Notstromschienen zwar die Asymmetrie vorliegt, die Schienen aber nicht spannungslos werden.

Das bedeutet, dass der Notstromfall aufgrund Phasenfehler (T1_PF) nicht explizit als eigenständiger Ereignisablauf analysiert werden muss, sondern lediglich aus den Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF und T7_PF resultieren könnte.

Die Transiente T7_PF ist kein auslösendes Ereignis im Sinne der Transienten T1 bis T4, weil für T7_PF sekundärseitige Betriebs- und Sicherheitssysteme nicht unbedingt beeinträchtigt sein müssen. Es ist allerdings möglich, dass betriebliche Systeme oder Sicherheitssysteme beeinträchtigt werden und ausfallen. Deshalb wird analog zur Brand-PSA für die Referenzanlage davon ausgegangen, dass die Anlage durch Handeingriffe von der Warte aus abgefahren wird. RESA/TUSA können durch den Reaktorschutz oder von Hand ausgelöst werden.

Die bedingte Wahrscheinlichkeit für die durch Phasenfehler in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung ausgelösten Ereignisse T2_PF, T3_PF, T4_PF und T7_PF können entweder aus der Betriebserfahrung bestimmt oder durch Ereignis- und Fehlerbaummodellierungen ermittelt werden. Hier wird die Modellierung mit Ereignis- und Fehlerbäumen gewählt, weil die Datenbasis aus der Betriebserfahrung nicht ausreicht, um Eintrittshäufigkeiten angeben zu können.

Mit einem Ereignisablaufdiagramm wird die Wahrscheinlichkeit von Transienten bei einem Phasenfehler (einphasig) in der Maschinenleitung (PF_SO02-) ermittelt. In dem Ereignisablaufdiagramm nach einem Phasenfehler (einphasig) in der Maschinenleitung (Hauptnetzschalter) wird neben der Verfügbarkeit des Hauptspeisewassers bei Phasenfehler (Funktion HSPW-) und der Hauptwärmesenke bei Phasenfehler (Funktion HWS-) zwischen der Anzahl der aufgrund Phasenfehlers ausgefallenen Hauptkühlmittelpumpen (Funktion HKMP2V4-) unterschieden. Für die Transienten infolge eines Phasenfehlers, bei denen die elektrische Versorgung von angeforderten Sicherheitssystemen durch den Phasenfehler beeinträchtigt sein kann (T2_PF, T3_PF, T4_PF und T7_PF, Sequenzen Nr. 3, 5, 7, 9) wird angenommen, dass keine Trennung vom Hauptnetz bei Phasenfehler (Funktion EB-HN-) erfolgt.

Erfolgt eine Trennung vom Hauptnetz bei Phasenfehler (Funktion EB-HN-), kann es zu den Transienten T2, T3, T4 und T7 (Sequenzen Nr. 4, 6, 8, 10) kommen. Diese unterscheiden sich bezüglich des Ereignisablaufs nicht von den Transienten T2-PF, T3-PF, T4-PF und T7-PF. Der einzige wichtige Unterschied besteht darin, dass durch die Trennung vom Hauptnetz der Phasenfehler in der Eigenbedarfsversorgung nicht weiter vorliegt und dadurch keinen zusätzlichen Beitrag zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme liefert.

Falls die Störung der Eigenbedarfsversorgung nicht zu Ausfällen von betrieblichen Komponenten führt und nicht von Schutzeinrichtungen erkannt wird, kann die Anlage „unge-

stört“ weiterbetrieben werden. Die Störung ist dann nicht PSA-relevant und erhöht das Risiko nicht (Sequenz Nr. 1).

Falls es nicht zu Transienten T1 bis T4, aber zur Trennung vom Hauptnetz kommt, wird analog zur Brand PSA der Referenzanlage unterstellt, dass die Anlage vorsorglich auf den Zustand „unterkritisch heiß“ abgefahren wird. Das wird durch den Ereignisablauf T7 in der PSA modelliert (Sequenz Nr. 2).

Für die Berechnung der Eintrittshäufigkeit der Transienten (eingeleitet durch eine Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung) mit Fehlerbäumen müssen geeignete Vereinfachungen getroffen werden, weil die vollständige Modellierung aller Betriebssysteme, die von der Asymmetrie im elektrischen Eigenbedarf betroffen sind, sehr aufwendig und im Rahmen des Vorhabens nicht durchführbar ist.

5.3.2 Nicht-ergebnisrelevante Transienten

Ein Frischdampfleck außerhalb des Containments (T5) kann auftreten, wenn ein Frischdampf-Sicherheitsventil fehlerhaft öffnet und das Absperrventil vor dem Sicherheitsventil nicht geschlossen werden kann. Dieser Fall könnte durch einen Phasenfehler in der elektrischen Versorgung der Vorsteuerventile eines Frischdampf-Sicherheitsventils und des Absperrventils ausgelöst werden, falls dadurch die Vorsteuerventile fehlerhaft angesprochen werden, dadurch das Sicherheitsventil öffnet und sich das Absperrventil vor dem Sicherheitsventil nicht schließen lässt.

Um die Frischdampf-Abschlussarmatur (FD-AA) zu schließen, müssen Magnet-Vorsteuerventile (M-VSV) A und B oder C und D öffnen. Um das Frischdampf-Abblase-Absperrventil (FD-AAV) zu öffnen, müssen die Motor-Vorsteuerventile (E-VSV) A und B oder die M-VSV C und D öffnen. Das Erregen der M-VSV J, K, L, und M ist nur bei Frischdampfdrücken unter 10 bar nötig. Die M-VSV E-H werden nur zum Schließen des FD-AAV erregt. Zum Schließen des Frischdampf-Absperrventils vor dem Sicherheitsventil (FD-AVSiV) werden alle M-VSV erregt. Das FD-Sicherheitsventil (FD-SiV) öffnet, wenn beide M-VSV eines der drei Steuerstränge öffnen (A und B oder C und D oder E und F, M-VSV öffnen bei Entregung). Zum Schließen des Sicherheitsventils müssen alle Steuerstränge geschlossen werden. Dafür werden die M-VSV erregt.

Alle M-VSV des Kompaktarmaturenblocks sind an eine 24-V-Gleichspannungsverteilung angeschlossen und werden deshalb in ihrer Funktion nicht von einem Phasenfehler in

der Eigenbedarfsversorgung beeinträchtigt, falls angenommen wird, dass der Phasenfehler zu keinen Beeinträchtigungen in den Gleichspannungsversorgungen führt. Die Motoren der beiden E-VSV des FD-AAV sind an das D2-Netz angeschlossen und können durch einen Phasenfehler in ihrer Funktion beeinträchtigt, aber nicht fehlerhaft angesprochen und geöffnet werden. Das FD-AAV ist im Normalfall geschlossen und wird nur bei Anforderung durch den Reaktorschutz geöffnet.

Ein Frischdampfleck aufgrund eines Phasenfehlers im elektrischen Eigenbedarf ist demnach nicht zu unterstellen.

Die Motoren von Speisewasserpumpen und Vollastregelventilen können von Phasenfehlern in ihrer Funktion beeinträchtigt werden. Allerdings entsteht dadurch kein Leck im Speisewassersystem. Die Transiente T6 (Speisewasserleck vor Pumpendruckschieber) kann demnach nicht durch Phasenfehler im elektrischen Eigenbedarf ausgelöst werden.

Im Folgenden wird dargelegt, warum Kühlmittelverluststörfälle aufgrund eines Phasenfehlers im elektrischen Eigenbedarf nicht betrachtet werden.

Das fehlerhafte Öffnen von Druckhalter-Abblasearmaturen aufgrund eines Phasenfehlers in der Eigenbedarfsversorgung kann ausgeschlossen werden, weil die Armaturen Eigenmedium-gesteuert sind und das Magnet-Steuerventil des Druckhalter-Abblaseventils und die magnetische Zusatzbelastung der federbelasteten Steuerventile der Druckhalter-Sicherheitsventile an eine +/-24-V-Gleichspannungsversorgung angeschlossen sind. Das auslösende Ereignis „Kleines Leck am Druckhalter über ein fehloffenes DH-Sicherheitsventil“ wird im Ereignisablauf S3 der Referenz-PSA behandelt. Dieser Fall wird dort auch als abdeckend für ein Leck am Druckhalter nach Transienten erachtet. In der Referenz-PSA wird für die Häufigkeit des Ereignisses mangels relevanter Ereignisse in der deutschen Betriebserfahrung der Wert $8,5 \cdot 10^{-4} / a$ aus der Deutschen Risikostudie Phase B /GRS 90/ verwendet.

In der Referenz-PSA werden außerdem Reaktorkühlmittleckagen nach außerhalb des Reaktorsicherheitsbehälters untersucht. Betrachtet werden Leckagen im Volumenregelsystem, im Sperrmediumsystem der Hauptkühlmittelpumpen, im Probeentnahmesystem, in Messleitungen des Reaktorkühlsystems, in einer Einspeiseleitung des Zusatzboilersystems und über Leitungen des Nuklearen Nachwärmeabfuhrsystems. Demnach können ein Leck in der Entnahmeleitung des Volumenregelsystems im Reaktorgebäude-Ringraum (Ereignisablauf SRENT) und ein Leck in der Einspeiseleitung (SREIN) beim

Versagen von Absperrmaßnahmen zu auslegungsüberschreitenden Bedingungen führen. Diese Lecks resultieren aus Rohrleitungsbrüchen und können daher nicht durch Asymmetrien im elektrischen Eigenbedarf verursacht werden. Eine probabilistische Bewertung aller anderen untersuchten Lecks in Primärkühlmittel-führenden Leitungen außerhalb des Reaktorsicherheitsbehälters, z. B. durch fehlerhaftes Öffnen von Armaturen oder Sicherheitsventilen, wird in der Referenz-PSA als nicht erforderlich erachtet, weil die Sicherheit der Anlage durch diese Lecks nicht gefährdet würde oder die Wahrscheinlichkeit für die Lecks vernachlässigbar ist.

Durch fehlerhaftes Öffnen von Druckhalter-Sprühventilen könnte es zu Drucktransienten kommen. Die Druckhalter-Sprühventile der Kreislaufsprühung sind als Magnetventile im Arbeitsstromprinzip ausgeführt. Die Druckhalter-Sprühventile von Volumenregelsystem und Zusatzboriersystem sind motorgetriebene Mehrwegventile. Es wird davon ausgegangen, dass Asymmetrien im Eigenbedarf die Ansteuerung der Ventile nicht beeinflussen und lediglich die Funktion der Motoren beeinträchtigt sein könnte. Folglich ist nicht mit dadurch verursachten Drucktransienten aufgrund einer Asymmetrie im elektrischen Eigenbedarf zu rechnen.

Durch fehlerhaftes Öffnen der Hochdruckreduzierstation sinken der Füllstand im Druckhalter und damit der Druck im Primärkreis. Daraufhin würden über die Kühlmittelmassenbegrenzung betriebliche Gegenmaßnahmen eingeleitet. Beim Versagen dieser Maßnahmen könnte es zur Auslösung des Primärkreisabschlusses durch den Reaktorschutz kommen. Die Hochdruckreduzierstation ist an das 380-V-D1-Netz und über einen Umformer an eine 220-V-Gleichspannungsverteilung angeschlossen, d. h. eine Beeinträchtigung der Funktion des Regelventils durch eine Asymmetrie im elektrischen Eigenbedarf ist nicht auszuschließen. Es wird davon ausgegangen, dass Asymmetrien im Eigenbedarf die Ansteuerung der Reduzierstation nicht beeinflussen und lediglich die Funktion des Motors beeinträchtigt sein könnte. Folglich ist nicht mit schnellen Drucktransienten aufgrund einer Asymmetrie im elektrischen Eigenbedarf durch Öffnen der Reduzierstation zu rechnen.

5.3.3 Nichtverfügbarkeit der Hauptspeisewasserversorgung

Beim Ausfall der zwei laufenden Hauptspeisewasserpumpen wird die Reservepumpe angefordert. Im Falle des Startversagens der dritten Speisepumpe kommt es zu RESA / TUSA. Erst beim Ausfall aller drei Speisepumpen (3 x 55 %) kommt es zum Aus-

fall der Hauptspeisewasserversorgung (siehe Abb. 5.1). Beim Ausfall von beiden Ölpumpen (2 x 100 %) einer Speisepumpe fällt diese ebenfalls aus.

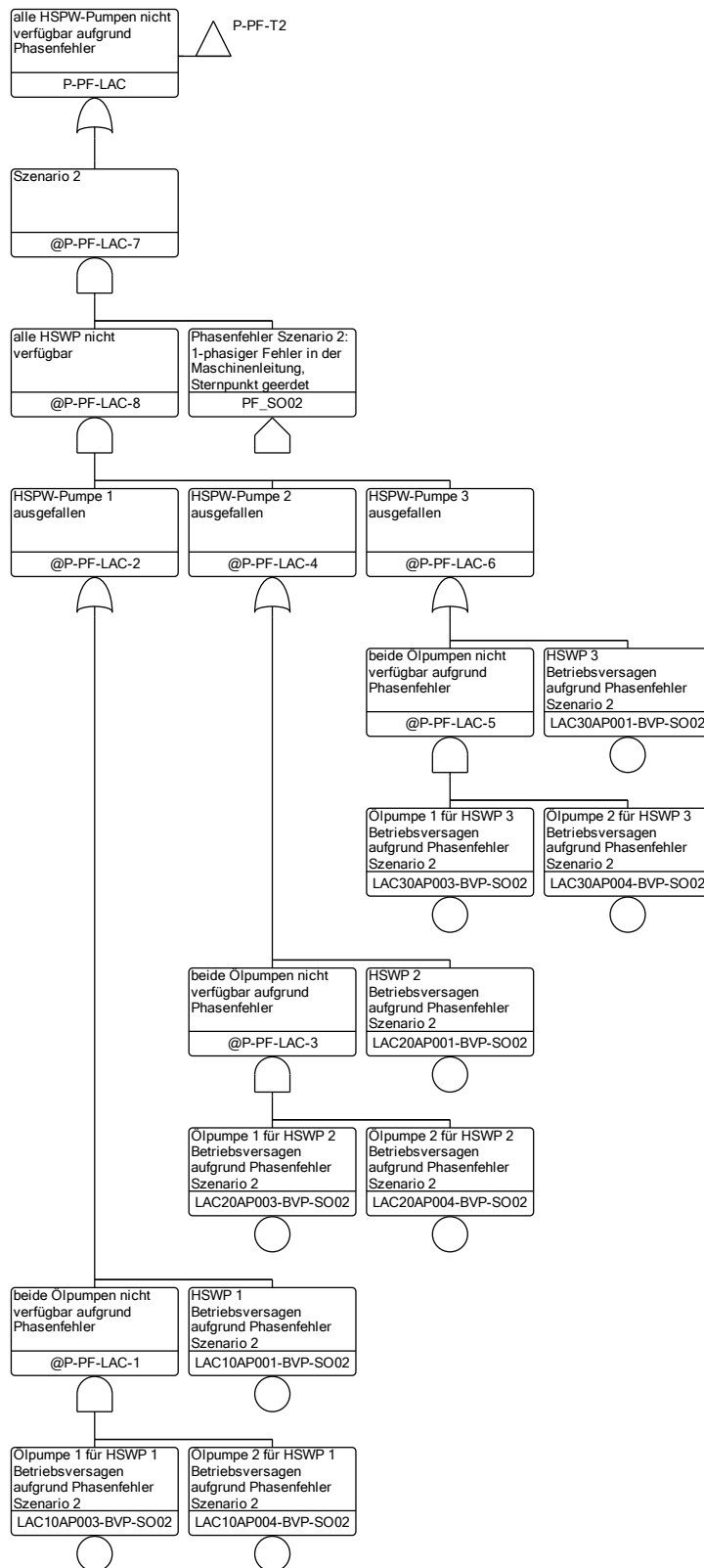


Abb. 5.1 Ausfall aller drei Speisepumpen im Szenario 2 (PF_SO02)

Die Kühlung der Hauptspeisewasserpumpen erfolgt über das Zwischenkühlwassersystem PG. Beim Ausfall von mindestens zwei konventionellen Zwischenkühlpumpen oder der beiden Nebenkühlwasserpumpen kommt es zum gleichzeitigen Ausfall von Hauptspeisewasserversorgung und der Hauptwärmesenke (Transiente T4_PF). Gleiches gilt für den Ausfall aller drei Hauptkondensatpumpen. Diese Fälle werden in Abschnitt 5.3.5 betrachtet. Die Ausfälle des Zwischenkühl- und des konventionellen Nebenkühlwassersystems und des Hauptkondensatsystems können die Transiente T4_PF auslösen und tragen deshalb nicht zur Eintrittshäufigkeit der Transiente T2_PF bei.

Den Fehlerbaum zur Berechnung des TOP-Gatters für die Funktion HSPW- (vgl. Abb. 5.1) zeigt die Abb. 5.2.

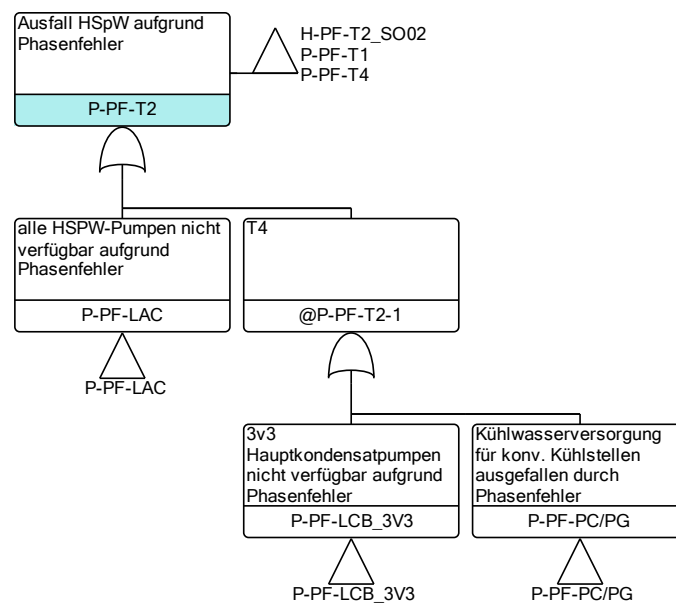


Abb. 5.2 Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung aufgrund eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

5.3.4 Nichtverfügbarkeit der Hauptwärmesenke

Zum Ausfall der Hauptwärmesenke durch eine Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung kann es kommen, wenn alle Hauptkühlwasserpumpen oder beide Kühlturmpumpen oder beide Steuerflüssigkeitspumpen nicht verfügbar sind (siehe Fehlerbaum in der Abb. 5.3).

Die Kühlung des Steuerflüssigkeitssystems erfolgt durch das Zwischenkühlsystem und das konventionelle Nebenkühlwassersystem. Gleiches gilt für den Ausfall aller drei

Hauptkondensatpumpen. Die Ausfälle des Zwischenkühl-, des konventionellen Nebenkühlwassersystems und des Hauptkondensatsystems können die Transiente T4_PF auslösen und tragen deshalb nicht zur Eintrittshäufigkeit der Transiente T3_PF bei.

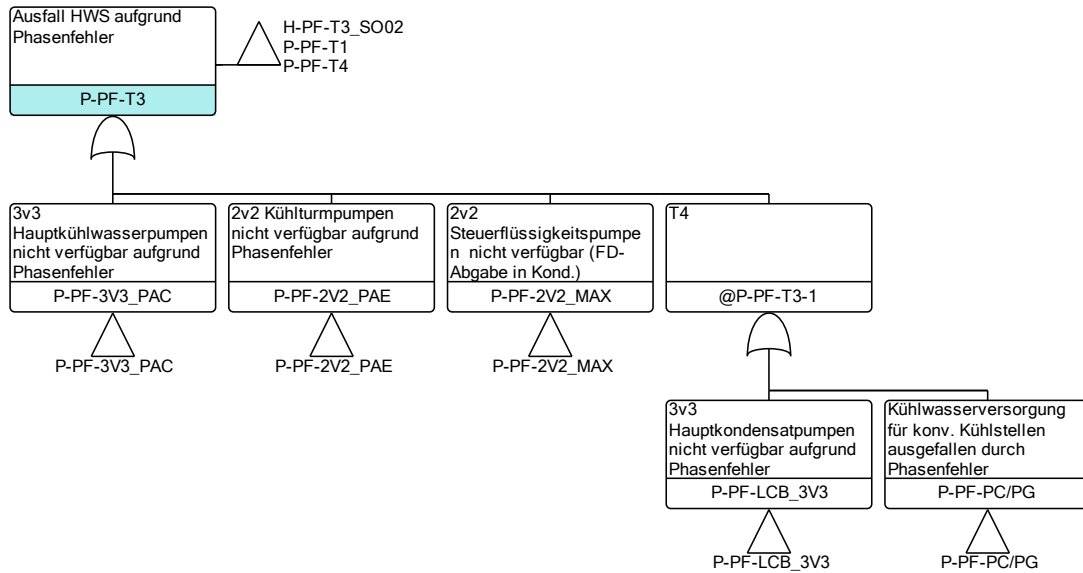


Abb. 5.3 Nichtverfügbarkeit der Hauptwärmesenke aufgrund eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

5.3.4.1 Ausfall aller Hauptkühlwasserpumpen

Beim Ausfall aller Hauptkühlwasserpumpen aufgrund eines Phasenfehlers in der EB-Versorgung ist das Hauptkühlwassersystem nicht verfügbar und es kommt zum Ausfall der Frischdampfumleitstation (FDU) und damit der Hauptwärmesenke (T3_PF). Beim Ausfall von beiden Ölpumpen (2 x 100 %) einer Hauptkühlwasserpumpe fällt diese ebenfalls aus (siehe Abb. 5.4).

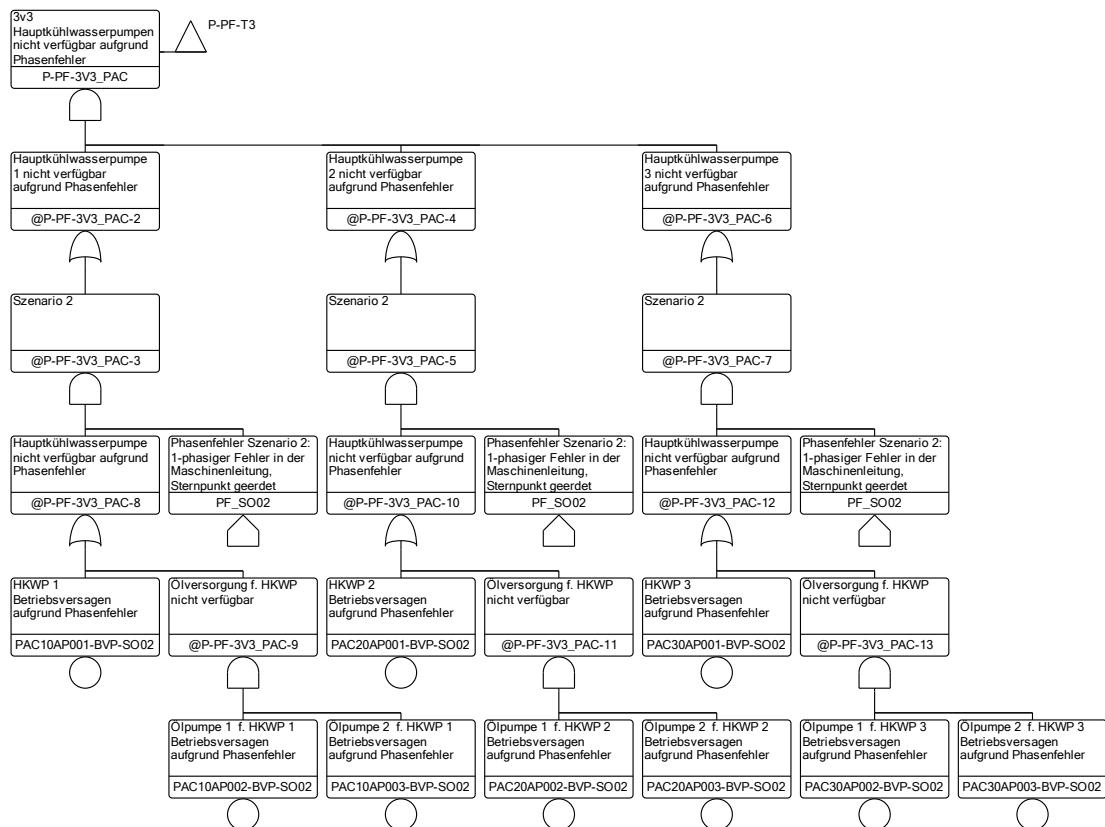


Abb. 5.4 Nichtverfügbarkeit der Hauptkühlwasserpumpen im Szenario 2 (PF_SO02)

5.3.4.2 Ausfall aller Kühlturmpumpen

Wenn beide Kühlturmpumpen ausfallen, kommt es zum Ausfall der Hauptwärmesenke (T3_PF). Dieses auslösende Ereignis ist mit Bezug auf die Referenzanlage nicht realistisch, wird jedoch berücksichtigt, um repräsentativ für andere Anlagen zu sein. Beim Ausfall von beiden Ölpumpen (2 x 100 %) einer Kühlturmpumpe fällt diese ebenfalls aus (siehe Abb. 5.5).

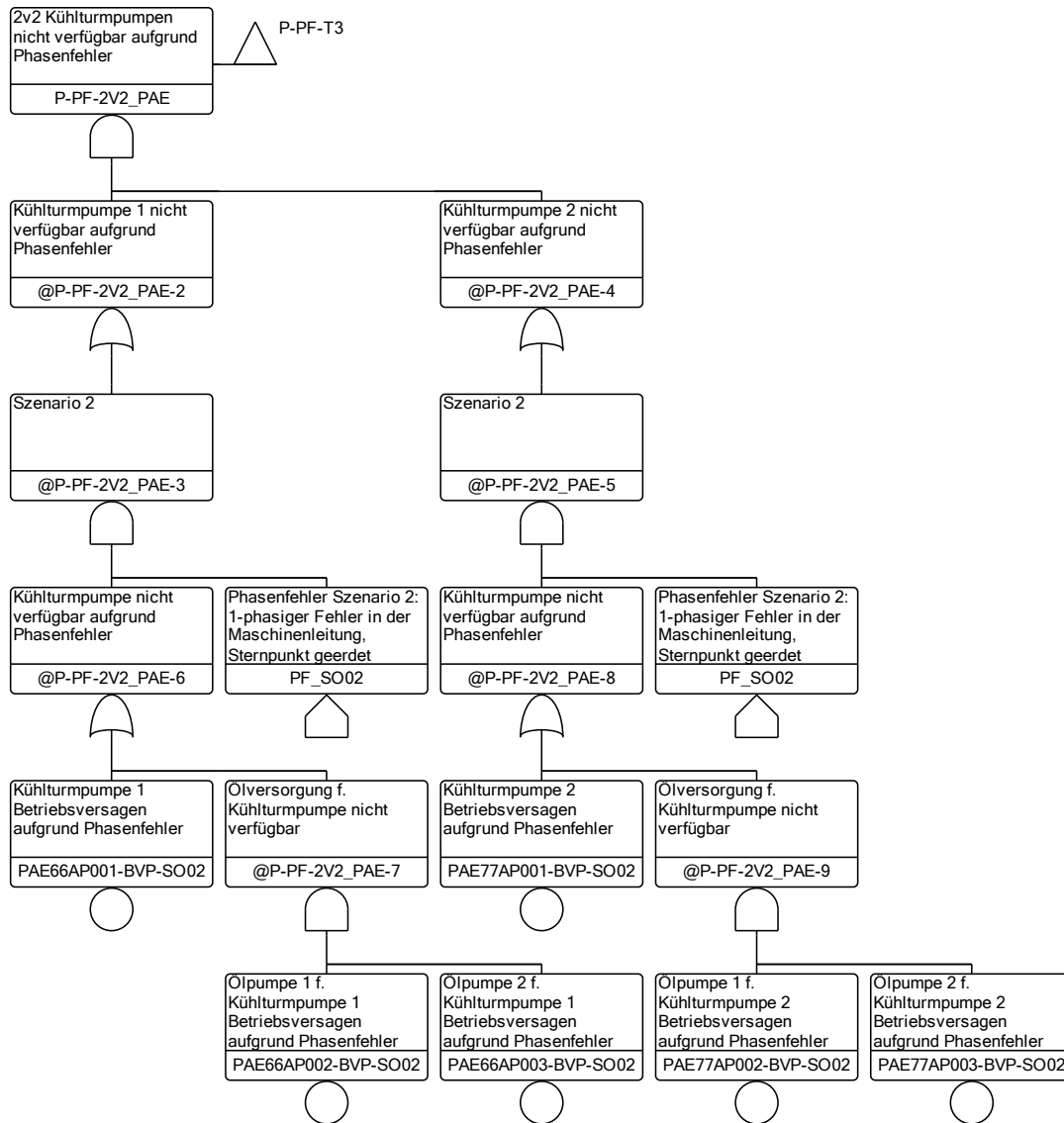


Abb. 5.5 Nichtverfügbarkeit der beiden Kühlturmpumpen im Szenario 2 (PF_SO02)

5.3.4.3 Ausfall aller Steuerflüssigkeitspumpen

Beim Ausfall des Steuerflüssigkeitssystems ist die Frischdampfabgabe in den Kondensator und damit die Hauptwärmesenke ausgefallen (Transiente T3_PF).

Zum Ausfall des Steuerflüssigkeitssystems kommt es beim Ausfall beider Steuerflüssigkeitspumpen (siehe Abb. 5.6). Als Hilfssysteme werden pro Redundante eine Steuerflüssigkeitsumwälzpumpe und ein Dunstgebläse modelliert. Beim Ausfall der Hilfssysteme kommt es ebenfalls zum Ausfall des Steuerflüssigkeitssystems.

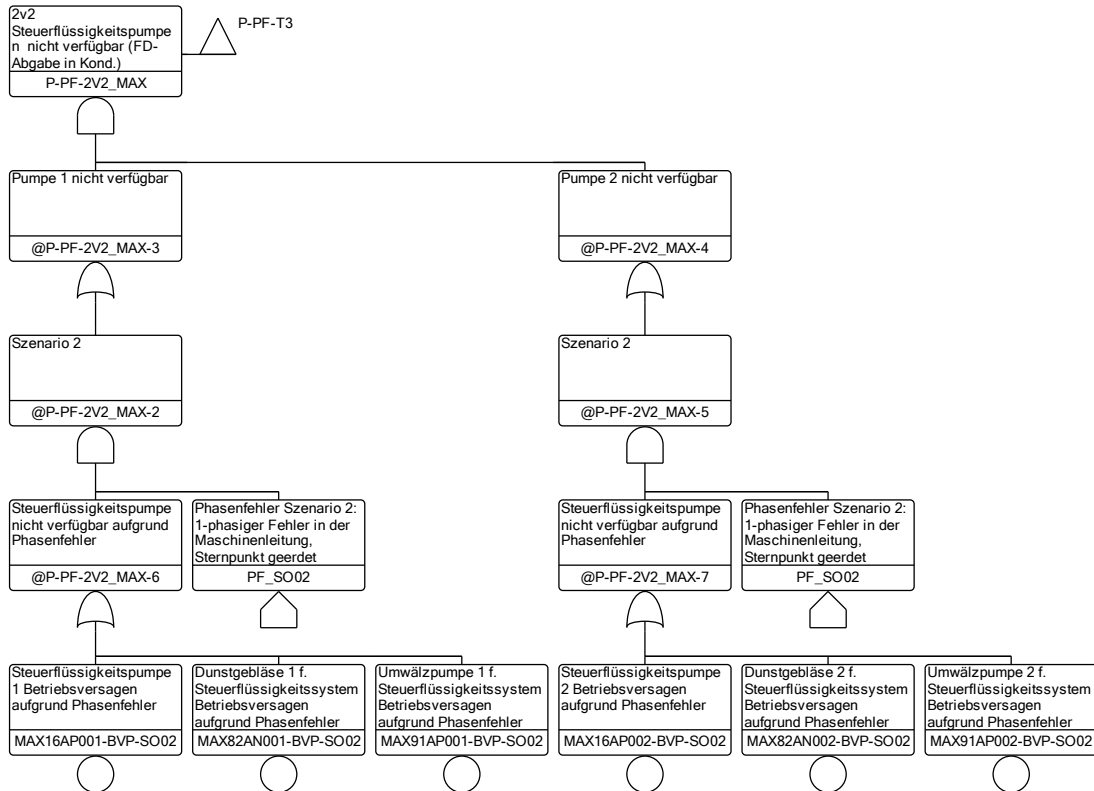


Abb. 5.6 Nichtverfügbarkeit von beiden Steuerflüssigkeitspumpen im Szenario 2 (PF_SO02)

5.3.5 Eintrittshäufigkeit für die Transiente T4_PF

Zur Transiente T4_PF kommt es beim gemeinsamen Ausfall der Hauptwärmesenke und des Hauptspeisewassers. Diese Kombination kann durch den Ausfall aller Hauptkondensatpumpen (Transfergatter P-PF-LCB_3V3) oder den Ausfall der Kühlwasserversorgung von konventionellen Kühlstellen (Transfergatter P-PF-PC/PG) oder den gemeinsamen Ausfall von Systemfunktionen, bei deren kombinierten Ausfall die Transienten T2_PF und T3_PF gleichzeitig ausgelöst werden. Letzteres ergibt sich aus den berechneten Eintrittswahrscheinlichkeiten der Transienten T2_PF und T3_PF (siehe Abschnitte 5.3.3 und 5.3.4) bzw. aus dem Ereignisablauf im Szenario 2 (siehe Abb. 5.1). Der Vollständigkeit halber zeigt die Abb. 5.7 einen Fehlerbaum zur rechnerischen Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit der Transiente T4_PF infolge eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung.

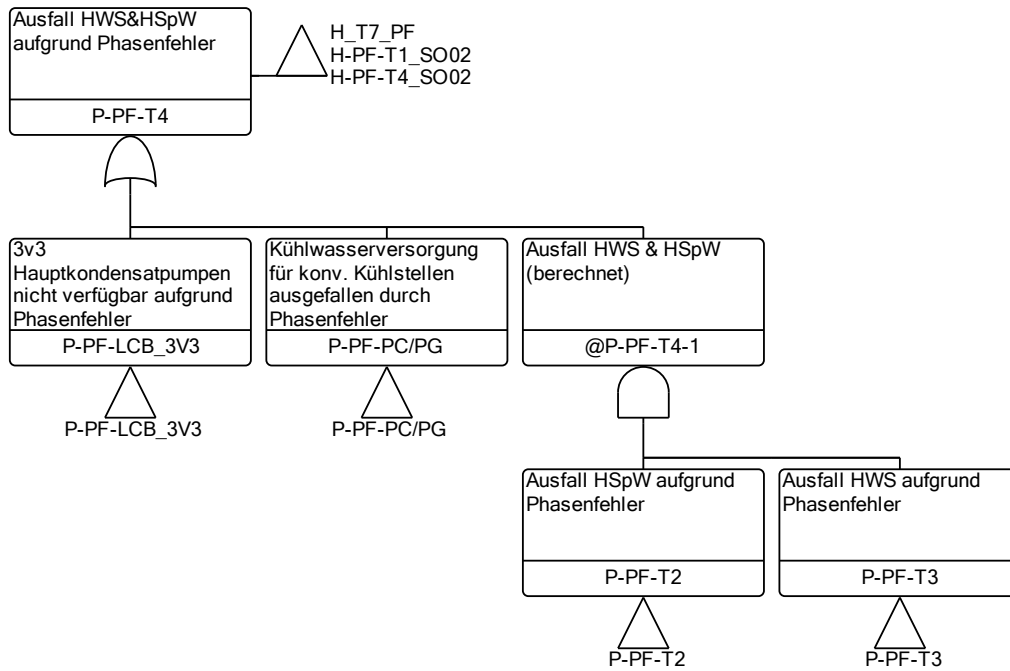


Abb. 5.7 Nichtverfügbarkeit von Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke infolge eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

5.3.5.1 Ausfall aller Hauptkondensatpumpen

Wenn die Hauptkondensatpumpen ausfallen, kommt es zum Ausfall der Speisewasserversorgung und gleichzeitig zum Ausfall der Hauptwärmesenke, weil die Nichtverfügbarkeit des Einspritzwassers zum Verblocken der FDU führt (T4).

Für die Modellierung der Eintrittshäufigkeit wird der Ausfall der Hauptkondensatpumpen infolge des Phasenfehlers berücksichtigt (siehe Abb. 5.8). Die Kühlung der Pumpen erfolgt durch das Zwischenkühlsystem und das konventionelle Nebenkühlwassersystem. Die Nichtverfügbarkeit dieser Systeme wird separat berechnet (siehe Abschnitt 5.3.5.2).

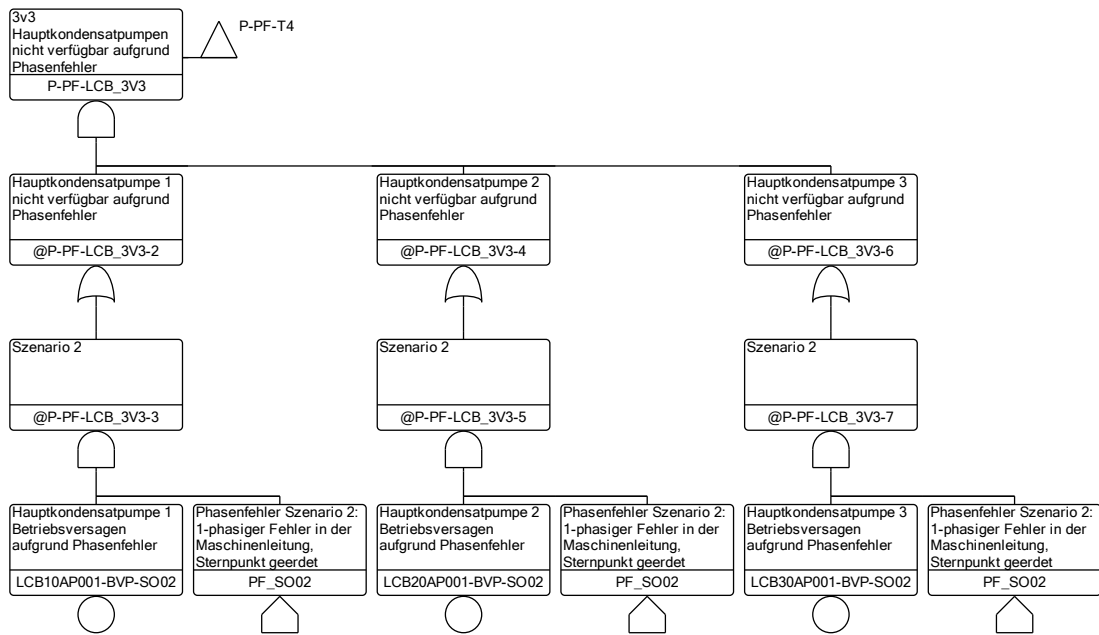


Abb. 5.8 Nichtverfügbarkeit aller drei Hauptkondensatpumpen im Szenario 2 (PF_FO02)

5.3.5.2 Ausfall von mindestens zwei konventionellen Zwischenkühlumpen oder von beiden Nebenkühlwasserpumpen

Durch den Ausfall beider Nebenkühlwasserpumpen kommt es zum Ausfall der Wärmeabfuhr aus dem konventionellen Zwischenkühlsystem PG und anschließend zu dessen Ausfall. Daraufhin werden die Kühlstellen der Hauptkühlwasserpumpen, der Hauptkondensatpumpen und der Hauptspeisewasserpumpen nicht mehr gekühlt und die Pumpen infolge dessen unverfügbar. Es kommt zur Transiente T4_PF.

Durch den Ausfall von mindestens zwei konventionellen Zwischenkühlumpen kommt es u. a. zum Ausfall der Kühlung der Hauptkondensatpumpen und damit zur Transiente T4_PF.

Der Ausfall von mindestens zwei konventionellen Zwischenkühlumpen oder von beiden Nebenkühlwasserpumpen führt zur Nichtverfügbarkeit der Kühlwasserversorgung für konventionelle Kühlstellen (vgl. den Fehlerbaum in der Abb. 5.9).

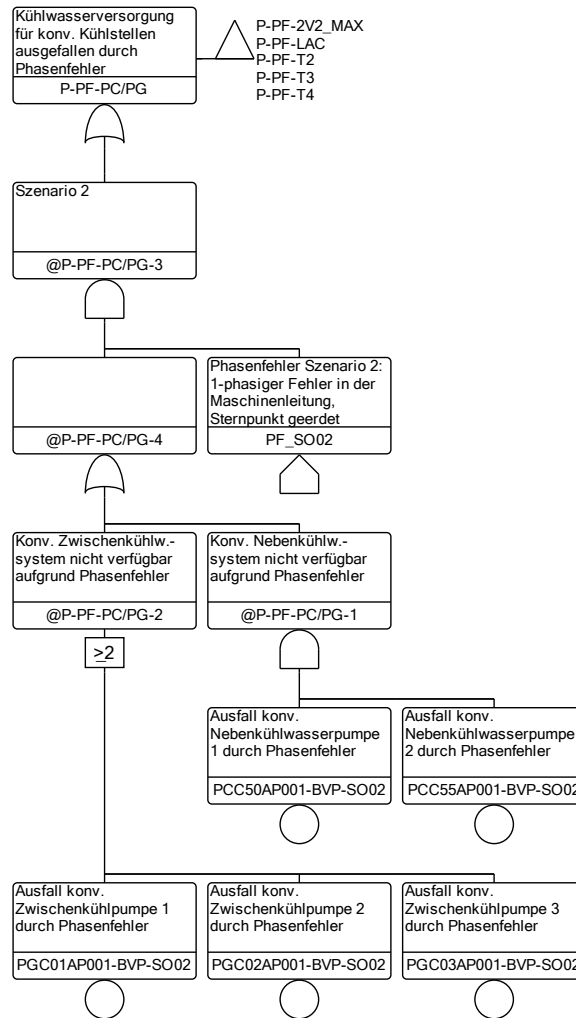


Abb. 5.9 Nichtverfügbarkeit der Kühlwasserversorgung für konventionelle Kühlstellen im Szenario 2 (PF_SO02)

5.3.6 Nichtverfügbarkeit von mindestens 2 von 4 Hauptkühlmittelpumpen

Für die Berechnung der Eintrittshäufigkeit der Transiente T7_PF mit Fehlerbäumen müssen geeignete Vereinfachungen getroffen werden, weil die vollständige Modellierung aller Betriebssysteme, die von der Asymmetrie im elektrischen Eigenbedarf betroffen sind und zum Abschalten von Hand führen könnten, sehr aufwendig und im Rahmen des Vorhabens nicht durchführbar ist. Aus diesem Grund werden nur Ausfälle in Systemen betrachtet, bei deren Nichtverfügbarkeit es zum Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen kommt (siehe Abb. 5.10).

5.3.6.1 Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen

Durch den Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen wird durch das Reaktorschutzkriterium „Drehzahl 2v4 Hauptkühlmittelpumpen < 94 %“ RESA ausgelöst.

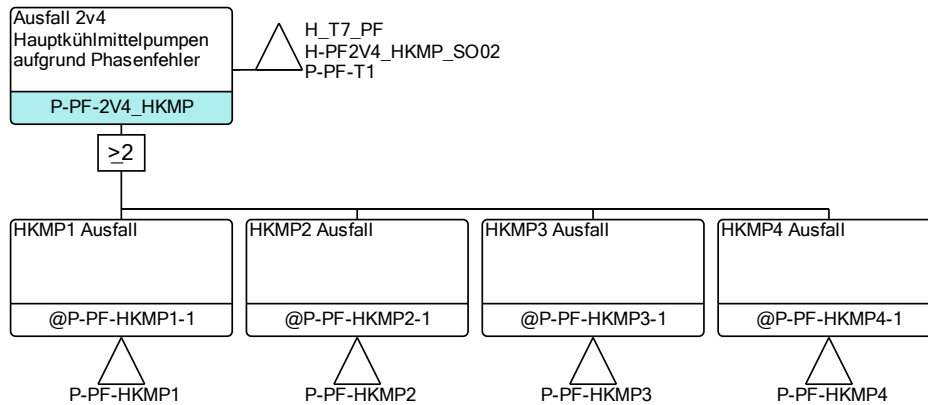


Abb. 5.10 Nichtverfügbarkeit von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen infolge eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

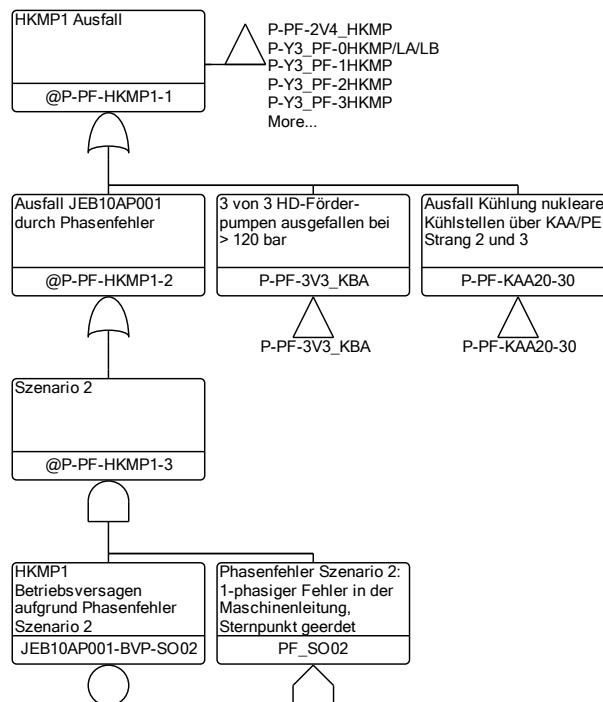


Abb. 5.11 Nichtverfügbarkeit einer Hauptkühlmittelpumpe im Szenario 2 (PF_SO02)

Die Hauptkühlmittelpumpen können direkt von der Asymmetrie in der elektrischen Versorgung betroffen sein, oder aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Hilfssystemen ausfallen (siehe Abb. 5.11). Die Hilfssysteme „Sperrwasserversorgung über das Volumenre-

gelsystem“ (Transfergatter P-PF-3V3_KBA) und „Kühlung der nuklearen Kühlstellen“ (Transfergatter P-PF-KAA20-30) werden vereinfacht modelliert. Der Ausfall der Sperrwasserversorgung oder der Kühlung einer Hauptkühlmittelpumpe kann zu deren Abschaltung bzw. Ausfall führen.

5.3.6.2 Ausfall des Volumenregelsystems

Befindet sich die Anlage im Leistungsbetrieb, so sind in der Regel 1v3 HD-Förderpumpen in Betrieb. Bei Ausfall wird auf die Reservepumpe(n) automatisch umgeschaltet. Wenn die Umschaltung misslingt, werden die vier Hauptkühlmittelpumpen nach Schutzkreisauslösung wegen geringer bzw. fehlender Sperrwasserversorgung abgeschaltet, und es wird RESA ausgelöst. Dieser Ereignisablauf kann nur stattfinden, wenn die Notsperrwasserversorgung der Hauptkühlmittelpumpen konservativ nicht berücksichtigt wird.

Die Fehlerbäume für den Ausfall der HD-Pumpen des Volumenregelsystems wurden aus der Basis-PSA übernommen. Die zusätzliche Ausfallart „Betriebsversagen aufgrund der Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“ (BVP) wurde für alle Pumpen (AP) und Lüfter / Ventilatoren (AN) ergänzt. Die Abb. 5.12 zeigt den Fehlerbaum zur Berechnung der Nichtverfügbarkeit der HD-Förderpumpen infolge eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung.

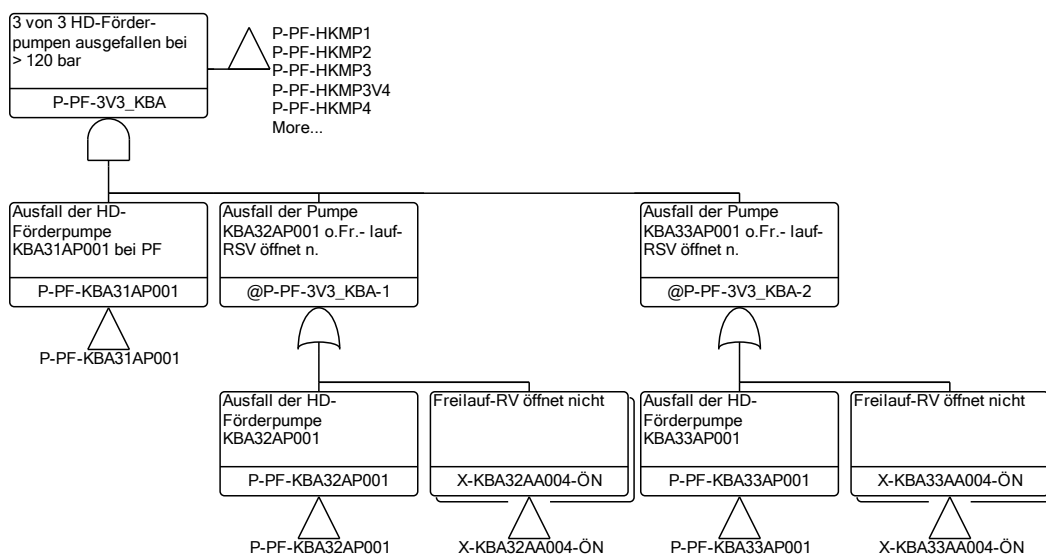


Abb. 5.12 Nichtverfügbarkeit der HD-Förderpumpen infolge eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

5.3.6.3 Ausfall der nukleartechnischen Zwischenkühlkreise

Befindet sich die Anlage im Leistungsbetrieb, dann ist ein Strang des nukleartechnischen Zwischenkühlsystems in Betrieb. Beim Ausfall des sich in Betrieb befindenden Systems wird auf das Stand-By-System umgeschaltet. Wenn die Umschaltung misslingt, werden die Kühlstellen der Hauptkühlmittelpumpen nicht mehr versorgt und diese daraufhin vom Aggregateschutz abgeschaltet. Anschließend erfolgt RESA/TUSA-Auslösung.

Die Fehlerbäume für den Ausfall der Kühlung der nuklearen Kühlstellen über die betrieblichen Stränge 2 oder 3 der Zwischenkühl- und Nebenkühlwassersysteme wurden aus der Basis-PSA übernommen (siehe Abb. 5.13). Die zusätzliche Ausfallart „Betriebsversagen aufgrund der Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“ (BVP) wurde für alle Pumpen (AP) und Lüfter / Ventilatoren (AN) ergänzt.

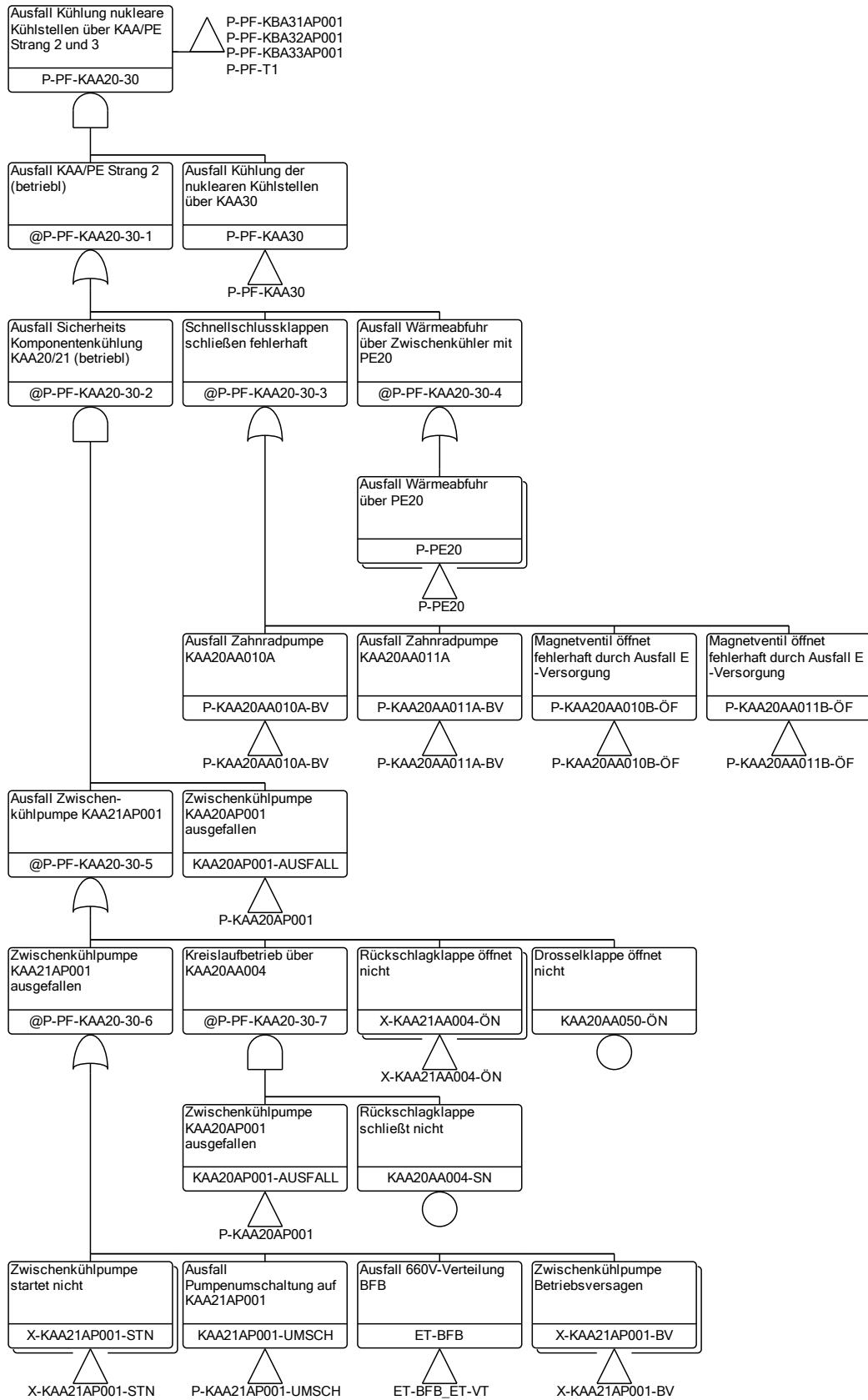


Abb. 5.13 Nichtverfügbarkeit der Kühlung der nuklearen Kühlstellen über der Stränge 2 und 3 des Zwischenkühlsystems und des Nebenkühlwassersystems.

5.3.6.4 Ausfall des gesicherten Nebenkühlwassers

Falls die Wärmeabfuhr über die beiden redundanten Kühlstränge wegen Ausfällen der zugehörigen Nebenkühlwasserpumpen PEC20 oder PEC30 nicht verfügbar ist, kommt es u. a. zum Ausfall der Kühlung der nuklearen Kühlstellen. Die Möglichkeit der betrieblichen Umschaltung zwischen PEC20 und PEC30 wird hierbei nicht berücksichtigt. Dadurch kann es zur Abschaltung der Hauptkühlmittel- und HD-Förderpumpen kommen.

Die Fehlerbäume für den Ausfall der Kühlung der nuklearen Kühlstellen über die betrieblichen Stränge des Nebenkühlwassersystems wurden aus der Basis-PSA übernommen (siehe Abb. 5.14 und Abb. 5.15). Die zusätzliche Ausfallart „Betriebsversagen aufgrund der Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“ (BVP) wurde für alle Pumpen (AP) und Lüfter / Ventilatoren (AN) in den Fehlerbäumen ergänzt.

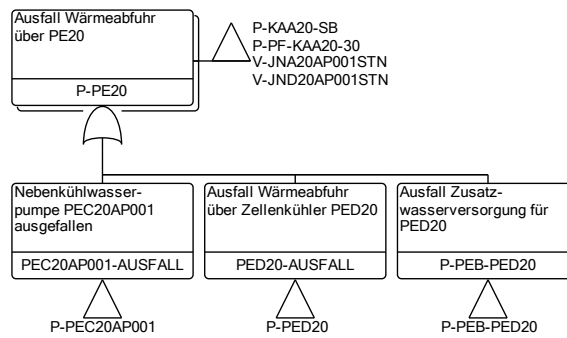


Abb. 5.14 Nichtverfügbarkeit der Wärmeabfuhr über PE20

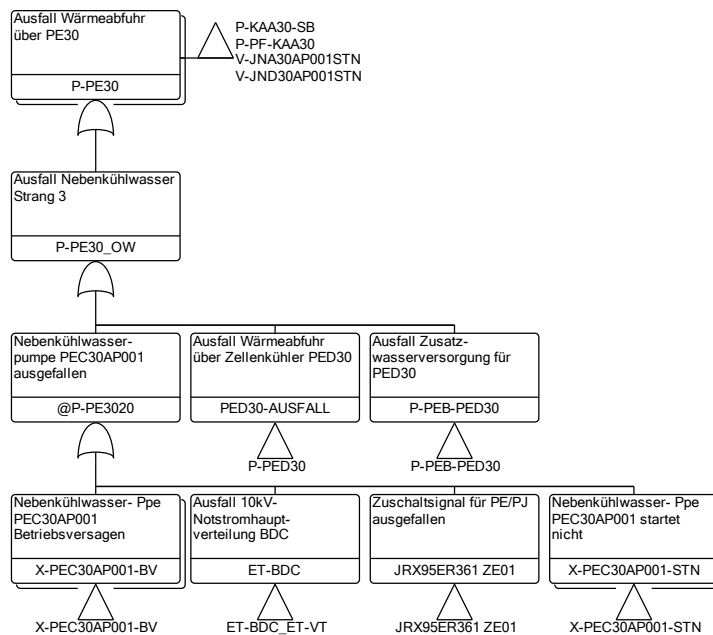


Abb. 5.15 Nichtverfügbarkeit der Wärmeabfuhr über PE30

5.3.6.5 Ausfall der Wärmeabfuhr über eine Redundanz der Zellenkühler

Falls die Wärmeabfuhr über die beiden redundanten Kühlstränge des Nebenkühlwassersystems wegen Ausfällen der Zellenkühler nicht verfügbar ist, kommt es u. a. zum Ausfall der Kühlung der nuklearen Kühlstellen. Dadurch kann es zur Abschaltung der Hauptkühlmittel- und HD-Förderpumpen kommen. Eine Redundanz der Zellenkühler ist ausgefallen, wenn mindestens 3v4 Zellen un verfügbar sind. Zum Ausfall der Zellen kann es durch den Ausfall der Ventilatoren oder der Zellenpumpen kommen.

Die Fehlerbäume für den Ausfall der Wärmeabfuhr über die Zellenkühler der Stränge des Nebenkühlwassersystems wurden aus der Basis-PSA übernommen (siehe Abb. 5.16 bis Abb. 5.18). Die zusätzliche Ausfallart „Betriebsversagen aufgrund der Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“ (BVP) wurde für alle Pumpen (AP) und Lüfter / Ventilatoren (AN) ergänzt.

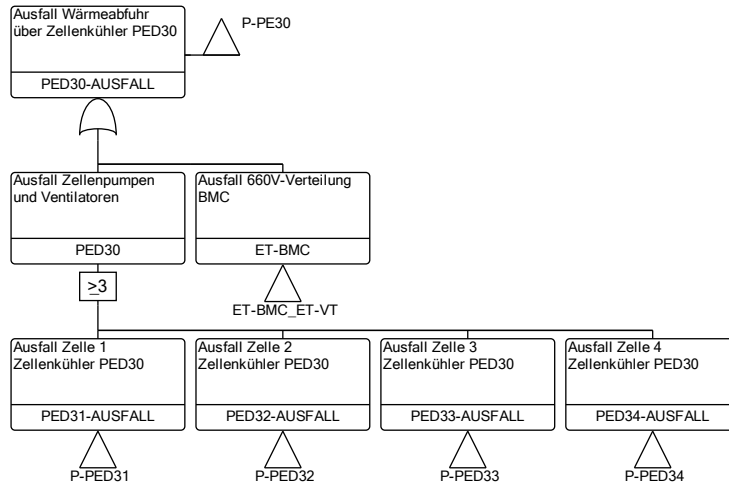


Abb. 5.16 Nichtverfügbarkeit der Wärmeabfuhr über die Zellenkühler PED30

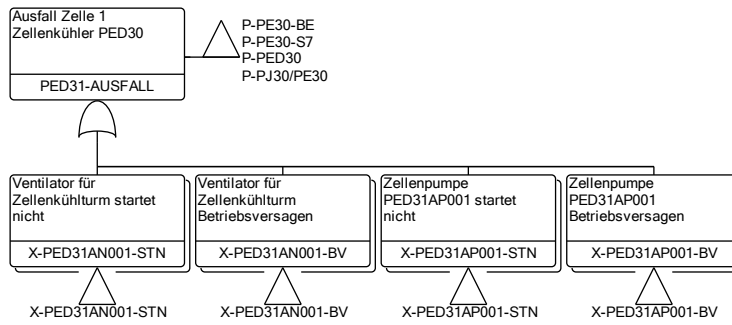


Abb. 5.17 Nichtverfügbarkeit der Zelle 1 des Zellenkühlers PED30

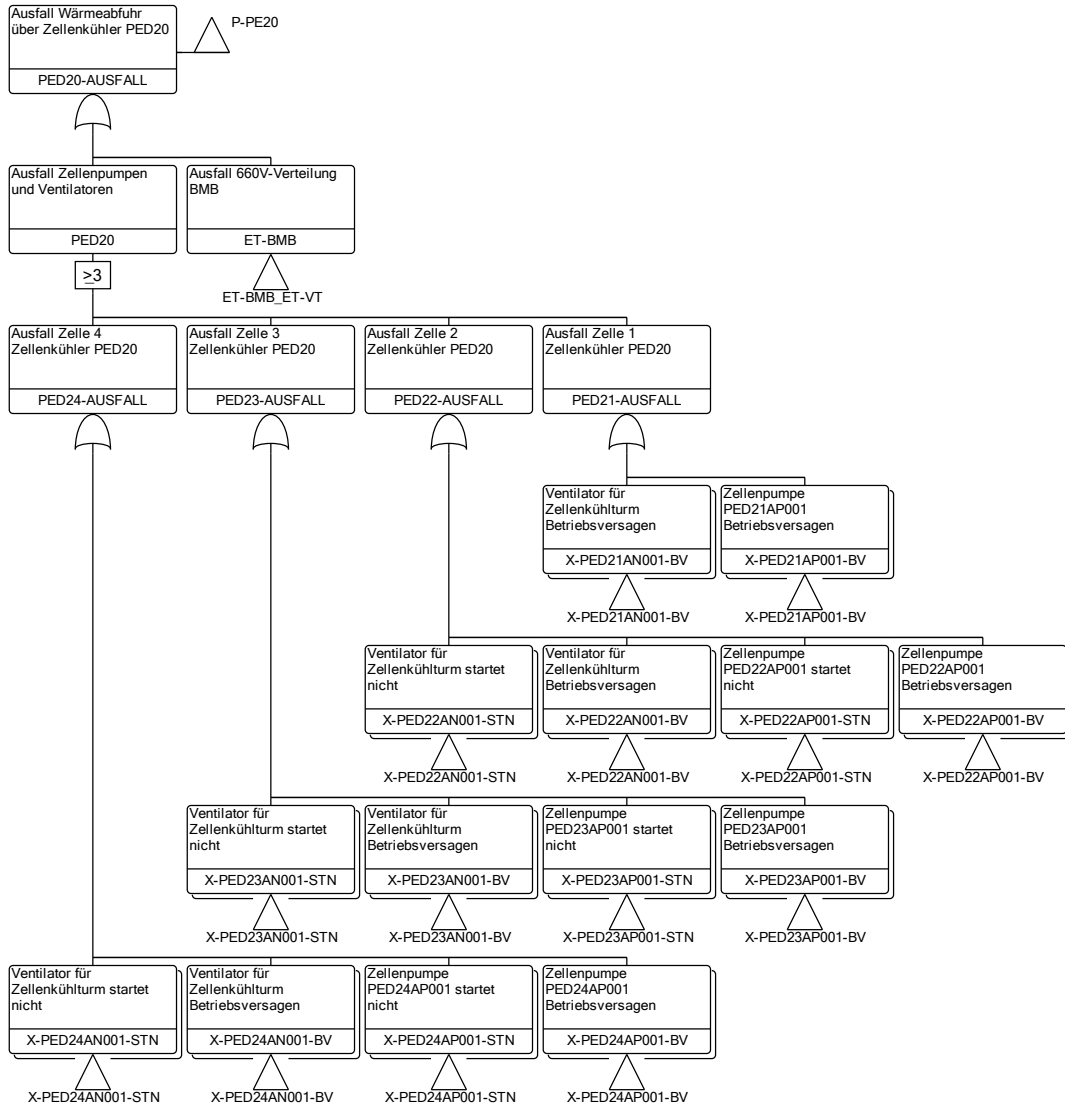


Abb. 5.18 Nichtverfügbarkeit der Wärmeabfuhr über die Zellenkühler PED20

5.3.7 Eintrittswahrscheinlichkeit für eine Trennung vom Hauptnetz (Transienten T2, T3, T4 und T7)

Eine Trennung vom Hauptnetz erfolgt dann, wenn die Funktion EB_HN- nicht verfügbar ist. Für die Modellierung der Wahrscheinlichkeit einer Trennung vom Hauptnetz bzw. der Nichtverfügbarkeit der Eigenbedarfsversorgung über das Hauptnetz wurde aus der Basis-PSA ein Fehlerbaum übernommen. Weil keine zusätzlichen Ausfallarten durch Phasenfehler der Komponenten in dem in der Abb. 5.19 gezeigten Fehlerbaum ermittelt werden konnten, wurden keine zusätzlichen Basisereignisse ergänzt. Deshalb wird die Eintrittswahrscheinlichkeit für eine Trennung vom Hauptnetz infolge eines Phasenfehlers möglicherweise unterschätzt, d. h. die Häufigkeit der Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF und T7_PF wird ggf. überschätzt. Die Modellierung ist jedoch konservativ, weil die Nicht-

verfügbarkeit der Sicherheitsfunktionen bei den Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF und T7_PF größer ist als bei den Transienten T2, T3, T4 und T7. Lediglich die Häufigkeit von Sequenz Nr. 2 in der Abb. 5.1 könnte unterschätzt werden.

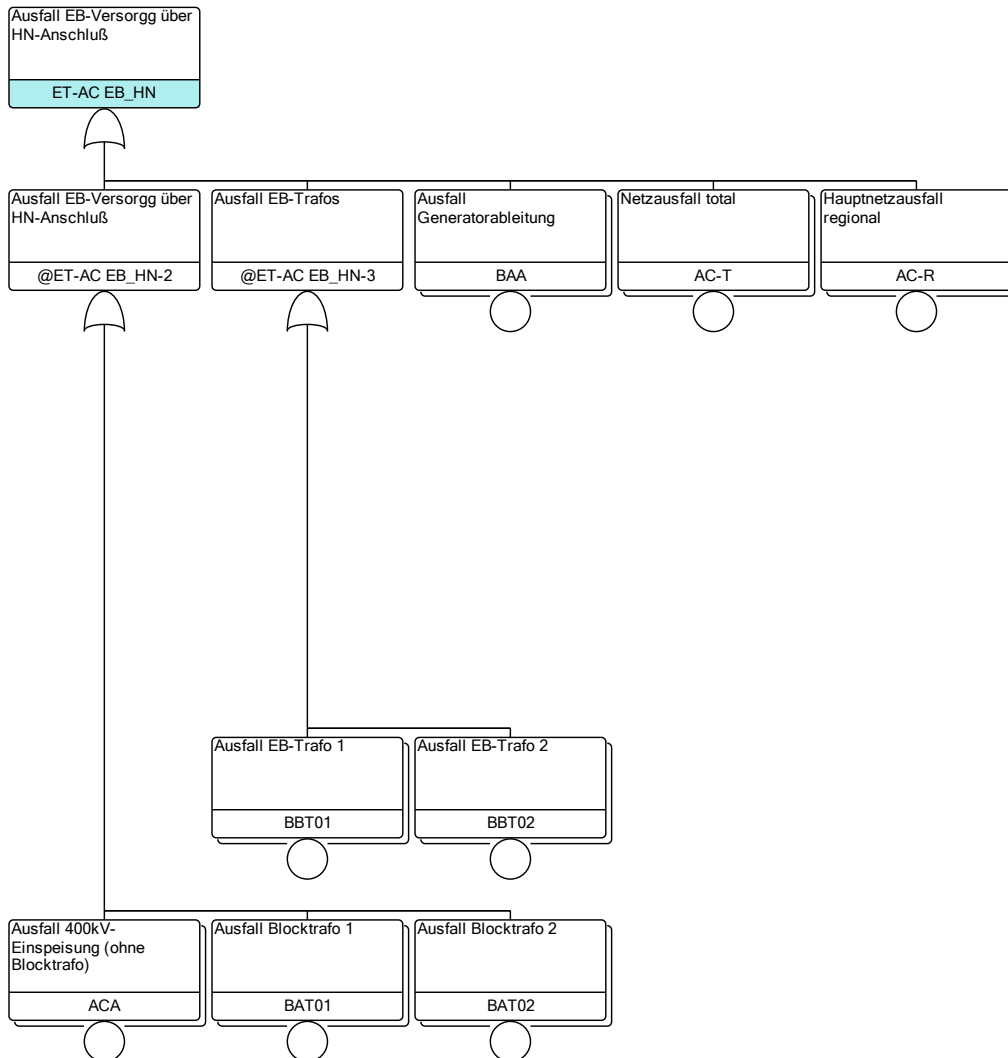


Abb. 5.19 Ausfall der Eigenbedarfsversorgung über den Hauptnetzanschluss (Trennung vom Hauptnetz)

5.4 Ereignisablaufanalyse und Wirksamkeiten

Für die PSA wird davon ausgegangen, dass infolge von redundanzübergreifenden Ausfällen infolge eines Phasenfehlers oder nach erfolgter RESA und TUSA die Anlage in den Zustand „unterkritisch heiß“ abgefahren wird. In diesem Zustand kann sie längerfristig verbleiben, weshalb das weitere Abfahren der Anlage in den Zustand „unterkritisch kalt“ mit der Nachwärmeabfuhr über die Nachkühlketten nicht modelliert wird. Die auslö-

senden Ereignisse infolge von redundanzübergreifenden Ausfällen in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung werden in der PSA mit einem der Ereignisabläufe T2_PF, T3_PF, T4_PF oder T7_PF bzw. bei Trennung vom Hauptnetz mit T2, T3, T4 oder T7 fortgeführt.

5.4.1 Ausfall von mindestens 2v4 Hauptkühlmittelpumpen (T7_PF)

Der Ereignisablauf für den „Ausfall von mindestens 2v4 Hauptkühlmittelpumpen aufgrund Phasenfehler“ (T7_PF) entspricht weitgehend dem Ereignisablauf „Abschalten der Anlage mit eingeschränkter Verfügbarkeit von Sicherheitssystemen“ (T7_BR) der Brand-PSA der Referenzanlage. Allerdings können die Verfügbarkeiten der zur Ereignisbeherrschung benutzten Systemfunktionen durch die Störung in der elektrischen Versorgung eingeschränkt sein. Auch die Notfallmaßnahmen „Sekundärseitiges Druckentlasten“ (SDE) und „Primärseitiges Druckentlasten“ (PDE) können grundsätzlich zur Anwendung kommen. In bestimmten Fällen kann im Verlauf der Transiente T7_PF eine Druckbegrenzung der Dampferzeuger erforderlich sein. Deshalb wurde im Ereignisablaufdiagramm die Systemfunktion Druckbegrenzung der DE nicht erforderlich oder verfügbar (Y3_PF) eingefügt.

5.4.1.1 Ereignisablauf

Beim Ausfall von mind. 2v4 Hauptkühlmittelpumpen aufgrund Phasenfehler wird RESA und TUSA durch folgenden Grenzwert ausgelöst:

- Drehzahl von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen (HKMP) $< 94 \%$

Infolge des Ausfalls von Hauptkühlmittelpumpen verändert sich der Wärmetransport vom Reaktorkern zu den Dampferzeugern.

In den Kühlkreisläufen mit ausgefallenen Hauptkühlmittelpumpen erfolgt eine Umkehr des Kühlmittelmassenstroms in den betroffenen Kühlkreisläufen, falls noch mindestens in einem Kühlkreislauf eine Hauptkühlmittelpumpe in Betrieb ist. Der Kühlmitteldurchsatz in den einzelnen Kühlkreisläufen ist abhängig von der Anzahl der noch in Betrieb befindlichen Hauptkühlmittelpumpen. Der Durchsatz erhöht sich etwas in den Kühlkreisläufen mit laufenden Hauptkühlmittelpumpen. Der Durchsatz wird negativ in den Kühlkreisläufen mit ausgefallenen Hauptkühlmittelpumpen. Die Größe des negativen Durchsatzes in einem Kühlkreislauf mit ausgefallenen Hauptkühlmittelpumpen ist abhängig von der Anzahl der Kühlkreisläufe mit laufenden Hauptkühlmittelpumpen. Je geringer die Anzahl

der Kühlkreisläufe mit laufenden Hauptkühlmittelpumpen ist, desto kleiner ist der negative Kühlmitteldurchsatz in den Kühlkreisläufen mit ausgefallenen Hauptkühlmittelpumpen. Die Veränderungen der Durchsätze in den einzelnen Kühlkreisläufen infolge von ausgefallenen Kühlkreisläufen hat einen großen Einfluss auf die Verteilungen des Transports der im Kern erzeugten Wärme zu den einzelnen Dampferzeugern. Der Wärmetransport erfolgt im Wesentlichen zu den Dampferzeugern in den Kühlkreisläufen mit laufenden Hauptkühlmittelpumpen. Der Wärmetransport in den Kühlkreisläufen mit ausgefallenen Hauptkühlmittelpumpen ist gering einerseits wegen der geringen Kühlmitteldurchsätze und andererseits wegen der negativen Durchsätze, die in den Kühlkreisläufen mit laufenden Hauptkühlmittelpumpen abgekühltes Kühlmittel aus dem Downcomer des Reaktordruckbehälters in die Dampferzeuger führen.

Wenn aufgrund eines Phasenfehlers alle Hauptkühlmittelpumpen ausfallen, erfolgt nach dem Auslaufen der Hauptkühlmittelpumpen die Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkern unter Naturumlaufbedingungen.

Infolge des Auftretens von einem Phasenfehler können neben den Hauptkühlmittelpumpen auch Komponenten des Sekundärkreises betroffen sein d. h. es kann zum Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung und/oder der Hauptwärmesenke kommen (Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF). Die Ereignisabläufe für diese Transiente werden in den Abschnitten 5.4.2, 5.4.3 und 5.4.4 beschrieben.

Wenn die Mindestanforderungen an die Funktion der Hauptwärmesenke erfüllt sind, wird die in den Dampferzeugern übertragene Wärmeleistung im Turbinenkondensator an das Hauptkühlwasser übertragen und das Kondensat von den Kondensatpumpen in den Speisewasserbehälter gefördert. Die Frischdampfumleitstation (FDU) begrenzt dabei den Frischdampfdruck auf 79 bar.

Die Bespeisung der Dampferzeuger erfolgt über die betriebliche Speisewasserversorgung, wenn die Mindestanforderung an die Funktion der betrieblichen Speisewasserversorgung nach erfolgter Reaktorschnellabschaltung erfüllt ist. Die Bespeisung erfolgt dann entweder über eine Speisewasserpumpe oder eine An- und Abfahrpumpe. Die betriebliche Bespeisung kann allerdings nur aufrechterhalten bleiben, solange ausreichend Deionat im Speisewasserbehälter verfügbar ist. Danach muss die Bespeisung der Dampferzeuger von den Notspeisepumpen übernommen werden.

Die Zuschaltung der An- und Abfahrpumpen erfolgt über die folgenden Kriterien:

- Reaktoraustrittstemperatur $> 100\text{ °C}$ UND Dampferzeuger-Füllstand $< 9,0\text{ m}$,
- Reaktoraustrittstemperatur $> 100\text{ °C}$ UND beide An- und Abfahrpumpen AUS UND 3 Hauptspeisepumpen AUS ODER deren zugeordneter Druckschieber NICHT AUF.

Wenn mindestens eine An- und Abfahrpumpe anläuft, die Bespeisung eines Dampferzeugers über die Schwachlastregelstrecke gewährleistet ist und die Frischdampfabfuhr des bespeisten Dampferzeugers über den Frischdampfsammler und über die Frischdampfumleitstation verfügbar ist, stabilisiert sich die Anlage nach Ablauf der oben beschriebenen automatischen Maßnahmen im Zustand „unterkritisch heiß“. Bei einer Unverfügbarkeit des Frischdampfsammlers für den bespeisten Dampferzeuger bzw. der Frischdampfumleitstation muss der Frischdampf entweder über das dem bespeisten Dampferzeuger zugeordnete Abblaseregelventil oder Sicherheitsventil abgeführt werden. In diesem Fall erfolgt ein kontinuierlicher Deionatverlust aus dem Speisewasser- und Deionatbehälter. Dieser Verlust wird über die Rückkopplung zum Primärkreislauf und den vorgelagerten FDU-Sollwert gestoppt, da die FD-Abblasestation geschlossen wird. Da hier die Frischdampfumleitstation konservativ als nicht verfügbar angenommen wird, folgt ein dauerhafter Verlust des Frischdampfes. Wenn der Füllstand im Speisewasserbehälter $0,4\text{ m}$ unterschreitet, werden die in Betrieb befindlichen An- und Abfahrpumpen abgeschaltet.

Falls die Mindestanforderung an die Funktion der betrieblichen Speisewasserversorgung nach erfolgter Reaktorschnellabschaltung nicht erfüllt ist, muss die Bespeisung der Dampferzeuger von den Notspeisepumpen übernommen werden. Beim Ausfall der betrieblichen DE-Bespeisung fällt der DE-Füllstand, bis bei einem Füllstand von $< 5\text{ m}$ das Notspeisesystem angefordert wird. Wenn die Frischdampfabfuhr des bespeisten Dampferzeugers über den Frischdampfsammler und über die Frischdampfumleitstation verfügbar ist, steigt durch die Kondensation von Frischdampf das Deionatinventar im Turbinenkondensator und Speisewasserbehälter und somit der Füllstand im Speisewasserbehälter, bis bei einem Füllstand im Speisewasserbehälter $> 3,2\text{ m}$ die Hauptkondensatpumpen abgeschaltet werden. Damit steht das für den Betrieb der Frischdampfumleitstation nötige Einspritzwasser nicht mehr zur Verfügung und die Frischdampfumleitstation wird unverfügbar. Dies ist gleichbedeutend mit dem Verlust der Hauptwärmesenke. In diesem Fall muss der Frischdampf aus einem bespeisten Dampferzeuger bei einem verfügbaren Frischdampfsammler über ein Abblaseregelventil oder Dampferzeugersicher-

heitsventil abgeführt werden bzw. bei einem nicht verfügbaren Frischdampfsammler entweder über das dem bespeisten Dampferzeuger zugeordnete Abblaseregelventil oder Sicherheitsventil. Die Bespeisung eines Dampferzeugers mit einem Notspeisesystem und die Frischdampfabfuhr aus diesem Dampferzeuger reicht aus die Nachwärme aus dem Reaktorkern zu einer Wärmesenke abzuführen.

Abhängig von den Strömungsverhältnissen im Primärkreis (erzwungene Konvektion durch den Betrieb von Hauptkühlmittelpumpen bzw. Naturumlauf) und die Durchströmung des bespeisten Dampferzeugers stellt sich im Primärkreis eine Kühlmitteltemperatur ein, die im Vergleich zur Sättigungstemperatur bei den Ansprechdrücken der Abblaseventile bzw. Dampferzeugersicherheitsventile wesentlich erhöht ist. Aufgrund dieser erhöhten Temperatur kann der Druck in den Dampferzeugern über den 1,3fachen Auslegungsdruck steigen, wenn in diesen Dampferzeuger keine Druckbegrenzung funktionsfähig ist. In der Tab. 5.7 ist für die möglichen Kombinationen von verfügbaren Hauptkühlmittelpumpen, Bespeisung von einzelnen Dampferzeugern und der Frischdampfabfuhr aus diesen Dampferzeuger aufgezeigt, in welchen Fällen eine Druckbegrenzung (Y3_PF) erforderlich ist um eine Überschreitung des 1,3-fachen Auslegungsdruck in Dampferzeugern ohne Frischdampfabfuhr zu vermeiden. Die Angaben für eine notwendige Druckbegrenzung (Y3_PF) in der Tab. 5.7 wurden nicht mit thermohydraulischen Analysen für die Referenzanlage bestimmt, sondern aus Analysen für eine Vorkonvoianlage abgeleitet.

5.4.1.2 Modellierung in der PSA

Wie in der Basis-Leistungs-PSA für die Transiente T2 werden im Ereignisablauf T7_PF die Sicherheitsfunktionen Reaktorschnellabschaltung (Funktion RESA), Verfügbarkeit des FD-Sammlers bei Ausfall Hauptspeisewasser (Funktion B2), FD-Abgabe bei Ausfall Hauptspeisewasser (Funktion Y2), DE-Bespeisung bei Transienten (Funktion LA) und strangzugeordnete DE-Bespeisung und FD-Abgabe bei Transienten (Funktion LA/LB) zur Beherrschung des Störfalls angefordert. Zusätzlich wird die Sicherheitsfunktion Dampferzeuger-Druckbegrenzung bei Ausfall von mindestens zwei HKMP (Funktion Y3_PF) eingeführt. Bei Versagen der Maßnahmen und Erreichen des Gefährdungszustands werden die Notfallmaßnahmen Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen (Funktion SDE) und Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen (Funktion PDE) berücksichtigt. Bei deren Versagen von SDE und PDE kommt es zu einem Kernschadenszustand. Zur Verhinderung einer frühzeitigen Freisetzung von Radionukliden wird der

lüftungstechnische Sicherheitsbehälter (SB)-Abschluss (Reaktorgebäude-Innenraum) berücksichtigt (Funktion C).

Der Ausgangszustand für den Ereignisablauf T7_PF (Code HKMP2V4-) wird über den Ausfall von mindestens zwei HKMP und keiner Trennung der Eigenbedarfsversorgung vom Hauptnetz (EB_HN-) bestimmt.

Im Folgenden wird das Ereignisablaufdiagramm T7_PF beschrieben. Ein Ereignisablaufdiagramm gibt generell eine Übersicht zu möglichen Ereignispfaden, in denen Funktionen entweder funktionieren (Abzweigung nach oben) oder ausfallen (Abzweigung nach unten). Jeder Ereignispfad führt zu einem entsprechenden Anlagenzustand.

Bei einem Ausfall von mindestens zwei HKMP aufgrund Phasenfehlers wird vom Reaktorschutz RESA ausgelöst. Beim Ausfall der Reaktorschnellabschaltung (Funktion RESA) wird der Anlagenzustand ATWS und SZ_A (Schadenszustand mit Ausfall der RESA) erreicht.

Die Nachwärmeabfuhr nach der erfolgreichen RESA erfolgt über die Hauptwärmesenke. Dazu ist die Verfügbarkeit des Frischdampfsammlers erforderlich (Funktion B2). Zur Frischdampfabgabe stehen die FDU, die vier Frischdampf-Abblasestationen und/oder die Frischdampf-Sicherheitsventile zur Verfügung (Funktion Y2). Vom Frischdampfsammler wird der Frischdampf über die Frischdampf-Umleitstation (FDU) in den Kondensator geleitet. Bei nicht verfügbarer FDU erfolgt die Wärmeabfuhr über mindestens eine Frischdampf-Abblasestation oder ein Sicherheitsventil. Falls die Frischdampfabgabe nicht verfügbar ist, kann die Nachwärme nicht mit den vorgesehenen Sicherheitsfunktionen (Funktion Y2) abgeführt werden. Damit wird ein Gefährdungszustand erreicht. Die Notfallmaßnahme „Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion SDE) kann nicht durchgeführt werden, da die Einleitungskriterien für die SDE, 4v4 DE Füllstände kleiner 4 m oder Ausfall der Notstromversorgung über das D1 und D2 Netz, nicht erreicht werden. Ein Kernschadenszustand kann durch die erfolgreiche Durchführung der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion PDE ohne vorher eingeleitetes SDE) verhindert werden, wenn die Druckspeicher und mindestens eine Nachkühlpumpe trotz Phasenfehler verfügbar sind. Bei erfolgreicher PDE werden die beherrschten Zustände Y2 und Y2-C abhängig vom erfolgreichen lüftungstechnischen Gebäudeabschluss erreicht. Bei erfolgloser PDE wird der Kernschadenszustand Y1-PDE erreicht.

Um die Anlage bei verfügbarem Frischdampfsammler (Funktion B2) und verfügbarer Frischdampfabgabe (Funktion Y2) in einen sicheren Anlagenzustand zu überführen, muss die Bespeisung der Dampferzeuger mit den betrieblichen Systemen (Schwachlaststränge, An- und Abfahrpumpen, Deionatversorgung) oder mit dem Notspeisesystem sichergestellt sein (Funktion LA). Wenn die Maßnahme Abkühlen über die Frischdampf-Abblasestation bei Bespeisung der Dampferzeuger mit betrieblichen Systemen und dem Notspeisesystem nicht möglich ist, tritt ein Gefährdungszustand ein. Ein Kernschadenzustand kann durch die erfolgreiche Durchführung der Notfallmaßnahmen „Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion SDE) oder „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion PDE) verhindert werden. Bei erfolgloser SDE und PDE wird der Kernschadenzustand LA-SDE-PDE erreicht. Die Notfallmaßnahme „Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion SDE) kann kreditiert werden, da wegen dem vollständigen Ausfall der Dampferzeugerbespeisung und der Verfügbarkeit der Frischdampfabgabe über den Frischdampf-Sammler ein Einleitungskriterium für die SDE „4v4 DE Füllstände kleiner 4 m“ erreicht wird. Bei erfolgreicher SDE wird der beherrschten Zustand LA erreicht. Bei einer erfolglosen SDE kann ein Kernschadenzustand durch die erfolgreiche Durchführung der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion PDE mit vorher eingeleitetem, aber erfolglosem SDE) verhindert werden, wenn eine Sicherheitseinspeisepumpe trotz Phasenfehler verfügbar ist. Bei erfolgreicher PDE werden die beherrschten Zustände LA-SDE und LA-SDE-C abhängig von einem erfolgreichen Lüftungstechnischen Gebäudeabschluss erreicht. Bei erfolgloser PDE wird der Kernschadenzustand LA-SDE-PDE erreicht.

Ist der Frischdampfsammler und damit die Hauptwärmesenke nicht verfügbar (Ausfall der Funktion B2), muss die Frischdampfabgabe und eine Bespeisung der Dampferzeuger strangzugeordnet erfolgen (Funktion LA/LB) erfolgen. Zusätzlich ist eine Dampferzeuger-Druckbegrenzung (Funktion Y3_PF) abhängig von der Anzahl der Dampferzeuger ohne erzwungene Durchströmung mit aktiver HKMP und strangzugeordneten Frischdampfabgabe und Bespeisung erforderlich. Die Tab. 5.7 weist die Kombinationen von verfügbaren HKMP und strangzugeordneten Frischdampfabgabe und Bespeisung der Dampferzeuger ohne erzwungene Durchströmung dieser Dampferzeuger aus, bei denen Druckbegrenzungen in den Dampferzeugern erforderlich sind. Der Frischdampfsammler steht nicht zur Verfügung, wenn z. B. durch eine fehlerhafte Auslösung von DAF1 ein Schließen der Frischdampf-Abschlussarmaturen veranlasst wird. Infolge dessen sind die vier Dampferzeuger frischdampfseitig nicht mehr verbunden. Folglich müssen die Bespeisung der Dampferzeuger und die Frischdampfabgabe strangzugeordnet

erfolgen. Die Bespeisung eines Dampferzeugers kann mit den betrieblichen Systemen (entsprechender Schwachlaststrang, An- und Abfahrpumpen, Deionatversorgung) oder mit dem entsprechenden Strang des Notspeisesystems erfolgen. Die gesamte Nachwärme kann über einen Dampferzeuger abgeführt werden. Bei einer erfolgreichen erforderlichen Dampferzeugerdruckbegrenzung wird der beherrschte Zustand B2 erreicht. Beim Ausfall der erforderlichen Druckbegrenzung in den Dampferzeugern (Funktion Y3_PF) kann der Versagensdruck der Sekundärseite (1,3-facher Auslegungsdruck) überschritten werden und es wird in der PSA ein Gefährdungszustand erreicht.

Ein Kernschadenzustand kann durch die erfolgreiche Durchführung der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion PDE ohne vorher eingeleitetem SDE) verhindert werden. Die Notfallmaßnahme „Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion SDE) kann nicht kreditiert werden, da die Einleitungskriterien für die SDE „4v4 DE Füllstände kleiner 4 m“ oder „Ausfall der Notstromversorgung über das D1 und D2 Netz“ nicht erreicht werden. Ein Kernschadenzustand kann durch die erfolgreiche Durchführung der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion PDE) verhindert werden, wenn eine Sicherheitseinspeisepumpe trotz Phasenfehler verfügbar ist. Bei erfolgreicher PDE werden die beherrschten Zustände B2-Y3_PF und B2-Y3_PF-C abhängig von einem erfolgreichen lüftungstechnischen Gebäudeabschluss erreicht. Bei erfolgloser PDE wird der Kernschadenzustand B2-Y3_PF-PDE erreicht.

Beim einem nicht verfügbaren Frischdampfsammler und einem Ausfall der strangzugeordneten Frischdampfabgabe und Bespeisung der Dampferzeuger (Funktion LA/LB) fällt die Nachwärmeabfuhr über die Sekundärseite aus und es wird ein Gefährdungszustand erreicht. Ein Kernschadenzustand kann durch die erfolgreiche Durchführung der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion PDE ohne vorher eingeleitetem SDE) verhindert werden. Die Notfallmaßnahme „Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (Funktion SDE) kann nicht durchgeführt werden, da die Einleitungskriterien für die SDE „4v4 DE Füllstände kleiner 4 m“ oder „Ausfall der Notstromversorgung über das D1 und D2 Netz“ nicht erreicht werden. Bei erfolgreicher PDE werden die beherrschten Zustände B2-LA/LB und B2-LA/LB-C abhängig von einem erfolgreichen lüftungstechnischen Gebäudeabschluss erreicht. Bei erfolgloser PDE wird der Kernschadenzustand B2-LA/LB-PDE erreicht.

Die elektrische Versorgung des Eigenbedarfs wird durch Setzen der House Events ET-VT und EBV im PSA-Modell berücksichtigt. Die zusätzliche Nichtverfügbarkeit von

elektrischen Verbrauchern der Sicherheitssysteme wird durch das Setzen des House Events PF_SO02 berücksichtigt.

5.4.2 Ausfall Hauptspeisewasser aufgrund Phasenfehler (T2_PF)

Der Ereignisablauf für einen „Ausfall des Hauptspeisewassers aufgrund Phasenfehler“ (T2_PF) entspricht weitgehend dem Ereignisablauf „Ausfall Hauptspeisewasser“ (T2) der Basis-Leistungs-PSA. Allerdings können die Verfügbarkeiten der zur Ereignisbeherrschung benutzten Systemfunktionen durch die Störung in der elektrischen Versorgung eingeschränkt sein. Auch die Notfallmaßnahmen der Leistungs-PSA „Sekundärseitiges Druckentlasten“ (SDE) und „Primärseitiges Druckentlasten“ (PDE) können grundsätzlich zur Anwendung kommen. In bestimmten Fällen kann im Verlauf der Transiente T2_PF eine Druckbegrenzung der Dampferzeuger (Funktion Y3_PF) erforderlich sein. Deshalb wurde im Ereignisablaufdiagramm die Systemfunktion „Druckbegrenzung der DE nicht erforderlich oder verfügbar“ (Y3_PF) eingefügt.

5.4.2.1 Ereignisablauf

Im Ereignisablauf fallen aufgrund des Ausfalls der Hauptspeisepumpen der Speisewasserdurchsatz hinter den Pumpen und der Füllstand in allen Dampferzeugern. Daraufhin fahren die Speisewasser-Vollastregelventile weiter auf. Wenn die Reserve-Speisepumpe nicht startet, steht das Kriterium „Spontaner SpW-Durchsatzrückgang > 25 % auf unter 12,5 %“ an. In Folge wird die erlaubte Reaktorleistung auf < 50 % reduziert und nach 10 s STEW-RESA und TUSA ausgelöst. RESA/TUSA können anschließend durch die Kriterien „Neutronenfluss < 3 %“ und „Reaktorleistung > 12 %“ oder „DE-Füllstand < min1 (9 m)“ ausgelöst werden.

Zur Bespeisung der Dampferzeuger werden die An- und Abfahrpumpen zugeschaltet, wenn die Kriterien „Reaktoraustrittstemperatur > 100 °C“ und „Dampferzeugerfüllstand < 9 m“ oder „Reaktoraustrittstemperatur > 100 °C“ und „beide An- und Abfahrpumpen AUS“ und „3 Hauptspeisepumpen AUS“ oder deren zugeordneter „Druckschieber NICHT AUF“ erreicht werden. Die Wärmeleistung wird aus dem Sekundärkreis im Turbinenkondensator an das Hauptkühlwasser übertragen und das Kondensat von den Kondensatpumpen in den Speisewasserbehälter gefördert. Die Frischdampfumleitstation (FDU) begrenzt den Frischdampfdruck auf 79 bar. Beim Ausfall der Hauptwärmesenke muss die Wärmeabfuhr durch Ablasen des Frischdampfes mit den FD-Abblasestationen oder den Sicherheitsventilen über Dach erfolgen. Weil dadurch Deionat verloren geht, ist für die

betriebliche Bespeisung der Dampferzeuger mit den An- und Abfahrpumpen eine Nachspeisung von Deionat in den Speisewasserbehälter notwendig. Beim Erreichen des Kriteriums „Niveau im Speisewasserbehälter < 1500 mm“ werden mehrere Armaturen des GHC-Systems geschlossen bzw. geöffnet und die Deionatnachfüllpumpen gestartet.

Beim Ausfall der betrieblichen DE-Bespeisung fällt der DE-Füllstand, bis bei einem Füllstand von < 5 m das Notspeisesystem angefordert wird. Befindet sich die FDU im Eingriff, steigt der Füllstand im Speisewasserbehälter durch das zusätzliche Deionat aus dem Notspeisesystem, bis bei einem Füllstand im Speisewasserbehälter > 3,2 m die Hauptkondensatpumpen abgeschaltet werden. Damit steht das für den Betrieb der FDU nötige Einspritzwasser nicht mehr zur Verfügung, und die FDU wird unverfügbar. Die Wärmeabfuhr muss anschließend durch Abblasen über Dach erfolgen.

Wenn die vom Reaktorschutz eingeleiteten Maßnahmen zur Bespeisung der Dampferzeuger und zur Wärmeabfuhr über die Hauptwärmesenke oder über Dach erfolgreich sind, wird die Anlage in den kontrollierten Zustand „unterkritisch heiß“ teilabgefahren und dort gehalten. Da in diesem Fall ein kontinuierlicher Deionatverlust auftritt, muss bei Unterschreiten des Restinventars von 800 t in allen Notspeisewasserbehältern die Anlage auf „unterkritisch kalt“ abgefahren werden und die Wärmeabfuhr aus dem Kern vom Nachkühlsystem übernommen werden. Hierfür muss, unter der konservativen Annahme, dass nicht alle Notspeisepumpen verfügbar sind, gewährleistet sein, dass der Sammler zwischen den Notspeisewasserbehältern geöffnet werden kann oder über den Drucksammler der Notspeisewasserpumpen aus den Notspeisebecken Deionat in die Dampferzeuger transportiert werden kann, aus denen der Frischdampf abgeführt wird.

5.4.2.2 Modellierung in der PSA

Der Ausgangszustand für den Ereignisablauf T2_PF wird über den Ausfall des Hauptspeisewassers bei Phasenfehler (Code HSPW-) und keiner Trennung der Eigenbedarfsversorgung vom Hauptnetz (EB_HN-) bestimmt. Der weitere Ereignisablauf ist identisch zum Ereignisablauf T7_PF (siehe Abschnitt 5.4.1.2).

In Folge des Ausfalls des Hauptspeisewassers kommt es zum Ausfall der Blockversorgung (House Event BLOCK ist im PSA-Modell gesetzt). Die elektrische Versorgung des Eigenbedarfs wird durch Setzen der House Events ET-VT und EBV berücksichtigt. Die zusätzliche Nichtverfügbarkeit von elektrischen Verbrauchern der Sicherheitssysteme wird durch Setzen des House Event PF_SO02 berücksichtigt.

5.4.3 Ausfall der Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler (T3_PF)

Der Ereignisablauf für den „Ausfall Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler“ (T3_PF) entspricht weitgehend dem Ereignisablauf „Ausfall Hauptwärmesenke“ (T3) der Leistungs-PSA der Referenzanlage. Allerdings können die Verfügbarkeiten der zur Ereignisbeherrschung benutzten Systemfunktionen durch die Störung in der elektrischen Versorgung eingeschränkt sein. Auch die Notfallmaßnahmen „Sekundärseitiges Druckentlasten“ (SDE) und „Primärseitiges Druckentlasten“ (PDE) können grundsätzlich zur Anwendung kommen. In bestimmten Fällen kann im Verlauf der Transiente T3_PF eine Druckbegrenzung der Dampferzeuger (Funktion Y3_PF) erforderlich sein. Deshalb wurde im Ereignisablaufdiagramm die Systemfunktion „Druckbegrenzung der DE nicht erforderlich oder verfügbar“ (Y3_PF) eingefügt.

5.4.3.1 Ereignisablauf

Beim Ausfall aller Hauptkühlwasserpumpen oder aller Kühlturmpumpen kommt es zur TUSA-Auslösung durch den Kondensatorschutz und zum Verblocken der FDU. Die FDU bleibt noch für ca. 10 s nach der TUSA verfügbar. Diese Zeit reicht aus, um den ersten Druck- und Temperaturanstieg im Primärkreis zu begrenzen. Die (KMT-)Regelung und die Begrenzung (LOOP-RELEB) können den Anstieg des Kühlmitteldrucks auf den Ansprechwert des Druckhalter-Abblaseventils verhindern. Falls die FDU sofort nach der TUSA unwirksam sein sollte, kann es zum Ansprechen des Druckhalter-Abblaseventils kommen. In der Basis-PSA beträgt die Nichtverfügbarkeit der FDU oder des Kondensatorsystems $2E-02$ / Anforderung. Dieser Wert berücksichtigt auch Fälle, in denen das Verblocken der FDU vom Kondensatorschutz angeregt wird und kann deshalb als bedingte Wahrscheinlichkeit für ein Erreichen des Ansprechwerts des Druckhalter-Abblaseventils bei der Transiente T3_PF dienen. Ein Leck am Druckhalter entsteht nur dann, wenn das geöffnete Druckhalter-Abblaseventil und das Druckhalter-Absperrventil nicht geschlossen werden können. Die Referenz-PSA gibt hierfür den Wert $4,1E-05$ / Anforderung an.

Nur falls das Druckhalter-Abblaseventil geschlossen bleibt, kann der Ansprechwert der Sicherheitsventile erreicht werden (auch bei unterstellten Ausfällen von betrieblichen Regel- und Begrenzungseinrichtungen). Zusätzlich müsste die RESA-Auslösung aufgrund „Kühlmitteldruck zu hoch“ ausfallen. Dieser Fall wird als sehr unwahrscheinlich erachtet und hier nicht weiter betrachtet.

Nach dem Ausfall der Hauptwärmesenke steigt der Frischdampfdruck schnell an; beim Erreichen von 85 bar wird RESA ausgelöst und das Teilabfahren eingeleitet. Der Frischdampfdruck wird dabei von den Frischdampf-Abblasestationen auf 74 bar abgesenkt. Sollte der Ansprechdruck der Sicherheitsventile von 87,3 bar erreicht werden, öffnen die Frischdampf-Sicherheitsventile und führen die Nachwärme ab. Zur Nachwärmeabfuhr reicht jeweils ein Abblase- oder Sicherheitsventil aus, wenn der Frischdampfsammler verfügbar ist oder die Frischdampfabfuhr über den bespeisten Dampferzeuger erfolgt.

Nach der RESA ist die abzuführende Wärmemenge stark reduziert, weshalb eine Speisewasserpumpe abgeschaltet wird. Fallen die Hauptspeisewasserpumpen aus, sinkt der Füllstand in den Dampferzeugern. Infolge dessen werden die An- und Abfahrpumpen angefordert.

Die Deionatnachspeisung in den Speisewasserbehälter ist zwingend erforderlich, weil durch das Abblasen über Dach Deionat verloren geht. Bei einem Füllstand < 1,5 m im Speisewasserbehälter wird die Bespeisung mit der Deionatversorgung angefordert. Mehrere Armaturen des Deionatsystems müssen geschlossen bzw. geöffnet und die Deionatnachfüllpumpen gestartet werden. Die zur Bespeisung der Dampferzeuger nutzbaren Deionatvorräte befinden sich im Speisewasserbehälter (ca. 330 t, davon ca. 130 t gesichert) und in den beiden Deionatbehältern (ca. 1000 t, davon ca. 560 t gesichert).

Beim zusätzlichen Ausfall der An- und Abfahrpumpen, z. B. bei unzureichendem Deionatinventar im Speisewasserbehälter, wird über das Kriterium „Dampferzeuger-Füllstand < 5 m“ das Notspeisesystem angefordert. Die zur Bespeisung der Dampferzeuger nutzbaren Deionatvorräte befinden sich in den Notspeisebecken (4x360 t). Die Förderleistung einer Pumpe reicht aus, um den zur Nachwärmeabfuhr erforderlichen Massenstrom einzuspeisen.

Diese automatischen Maßnahmen überführen die Anlage in den kontrollierten Anlagenzustand „unterkritisch heiß“. Der Frischdampfdruck nach dem Teilabfahren (74 bar) wird durch die Abblaseregulung konstant gehalten, bis entweder die Hauptwärmesenke wieder verfügbar ist oder das Abfahren in den Zustand „unterkritisch kalt“ und die Übernahme der Nachwärmeabfuhr über die Nachkühlssysteme erforderlich wird. Das Abfahren auf „unterkritisch kalt“ wird erforderlich, wenn der gesicherte Deionatvorrat 800 t in den Notspeisebehältern unterschreitet. Das Abfahren der Anlage mit 50 K/h wird von Hand eingeleitet. Die Anlage soll damit in den sicheren Zustand „unterkritisch kalt“ überführt werden.

5.4.3.2 Modellierung in der PSA

Der Ausgangszustand für den Ereignisablauf T3_PF wird über den Ausfall der Hauptwärmesenke bei Phasenfehler (Code HWS-) und keiner Trennung der Eigenbedarfsversorgung vom Hauptnetz (EB_HN-) bestimmt. Die Funktionen zur Verfügbarkeit des Frischdampfsammlers (Funktion B1 statt B2 bei T7_PF und T2_PF) und der Frischdampfabgabe (Funktion Y1 statt Y2 bei T7_PF und T2_PF) unterscheiden sich von den auslösenden Ereignissen T2_PF und T7_PF. Bei den in der Funktion Y1 einbezogenen Systemen zur Frischdampfabgabe wird hier die FD-Umleitstation als nicht verfügbar angesetzt. Ansonsten ist die Struktur des Ereignisablaufdiagramms identisch zu dem Ereignisablaufdiagramm zum Ereignis T2_PF.

In Folge des Ausfalls der Hauptwärmesenke (House Event HWA) kommt es zum Ausfall der Blockversorgung (House Event BLOCK wird im PSA-Modell gesetzt). Im PSA-Modell wird die elektrische Versorgung des Eigenbedarfs durch Setzen der House Events ET-VT und EBV berücksichtigt. Die zusätzliche Nichtverfügbarkeit von elektrischen Verbrauchern der Sicherheitssysteme wird durch Setzen des House Events PF_SO02 berücksichtigt.

5.4.4 Ausfall Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler (T4_PF)

Der Ereignisablauf für den „Ausfall von Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler“ (T4_PF) entspricht weitgehend dem Ereignisablauf „Ausfall Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke“ (T4) der Leistungs-PSA der Referenzanlage. Allerdings können die Verfügbarkeiten der zur Ereignisbeherrschung benutzten Systemfunktionen durch die Störung in der elektrischen Versorgung eingeschränkt sein. Auch die Notfallmaßnahmen „Sekundärseitiges Druckentlasten“ (SDE) und „Primärseitiges Druckentlasten“ (PDE) können grundsätzlich zur Anwendung kommen. In bestimmten Fällen kann im Verlauf der Transiente T4_PF eine Druckbegrenzung der Dampferzeuger erforderlich sein. Deshalb wurde im Ereignisablauf die Systemfunktion „Druckbegrenzung der DE nicht erforderlich oder verfügbar“ (Y3_PF) einbezogen.

5.4.4.1 Ereignisablauf

Zum Beispiel beim Ausfall aller Hauptkondensatpumpen oder dem Ausfall von mindestens zwei konventionellen Zwischenkühlpumpen oder dem Ausfall beider konventioneller Nebenkühlwasserpumpen werden die Hauptspeisewasserversorgung und die Hauptwärmesenke unverfügbar. In Folge dessen steigt der Frischdampfdruck schnell an; beim Erreichen von 85 bar werden RESA und TUSA ausgelöst und das Teilabfahren eingeleitet. Der Frischdampfdruck wird dabei von den Frischdampf-Abblasestationen auf 74 bar abgesenkt. Beim Ansprechdruck von 87,3 bar öffnen die Frischdampf-Sicherheitsventile. Zur Nachwärmeabfuhr reicht jeweils ein Abblase- oder Sicherheitsventil aus. In diesem Zustand kann die Anlage abhängig vom verfügbaren gesicherten Deionatvorrat stehen bleiben.

Zur Bespeisung der Dampferzeuger werden die An- und Abfahrpumpen angefordert, wenn die Anregungsgrenzwerte für die Reaktoraustrittstemperatur und Dampferzeuger-Füllstände erreicht werden. Beim Ausfall der An- und Abfahrpumpen wird über das Kriterium „Dampferzeuger-Füllstand < 5 m“ das Notspeisesystem angefordert. Die Förderleistung einer Pumpe reicht aus, um den zur Nachwärmeabfuhr erforderlichen Massenstrom einzuspeisen.

Beim Betrieb der An- und Abfahrpumpen ist die Deionatnachspeisung in den Speisewasserbehälter zwingend erforderlich, weil durch das Abblasen über Dach Deionat verloren geht. Bei einem Füllstand < 1,5 m im Speisewasserbehälter wird die Bespeisung mit der Deionatversorgung GHC angefordert. Mehrere Armaturen des GHC-Systems müssen geschlossen bzw. geöffnet und die Deionatnachfüllpumpen gestartet werden. Die zur Bespeisung der Dampferzeuger nutzbaren Deionatvorräte befinden sich im Speisewasserbehälter (ca. 330 t, davon ca. 130 t gesichert), in den beiden Deionatbehältern (ca. 1000 t, davon ca. 560 t gesichert) und in den Notspeisebecken (4x360 t).

Beim Ausfall der An- und Abfahrpumpen wird über das Kriterium „Dampferzeuger-Füllstand < 5 m“ das Notspeisesystem angefordert. Die Förderleistung einer Pumpe reicht aus, um den zur Nachwärmeabfuhr erforderlichen Massenstrom einzuspeisen. Die zur Bespeisung der Dampferzeuger nutzbaren Deionatvorräte befinden sich in den Notspeisebecken (4x360 t).

Diese automatischen Maßnahmen überführen die Anlage in den kontrollierten Anlagenzustand „unterkritisch heiß“. Der Frischdampfdruck nach dem Teilabfahren (74 bar) wird

durch die Abblaseregulierung konstant gehalten, bis entweder die Hauptwärmesenke wieder verfügbar ist oder das Abfahren in den Zustand „unterkritisch kalt“ und die Übernahme der Nachwärmeabfuhr über die Nachkühlsysteme erforderlich wird. Das Abfahren wird erforderlich, wenn der gesicherte Deionatvorrat 800 t in den Notspeisebehältern unterschreitet. Das Abfahren der Anlage mit 50 K/h wird von Hand eingeleitet. Die Anlage soll damit in den sicheren Zustand „unterkritisch kalt“ überführt werden.

5.4.4.2 Modellierung in der PSA

Der Ausgangszustand für den Ereignisablauf T4-PF wird über den Ausfall von Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke bei Phasenfehler (Code HSPW—HWS-) und keiner Trennung der Eigenbedarfsversorgung vom Hauptnetz (EB_HN-) bestimmt. Der weitere Ereignisablauf ist identisch zum Ereignisablauf T3-PF.

In Folge des Ausfalls des Hauptspeisewassers und der Hauptwärmesenke (House Event HWS&HSPW wird im PSA-Modell gesetzt) kommt es zum Ausfall der Blockversorgung (House Event BLOCK). Im PSA-Modell wird die elektrische Versorgung des Eigenbedarfs durch Setzen der House Events ET-VT und EBV berücksichtigt. Die zusätzliche Nichtverfügbarkeit von elektrischen Verbrauchern der Sicherheitssysteme wird durch Setzen des House Events PF_SO02 berücksichtigt.

5.4.5 Trennung vom Hauptnetz bei Transienten durch Phasenfehler

Falls eine Trennung vom Hauptnetz bei Phasenfehler (Funktion EB-HN-) erfolgt, kann es bereits zu Transienten („Ausfall Hauptspeisewasser“; „Ausfall Hauptwärmesenke“; „Ausfall Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke“; „Ausfall von mindestens 2v4 Hauptkühlmittelpumpen“) gekommen sein. Diese Transienten unterscheiden sich bezüglich der Ereignisabläufe nicht von den Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF und T7_PF. Der einzige wichtige Unterschied besteht darin, dass durch die Trennung vom Hauptnetz der Phasenfehler in der Eigenbedarfsversorgung nicht weiter vorliegt und dadurch keinen zusätzlichen Beitrag zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme darstellt. Diese Transienten nach einer Trennung vom Hauptnetz (Sequenzen Nr. 4, 6, 8 und 10 in Abb. 5.1) werden analog zur Basis-Leistungs-PSA mit T2, T3, T4 bzw. T7 bezeichnet. Die Ereignisabläufe dieser Transienten sind identisch zu den Ereignisabläufen der Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF bzw. T7_PF.

Falls es nicht zu Transienten aber zur Trennung vom Hauptnetz kommt, wird analog zur Brand PSA der Referenzanlage unterstellt, dass die Anlage vorsorglich auf den Zustand „unterkritisch heiß“ abgefahren wird. Durch die Trennung vom Hauptnetz kommt es zu einem Lastabwurf auf Eigenbedarf. Falls der Lastabwurf versagt, wird die Eigenbedarfsumschaltung auf des Reservenetz angeregt. Falls die Eigenbedarfsumschaltung versagt, kommt es zum Notstromfall. Mit den Fehlerbäumen der Basis-PSA kann die Nichtverfügbarkeit dieser Funktionen berechnet werden. Die Nichtverfügbarkeit des vorsorglichen Abfahrens nach einer Trennung vom Hauptnetz (Sequenz Nr. 2 in Abb. 5.1) wurde dementsprechend ebenfalls mit dem Ereignisablauf T7 in der PSA modelliert.

House Events im PSA-Modell: Beim Ereignisablauf T2 kommt es zum Ausfall der Blockversorgung (House Event BLOCK). Die elektrische Versorgung des Eigenbedarfs wird durch Setzen der House Events ET-VT und EBV berücksichtigt.

Beim Ereignisablauf T3 („Ausfalls der Hauptwärmesenke“, House Event HWA) kommt es zum Ausfall der Blockversorgung (House Event BLOCK). Im PSA-Modell wird die elektrische Versorgung des Eigenbedarfs durch Setzen der House Events ET-VT und EBV berücksichtigt.

Beim Ereignisablauf T4 („Ausfalls des Hauptspeisewassers und der Hauptwärmesenke“, House Event HWS&HSPW) kommt es zum Ausfall der Blockversorgung (House Event BLOCK). Im PSA-Modell wird die elektrische Versorgung des Eigenbedarfs durch Setzen der House Events ET-VT und EBV berücksichtigt.

Beim Ereignisablauf T7 wird die elektrische Versorgung des Eigenbedarfs durch Setzen der House Events ET-VT und EBV berücksichtigt.

5.5 Analyse der Schadenszustände nach Transienten durch eine Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

Als Ergebnis der Ereignisablaufanalyse liegt eine sehr große Anzahl von Sequenzen mit der Konsequenz „Kernschaden“ (abgekürzt mit „SZ“ in den Ereignisablaufdiagrammen) vor. Einzelne Kernschadenzustände (SZ) werden daher mittels geeigneter Charakterisierungsmerkmale zu zusammengefassten Kernschadenzuständen gebündelt.

5.5.1 Merkmale zur Charakterisierung der Schadenszustände

Sequenzen, die zu einem Kernschaden führen, werden zu einem zusammengefassten Kernschadenzustand gruppiert. Als Grundlage für die Charakterisierung der Kernschadenzustände dienen die Empfehlungen im Methodenband zum PSA-Leitfaden /FAK 05/.

Merkmal 1: Auslösendes Ereignis

Die Kernschadenzustände werden nach den in Tab. 5.3 aufgeführten auslösenden Ereignissen charakterisiert.

Tab. 5.3 Charakterisierung der Kernschadenzustände anhand des auslösenden Ereignisses

Index	Auslösendes Ereignis
T2PF	Ausfall Hauptspeisewasser
T3PF	Ausfall Hauptwärmesenke
T4PF	Ausfall Hauptwärmesenke und Hauptspeisewasser
T7PF	Ausfall mindestens 2 von 4 Hauptkühlmittelpumpen

Merkmal 2: Druck im Primärkreis

Für die Analysen im Rahmen der PSA der Stufe 2 ist der Druck im RDB vor dem Beginn der Kernschmelze von großer Bedeutung:

- Kernschadenzustände, bei denen die primärseitige Druckentlastung nicht verfügbar ist, werden durch den Buchstaben „**H**“ gekennzeichnet.
- Kernschadenzustände, bei denen die primärseitige Druckentlastung erfolgreich war, werden durch den Buchstaben „**L**“ gekennzeichnet.

Eine genauere Angabe des Drucks zu Beginn der Kernschmelze ist im Rahmen der Analysen der PSA der Stufe 1 nicht möglich.

Sequenzen mit Versagen der Notfallmaßnahme PDE werden abdeckend den Kernschadenzuständen mit hohem Druck („**H**“) zugeordnet.

Merkmal 3: Druck in Dampferzeugern

Der Verlust der Integrität eines Dampferzeugers und/oder der dazugehörigen Speisewasser-/Frischdampfleitung infolge eines Ausfalls einer erforderlichen Druckbegrenzung an einem Dampferzeuger (Y3_PF) führt zum Kühlmittelverlust aus einem Dampferzeuger. Die sich daraus ergebenden Transienten wären eine Überlagerung der Ereignisse T2_PF, T3_PF und T4_PF mit den auslösenden Ereignissen T5 „Frischdampf-Leitungsbruch“ und/oder T6 „Speisewasserleitungsbruch“. Diese überlagerten Ereignisse werden im Rahmen der PSA zu redundanzübergreifenden Ausfällen in der E- und Leittechnik nicht berücksichtigt. Es wird konservativerweise unterstellt, dass, wenn eine erforderliche Begrenzung des Drucks im Dampferzeuger nicht erfolgt, ein Schadenszustand eintritt, der mit dem Versagen der sekundärseitigen Nachwärmeabfuhr gleichzusetzen ist. Der Zustand wird durch den Buchstaben „**S**“ gekennzeichnet.

Merkmal 4: Verfügbarkeit der primärseitigen Einspeisesysteme

Die primärseitigen Einspeisesysteme werden bei Durchführen der Notfallmaßnahme PDE angefordert, sobald der Druck im Primärkreislauf durch Öffnen der DH-Armaturen von Hand hinreichend abgesunken ist. Die Kernschadenszustände werden danach unterschieden, ob die primärseitige Leckageergänzung mit den Nachkühlpumpen, den Sicherheitseinspeisepumpen bzw. bei DE-Heizrohrlecks mit den HD-Förderpumpen zur Verfügung steht. Es werden die folgenden Indizes verwendet:

- I:** Ausfall der primärseitigen Einspeisung nach PDE,
- LI:** ND-Einspeisung mit Nachkühlpumpen ausgefallen,
- HI:** HD-Einspeisung mit Sicherheitseinspeisepumpen ausgefallen.

Die Ausfälle der Einspeisesysteme werden in den Ereignisablaufdiagrammen der PSA zu redundanzübergreifenden Ausfällen in der Elektro- und Leittechnik nicht explizit berücksichtigt, sondern sind in der Nichtverfügbarkeit der Funktion PDE enthalten.

Merkmal 5: Verfügbarkeit der sekundärseitigen Nachwärmeabfuhr

Die sekundärseitige Nachwärmeabfuhr wird bei allen Transienten benötigt. Ein Versagen der Nachwärmeabfuhr wird durch den Buchstaben „**S**“ gekennzeichnet.

Merkmal 6: Verfügbarkeit der Stromversorgung auf den Dieselschienen

Ein Ausfall der E-Versorgung auf den Dieselnetzen D1 und D2 (Station Blackout) führt zum Ausfall der primärseitigen Systeme zur Leckageergänzung und zum Ausfall der sekundärseitigen Nachwärmeabfuhr (sofern der Ausfall der E-Versorgung durch Ausfall der Diesel verursacht wurde). Gelingt im weiteren Störfallablauf die Wiederherstellung der E-Versorgung, könnten diese Systeme wieder in Betrieb genommen werden. Kernschadenzustände mit Ausfall der elektrischen Versorgung werden daher durch den Index „SBO“ gekennzeichnet. Hierbei ist anzumerken, dass aufgrund der vorhandenen zwei Dieselnetze explizite Ausfallpfade mit Ausfall der Dieselnetze bzw. aller Diesel nur dann vorliegen, wenn es zum Spannungsabfall auf allen Notstromschienen und zum Ausfall aller Diesel kommt. Ein Einleitungskriterium für die sekundärseitige Druckentlastung (SDE) ist neben den niedrigen Füllständen in allen vier Dampferzeugern („4v4 DE-Füllstand < 4 m“) das „SBO“-Kriterium. Daher ist ein Ausfall der E-Versorgung auf den Dieselnetzen D1 und D2 „SBO“ für die Einleitung von Notfallmaßnahmen relevant. Bei Ereignisabläufen mit vorliegender Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung liegt kein SBO vor.

Merkmal 7: SB-Abschluss

Zur Verhinderung einer frühzeitigen Freisetzung von Radionukliden kommt dem SB-Abschluss große Bedeutung zu. Ein möglicher Freisetzungspfad ist:

- offene Systeme mit Verbindung zur RSB-Atmosphäre.

Bei Kernschadenzuständen, die infolge der primärseitigen Druckentlastung PDE (offene Druckhalterabblase- und -regelventile kombiniert mit dem Versagen der Berstscheibe am Abblasebehälter) resultieren, sollte die Verfügbarkeit des SB Abschlusses bewertet werden (z. B. auch Lüftungsabschluss, Gebäudeabschluss (GBA)).

Kernschadenzustände mit offenem SB-Bypass bzw. mit Versagen des Gebäudeabschluss (GBA) werden durch den Index „**CNI**“ gekennzeichnet. Kernschadenzustände mit isolierten SB werden durch den Index „**CI**“ gekennzeichnet.

Die Merkmale zur Charakterisierung der Kernschadenzustände werden in Tab. 5.4 zusammengefasst.

Tab. 5.4 Merkmale zur Charakterisierung der Kernschadenzustände

Merkmal	Beschreibung
Auslösendes Ereignis	T2PF, T3PF, T4PF, T7PF
Druck im Primärkreis	H: Hochdruck (> 10 bar) L: Niederdruck (< 10 bar)
Druck in Dampferzeugern	Versagen einer erforderlichen Druckbegrenzung führt bei Ereignissen infolge von Phasenfehler zu einem Kernschadenzustand S
Verfügbarkeit der primärseitigen Einspeisesysteme	I: Primärseitige Bespeisung nach PDE ausgefallen, wird nicht explizit berücksichtigt aber implizit in der Bewertung der PDE
Verfügbarkeit der sekundärseitigen Nachwärmeabfuhr	S: Versagen der sekundärseitigen Nachwärmeabfuhr
Verfügbarkeit der Stromversorgung auf den Dieselschienen	SBO: Station Black-out; für Ereignisabläufe mit vorliegender Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung nicht relevant
SB-Abschluss	CI: SB isoliert CNI: SB nicht isoliert

5.5.2 Gruppierung der Kernschadenzustände

Methodik

Die Gruppierung der in der Ereignisablaufanalyse identifizierten Sequenzen mit der Konsequenz „Kernschaden“ (SZ) für Ereignisse infolge von Phasenfehler erfolgt in einem dreistufigen Prozess

- Zunächst werden alle Sequenzen mit der Konsequenz SZ hinsichtlich der Ausprägung der in dem Abschnitt 5.5.1 definierten Merkmale eingestuft, der SB-Abschluss bleibt in den SZ-Pfaden zunächst unberücksichtigt.
- Sequenzen, bei denen alle Merkmalsausprägungen gleich sind, werden einem Kernschadenzustand zugeordnet. Für jeden der auf diese Weise gebildeten Kernschadenzustände wird im RiskSpectrum®-Projekt eine Konsequenz definiert und mit den entsprechenden Sequenzen verknüpft.

- Bei insgesamt acht identifizierten Kernschadenzustände (siehe unten) kann der SB grundsätzlich isoliert werden, falls der SB-Abschluss gelingt. Dessen Verfügbarkeit wird in neu erstellten Ereignisabläufen überprüft, die als Eingang eine der genannten Konsequenzen aufweisen und in denen ausschließlich das Funktionsereignis C („SB-Abschluss erfolgreich?“) abgefragt wird.

Insgesamt führt dieses Verfahren auf 16 Kernschadenzustände (siehe unten) als Folge von Transienten infolge von Phasenfehlern.

Kernschadenzustände als Folge von Transienten infolge von Phasenfehlern

Die Gruppierung der aus Transienten resultierenden Anlagenzustände mit Kernschaden erfolgt nach den folgenden Merkmalen:

- Druck im Primärkreis (Erfolg der Notfallmaßnahme PDE),
- Versagen der sekundärseitigen Nachwärmeabfuhr,
- Auslösendes Ereignis.

Diese Unterscheidung führt zu insgesamt acht Kernschadenzuständen, die in Tab. 5.5 charakterisiert und zu zwei Gruppen zusammengefasst sind.

Tab. 5.5 Charakterisierung der Kernschadenzustände als Folge von Transienten

SZ	Charakterisierung
T2PF H S T3PF H S T4PF H S T7PF H S	<ul style="list-style-type: none"> - Beeinträchtigung der Stromversorgung durch eine Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung - Druck im RSB hoch (PDE nicht erfolgreich) - Versagen der sekundärseitigen Nachwärmeabfuhr
T2 H S T3 H S T4 H S T7 H S	<ul style="list-style-type: none"> - Druck im RSB hoch (PDE nicht erfolgreich) - Versagen der sekundärseitigen Nachwärmeabfuhr

Die Zuordnung der insgesamt 16 Sequenzen mit der Konsequenz „Kernschaden“ zu diesen acht Kernschadenzuständen ist in Tab. 5.6 angegeben.

Tab. 5.6 Gruppierung der aus Transienten resultierenden Kernschadenszustände

SZ	Ereignisablauf	Sequenzen
T2PF H S bzw. T2H S	T2_PF bzw. T2	<p>LA-SDE-PDE Y2-PDE B2-Y3_PF-PDE (Falls in LA/LB die HKMP ausgefallen ist und in den anderen drei DE die HKMP laufen, ist eine Druckbegrenzung in diesen DE erforderlich) B2-LA/LB-PDE (SDE wird meist nicht eingeleitet, da Strom verfügbar ist, aber nicht „4v4 DE Level < 4 m“ ansteht, außer wenn keine Bespeisung in DE und FD-Abfuhr in allen DE auftritt. Deshalb wird SDE nicht kreditiert.)</p>
T3PF H S bzw. T3H S	T3_PF/AM bzw. T3_Y3/AM	<p>LA-SDE-PDE Y1-PDE B1-Y3_PF-PDE, Falls in LA/LB die HKMP ausgefallen ist und in den anderen drei DE die HKMP laufen, ist eine Druckbegrenzung in diesen DE erforderlich) B1-LA/LB-PDE (SDE wird meist nicht eingeleitet, da Strom verfügbar ist aber nicht „4v4 DE Level < 4 m“ ansteht, außer wenn keine Bespeisung in DE und FD-Abfuhr in allen DE auftritt. Deshalb wird SDE nicht kreditiert.)</p>
T4PF H S bzw. T4H S	T4_PF/AM bzw. T4_Y3/AM	<p>LA-SDE-PDE Y1-PDE B1-Y3_PF-PDE, Falls in LA/LB die HKMP ausgefallen ist und in den anderen drei DE die HKMP laufen, ist eine Druckbegrenzung in diesen DE erforderlich) B1-LA/LB-PDE (SDE wird meist nicht eingeleitet, da Strom verfügbar ist aber nicht „4v4 DE Level < 4 m“ ansteht, außer wenn keine Bespeisung in DE und FD-Abfuhr in allen DE auftritt. Deshalb wird SDE nicht kreditiert.)</p>
T7PF H S bzw. T7H S	T7_PF/AM bzw. T7_Y3/AM	<p>LA-SDE-PDE Y2-PDE B2-Y3_PF-PDE, Falls in LA/LB die HKMP ausgefallen ist und in den anderen drei DE die HKMP laufen, ist eine Druckbegrenzung in diesen DE erforderlich) B2-LA/LB-PDE (SDE wird meist nicht eingeleitet, da Strom verfügbar ist aber nicht „4v4 DE Level < 4 m“ ansteht, außer wenn keine Bespeisung in DE und FD-Abfuhr in allen DE auftritt. Deshalb wird SDE nicht kreditiert.)</p>

Bei Transienten ist grundsätzlich ein SB-Abschluss möglich. Für die betrachteten Kernschadenzustände mit vorliegender Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung wurde daher ergänzend eine Ereignisablaufanalyse durchgeführt, um den Erfolg der SB-Isolation zu überprüfen. Hierzu wurden folgende Ereignisbäume erstellt (durch ein vorangestelltes „X“ in der Bezeichnung gekennzeichnet):

- X T2PF H S,
- X T3PF H S,
- X T4PF H S,
- X T7PF H S.

Insgesamt liegen somit die folgenden acht Kernschadenzustände für diese Transienten vor:

- T2PF H S CI,
- T3PF H S CI,
- T4PF H S CI,
- T7PF H S CI,
- T2PF H S CNI,
- T3PF H S CNI,
- T4PF H S CNI,
- T7PF H S CNI.

„CI“ steht hierbei für „SB-Abschluss erfolgreich“ und „CNI“ für „SB-Abschluss nicht erfolgreich“.

Die Ereignisbäume

- X T2 H S,
- X T3 H S,
- X T4 H S,
- X T7 H S

für die Ereignisabläufe infolge der Transienten T2, T3, T4 und T7, bei denen eine Trennung vom Hauptnetz erfolgt, führen auf weitere acht Kernschadenzustände:

- T2 H S CI,
- T3 H S CI,
- T4 H S CI,
- T7 H S CI,
- T2 H S CNI,
- T3 H S CNI,
- T4 H S CNI,
- T7 H S CNI.

5.6 Systemanalyse und Erweiterung des PSA-Modells

Im Zuge einer Systemanalyse werden die Reaktionen von Strukturen, Systemen und Komponenten (SSC) auf die Asymmetrie in der elektrischen Versorgung analysiert. Vor der Durchführung der Systemanalyse wurden die folgenden Postulate getroffen, um mit vertretbarem Aufwand diejenigen SSC identifizieren zu können, deren Nichtverfügbarkeit von der Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung betroffen sein können. Diese Postulate sind:

- Die Asymmetrie im Eigenbedarf wird aus dem Hauptnetz über die Block- und Eigenbedarfstransformatoren oder aus dem Reservenetz über den Reservenetztransformator in die Anlage eingetragen.
- Gleichstromversorgungen und die Leittechnik werden von der Asymmetrie nicht beeinträchtigt.
- Transformatoren und elektrische Schalter werden in ihrer Funktion von der Asymmetrie nicht beeinträchtigt.
- In einem ersten Schritt wird davon ausgegangen, dass nur die Motoren von Pumpen, Verdichtern und Ventilatoren durch die Asymmetrie beeinträchtigt werden. Trotzdem werden motorgetriebene Armaturen bei der Auswahl der SSC zunächst mit betrachtet.

- Es werden ausschließlich Einzelfehler von SSC infolge der Asymmetrie betrachtet. Obwohl die Asymmetrie eine gemeinsame Ursache für die Ausfälle darstellt, können die einzelnen SSC auf unterschiedliche Art davon betroffen bzw. geschädigt werden. Außerdem ist der Grad der Asymmetrie an unterschiedlichen Schienen bzw. Komponenten des Eigenbedarfs variabel. GVA für Gruppen von Komponenten werden dementsprechend nicht betrachtet.

5.6.1 Ausfallarten

Eine umfangreiche Systemanalyse hinsichtlich der redundanzübergreifenden Auswirkung von Phasenfehlern auf elektrische Verbraucher beinhaltet die Ermittlung von möglichen Ausfallarten der Verbraucher an den Eigenbedarfsschienen. Dafür werden die Verbraucher zuerst in Gruppen eingeteilt. Als sinnvoll erscheint die Unterteilung in

- Pumpen (AP),
- Verdichter, Kompressoren, Ventilatoren (AN),
- Motorgetriebene Armaturen (AA).

Unmittelbar sind nur die Elektromotoren dieser Komponenten von der Asymmetrie betroffen.

5.6.1.1 Pumpen

In der Basis-PSA wird für Pumpen die Ausfallart „Betriebsversagen“ (BV) verwendet. Für Pumpen, die im normalen Betrieb nicht laufen, sondern nur im Anforderungsfall gestartet werden, wird zusätzlich die Ausfallart „Startversagen/Startet nicht“ (STN) verwendet. Die Komponente wird dabei als Funktionseinheit betrachtet. Die Funktionseinheit „Pumpe“ enthält beispielsweise das Pumpenaggregat, Armaturen zu Ölversorgung und Entwässerung, den Pumpenmotor, die Kupplung, den Pumpenmotorkühler, die Schaltanlage einschließlich Leistungsschalter und elektrischer Schutzeinrichtung, Baugruppen der Antriebssteuerung einschließlich Vorrangbildung und Entkopplung sowie die zugehörigen Kabel für Steuerung und Stromversorgung /FAK 05/.

Zur Behandlung von Phasenfehlern in der PSA können folgende Ausfallarten für Pumpen zusätzlich zu den Ausfallarten „Betriebsversagen“ und „Startversagen“ eingeführt werden:

- Betriebsversagen durch Asymmetrie in der elektrischen Versorgung (BVP);
- Startversagen durch Asymmetrie in der elektrischen Versorgung (SVP).

Die Ausfallart BVP trifft ausschließlich für Komponenten zu, welche sich zum Zeitpunkt des einleitenden Ereignisses in Betrieb befinden, während SVP die zu betrachtende Ausfallart für Stand-By-Komponenten ist. Vereinfachend und aufgrund der zur Verfügung stehenden Zuverlässigkeitskenngrößen für die Komponentenausfälle infolge des Phasenfehlers (ermittelt in den Arbeitspaketen AP 2 und AP 3), wurde lediglich die Ausfallart BVP für die PSA-Erweiterung verwendet. Dabei wird unterstellt, dass die Ausfallart BVP alle möglichen Ausfälle der jeweiligen Pumpe abdeckt.

Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass Phasenfehler die Ermittlung der Zuverlässigkeitskenngrößen für die standardmäßig verwendeten Ausfallarten „Betriebsversagen“ und „Startversagen“ nicht bzw. mit vernachlässigbar kleiner Wirkung beeinflussen. Diese Annahme bedeutet im Umkehrschluss, dass die Ausfälle infolge einer vorliegenden Asymmetrie in der elektrischen Versorgung in der bisherigen Betriebserfahrung in deutschen Anlagen keine große Rolle gespielt haben dürfen. Andernfalls würde die hier durchgeführte Erweiterung der Fehlerbäume das Risiko überschätzen.

5.6.1.2 Verdichter und Ventilatoren

Verdichter, Kompressoren und Ventilatoren können hinsichtlich der Ausfallarten aufgrund von Phasenfehlern wie Pumpen gehandhabt werden.

5.6.1.3 Motorgetriebene Armaturen

In der PSA werden für motorgetriebene Armaturen standardmäßig die Ausfallarten „Schließt nicht“ (SN), „Öffnet nicht“ (ÖN), „Schließt nicht nach Öffnen“ (SNNÖ) und „Öffnet nicht nach Schließen“ (ÖNNS) verwendet. Für Regelventile wird normalerweise die Ausfallart „Regelt nicht“ angesetzt.

Prinzipiell sind diese Ausfallarten ebenso infolge eines Phasenfehlers denkbar. Weil Fehler in der elektrischen Versorgung primär den Motor der Armatur betreffen, kann zur Behandlung von Phasenfehlern in der PSA für motorgetriebene Armaturen die folgende Ausfallart zusätzlich eingeführt werden:

- Motorgetriebene Armatur fährt nicht durch Asymmetrie in der elektrischen Versorgung (FNP).

Das NEPLAN-Modell, mit dem die Asymmetrie an relevanten Pumpen, Verdichtern und Ventilatoren berechnet wurde, enthält keine motorgetriebenen Armaturen. Für die Asymmetrie an den Antrieben dieser Armaturen kann in einer Näherung die Asymmetrie an der Schiene, an welcher der Antrieb angeschlossen ist, benutzt werden.

5.6.2 Modellierung der Ausfallart „Betriebsversagen durch Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“ in den Fehlerbäumen der Basis-PSA

Durch eine Systemanalyse der in der Basis-PSA modellierten Basisereignisse und Fehlermoden für Pumpen (AP) sowie Verdichter und Ventilatoren (AN) wurden diejenigen Komponenten identifiziert, die von der Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung betroffen sind.

5.6.2.1 Auswahl der zu betrachtenden Komponenten

Grundsätzlich können die Komponenten, die für die PSA zu redundanzübergreifenden Ausfällen in der E- und Leittechnik relevant sind (PSA-Komponenten) in zwei Kategorien eingeordnet werden:

- Komponenten von betrieblichen und sicherheitstechnisch relevanten Systemen, die zur Beherrschung der Transienten infolge einer Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung beitragen können;
- Komponenten, deren Ausfall zu Transienten führen kann.

Die Basis-PSA (Leistungs-, Nichtleistungs-, Brand- und Erdbeben-PSA der Referenzanlage) enthält mehrere tausend Basisereignisse und bildet den Ausgangspunkt der Systemanalyse. Als Basisereignisse werden Ereignisse in Fehlerbäumen bezeichnet, für die keine weitere Detaillierung vorgenommen wurde. Beispiele für Basisereignisse können Ausfälle einzelner Komponenten sein.

Aus der vollständigen Liste der Basisereignisse wurden in mehreren Schritten die relevanten Basisereignisse ausgewählt:

- Auswahl aller Basisereignisse für elektrotechnische Komponenten
- Reduktion dieser Auswahl auf alle Basisereignisse für Komponenten, die einen elektrischen Antrieb benötigen (Pumpen, Verdichter und Ventilatoren, motorbetätigte Armaturen)
- Verwerfen von Basisereignissen für gleichstromversorgte Komponenten
- Verwerfen von Basisereignissen mit der Ausfallart „Startversagen“ für diejenigen Komponenten, für die ebenfalls ein Basisereignis mit der Ausfallart „Betriebsversagen“ vorhanden ist (d. h. Komponenten tauchen nicht mehr doppelt in der Liste auf)
- Überprüfen, ob die verbliebenen Basisereignisse zu Transienten führen können oder zur Nichtverfügbarkeit von Systemfunktionen, die zur Beherrschung von Transienten infolge einer Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung (T2_PF, T3_PF, T4_PF oder T7_PF) beitragen

Das Ergebnis dieses Auswahlprozesses ist eine Liste mit Basisereignissen für Komponenten (Pumpen, Verdichter, Ventilatoren und motorgetriebene Armaturen), für die eine zusätzliche Ausfallart aufgrund eines Phasenfehlers im PSA-Modell ergänzt werden könnte. In einem ersten Schritt wurden allerdings die Ausfälle der motorgetriebenen Armaturen vernachlässigt und nicht betrachtet. Insgesamt wurde das Basis-PSA-Modell um 121 Basisereignisse für Komponentenausfälle mit der Ausfallart „Betriebsversagen durch Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“ (BVP) erweitert. Diese Basisereignisse werden in den Analysefällen für das Phasenfehler-Szenario 2 genau dann berücksichtigt, wenn das House Event PF_SO02 gesetzt wird.

Die meisten dieser 121 Basisereignisse wurden mithilfe des GRS-Tools pyRiskRobot in die Fehlerbäume des PSA-Modells integriert (siehe Abschnitt 5.6.2.2). Die restlichen Basisereignisse wurden im Zuge der Fehlerbaumerstellung zur Berechnung der Eintrittswahrscheinlichkeit von Transienten infolge der Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung ins PSA-Modell eingearbeitet (siehe Abschnitt 5.3).

Außerdem wurden 103 Basisereignisse für Komponentenausfälle mit der Ausfallart „Motorgetriebene Armatur fährt nicht durch Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“ (FNP) ergänzt. Diese Basisereignisse werden in den Analysefällen für das Phasenfehler-

Szenario 2 genau dann berücksichtigt, wenn das House Event PF_AA_SO02 gesetzt wird. Außerdem ist zu beachten, dass Ausfälle von Armaturen durch die Ausfallart FNP, die zu Ausfällen von betrieblichen Systemen und dadurch zu Transienten führen können, lediglich für die bereits in der Basis-PSA modellierten Systeme zur Kühlung der nuklearen Kühlstellen berücksichtigt werden. Komponentenausfälle durch FNP, die Sicherheitssysteme zur Beherrschung der Transienten betreffen, wurden entsprechend der oben stichpunktartig beschriebenen Vorgehensweise berücksichtigt. Weil die Motoren der Armaturen nicht im NEPLAN-Modell enthalten sind, wurde als bedingte Ausfallwahrscheinlichkeit im Szenario 2 allen Basisereignissen mit der Ausfallart FNP der gleiche Parameter zugewiesen (größte bedingte Ausfallwahrscheinlichkeit im Szenario 2; $P = 1,39 \text{ E-}01$; $k_{95} = 1,2$). Um Verzerrungen in den Ergebnissen zu vermeiden, wurde in Analysefällen, in denen beide Ausfallarten BVP und FNP berücksichtigt werden, analog allen Basisereignissen mit der Ausfallart BVP derselbe Parameter ($P = 1,39 \text{ E-}01$; $k_{95} = 1,2$) zugewiesen.

5.6.2.2 Automatisierte Erweiterung der Fehlerbäume

Um die Fehlerbaum-Topologien in PSA-Modellen automatisiert zu modifizieren hat die GRS die Software pyRiskRobot entwickelt /BER 17/. Durch den direkten Zugriff auf die zu Grunde liegende SQL-Datenbank ermöglicht pyRiskRobot in einem RiskSpectrum® PSA-Modell neue Fehlerbaum-Elemente zu generieren, bestehende Fehlerbaum-Topologien zu erweitern und zusammenhängende Subtopologien zu duplizieren. Somit können PSA-Modelle zum Beispiel um spezifische übergreifende Einwirkungen oder Ausfallarten ergänzt werden. Dazu werden die Fehlerbäume, die die Nichtverfügbarkeit einer Komponente darstellen, um eine zusätzliche Subtopologie erweitert, die meist ein HOUSE-Event enthält, mit dem optional die neu betrachtete Einwirkung oder Ausfallart (z. B. BVP oder FNP) in der Nichtverfügbarkeit einer Komponente berücksichtigt werden kann.

Die Notwendigkeit einer automatisierten Modellierung ergibt sich aus der großen Anzahl an auszuführenden redundanten Fehlerbaum-Erweiterungen. Neben der Erhöhung der Effizienz der Modellierungsarbeiten, werden durch eine partielle Automatisierung der PSA-Modellierung auch potenzielle Quellen manueller Fehler reduziert.

Die in dieser Arbeit ausgeführte pyRiskRobot Anwendung wurde in folgenden Arbeitsschritten durchgeführt:

1. Erstellung einer Basisereignis-Liste (MS EXCEL[®]-Format), die um eine Einwirkung per HOUSE-Event erweitert werden soll.
2. Angabe eines systematischen Umbenennungsschemas der zu erzeugenden OR-Gatter (sinnvollerweise basierend auf den betroffenen Basisereignisse).
3. Nun kann die Basisereignis-Liste von pyRiskRobot eingelesen werden und die neuen Element-Ids basierend auf dem angegebenen Umbenennungsschema erzeugt werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass
 - a. das Umbenennungsschema eindeutig ist,
 - b. die ID-Länge nicht mehr als 20 Literale beträgt (diese Begrenzung wird durch RiskSpectrum[®] vorgegeben) und
 - c. die neuen Ids noch nicht im PSA-Modell vergeben sind.
4. Des Weiteren muss die Spezifikation der konkreten Fehlerbaum-Modifikation angegeben werden:
 - a. Ersetzen des gelisteten Basisereignisse durch ein OR-Gatter
 - b. Einfügen des gelisteten Basisereignisse unter das OR-Gatter
 - c. Einfügen eines neuen AND-Gatters unter das OR-Gatter
 - d. Einfügen eines neuen Basisereignis unter das AND-Gatter
 - e. Einfügen des Einwirkungs-HOUSE-Events unter das AND-Gatter
5. Basierend auf diesen Informationen arbeitet pyRiskRobot nun die Basisereignis-Liste ab und führt die angegebene Modifikation in jedem Fehlerbaum aus, der eines der gelisteten Basisereignisse enthält. Dabei werden die Gatter-Ids automatisch mit einem einfachen Zählerindex benannt.

Die automatisiert modellierte Erweiterung ist exemplarisch für einen Fehlerbaum in Abb. 5.20 dargestellt. In der hier ausgeführten Anwendung wurden insgesamt 103 Basiselemente auftretend in 114 Fehlerbäumen modifiziert.

Die Ausführung aller Fehlerbaum-Modifikation mittels pyRiskRobot dauerte 15,7 s. In dieser Zeit wurden somit insgesamt 412 neue Fehlerbaum-Elemente erzeugt und in neu erstellte Subtopologien eingebettet.

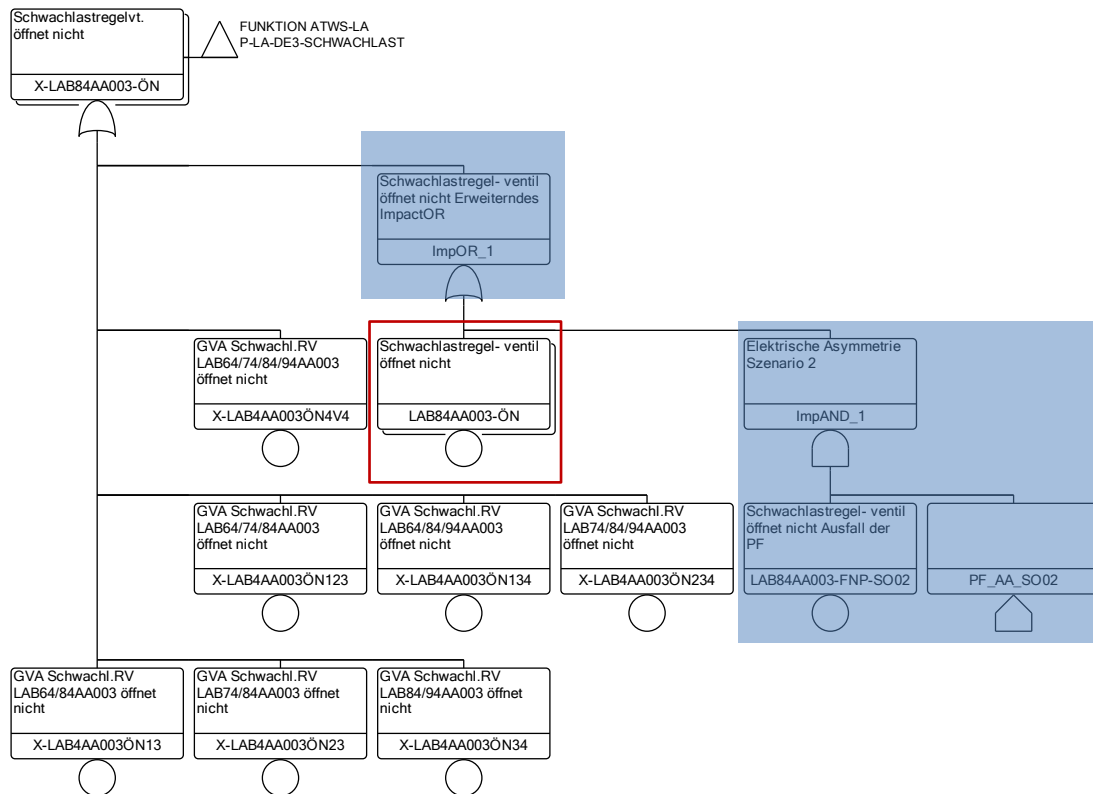


Abb. 5.20 Resultierender Fehlerbaum nach der automatisierten Fehlerbaum-Erweiterung mittels pyRiskRobot. Basierend auf dem ursprünglichen Basisereignis (rot markiert) wurde der Fehlerbaum unter Berücksichtigung eines Namenschemas (hier ‚*-ÖN‘ zu ‚*-FNP-SO02‘) und der dazu spezifizierten Subtopologie (blau markiert) modifiziert.

5.6.2.3 Angabe der Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten infolge einer Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung

Für die Angabe einer Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten infolge einer Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung wurden die Ergebnisse der Arbeitspakete 1, 2 und 3 herangezogen.

In der PSA wurde das Szenario 2 (PF_SO02, siehe auch Tab. 5.2) analysiert. Für dieses Szenario wurden im Arbeitspaket AP 2 der Grad der Asymmetrie an den Schienen der Eigenbedarfsversorgung bzw. der von den Schienen versorgten Komponenten (Pumpen, Verdichter, Ventilatoren) mithilfe einer Nachbildung der Referenzanlage in der Software NEPLAN /NEP 19/ ermittelt. Im Arbeitspaket AP 3 wurde ein Modell entwickelt und anhand der Betriebserfahrung parametrisiert, dass die Bestimmung der Wahrscheinlichkeit von durch die Asymmetrie bedingten Ausfällen erlaubt (siehe Abschnitt 4.5). Mithilfe

dieses Modells wurde auch die Unsicherheitsverteilung für die Ausfallwahrscheinlichkeit bestimmt. Diese kann mit einer Lognormalverteilung ausreichend gut approximiert werden kann.

Die Werte der Asymmetrie an den Schienen des Eigenbedarfs variieren innerhalb eines Phasenfehler-Szenarios kaum. Der Maximalwert der Asymmetrie im Szenario 2 beträgt 0,042. Damit ergibt sich als Maximalwert der Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten des Eigenbedarfs $p = 0,139$. Der Error-Faktor der unterstellten lognormal-Verteilung beträgt $k_{95} = 1,20$. Die Angabe der Unsicherheit berücksichtigt allerdings nur die Ungenauigkeit der Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit aus der Asymmetrie. Weitere Unsicherheiten, z. B. in der Bestimmung der Asymmetrie, sind darin nicht enthalten. Aus diesem Grund empfiehlt sich die Durchführung einer Sensitivitätsanalyse, z. B. mit verdoppelter und halbiertes Asymmetrie (siehe Abschnitt 5.7.6).

5.6.3 Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern bei nicht verfügbarem Frischdampfsammler (Funktion Y3_PF)

Bei einem nicht verfügbaren Frischdampfsammler und zusätzlichen Ausfällen bei der Frischdampfabfuhr aus einzelnen Dampferzeugern kann es zu einem unzulässigen Druckaufbau in einzelnen Dampferzeugern kommen, der die Integrität des Dampferzeugers und seiner Speisewasser- und Frischdampfleitung gefährdet. In den Ereignisablaufdiagrammen für Transienten nach Phasenfehlern wird dieser unzulässige Druckaufbau mit der Sicherheitsfunktion „Dampferzeuger-Druckbegrenzung“ (Funktion Y3_PF) berücksichtigt. In der Basis-PSA wird ein unzulässiger Druckaufbau in einzelnen Dampferzeugern nur im Notstromfall (Transiente T1), also beim gleichzeitigen Ausfall aller vier Hauptkühlmittelpumpen, durch die Funktion Y3 berücksichtigt.

Im Rahmen des BMU-Vorhabens 4716R01350 „Untersuchungen zu sicherheitstechnischen Fragestellungen für Anlagen im Leistungsbetrieb“ waren im Arbeitspaket AP 1 „Analyse von redundanzübergreifenden Ausfällen im Bereich der Elektro- und Leittechnik“ keine thermohydraulischen Analysen vorgesehen. Aus diesem Grund wird für die Bestimmung der Notwendigkeit einer „Dampferzeuger-Druckbegrenzung“ (Funktion Y3_PF) bei verschiedenen Transienten nur eine Expertenschätzung vorgenommen. Zur Unterstützung der Expertenschätzung wurden thermohydraulische Analysen mit einem schnell laufenden ATHLET-Modell einer DWR-Anlage einer anderen Baulinie durchgeführt. Die grundsätzliche Übertragbarkeit ist gegeben, da wesentliche Anlagenparameter (Kühlmittelinventar, Reaktornennleistung, Förderkapazitäten der An-

und Abfahrpumpen und Notspeisepumpen und Kapazitäten der Dampferzeuger Abblase- und Sicherheitsventile) ausreichend übereinstimmen. Insbesondere ist die Förderkapazität der An- und Abfahrpumpen und der Notspeisepumpen bei nahezu gleichen Förderdrücken bei der Referenzanlage und der modellierten DWR-Anlage fast identisch.

In der Tab. 5.8 sind die Randbedingungen (Verfügbarkeit der Hauptkühlmittelpumpen, Bespeisung der Dampferzeuger und Frischdampfabfuhr) und die maximalen berechneten Dampferzeugerdrücke für die acht durchgeführten Analysen eingetragen. Für die Bewertung der Analyseergebnisse wird angenommen, dass die Integrität eines Dampferzeugers beim Überschreiten von 110 bar gefährdet ist. Dieser geringere Wert wurde gewählt, um Unsicherheiten bei der Übertragung der Analyseergebnisse für die DWR-Anlage auf die Referenzanlage abzudecken. Es ist zu betonen, dass dieser Wert nicht mit dem Auslegungswert der Referenzanlage übereinstimmt, sondern es sich um eine konservative (deutlich niedrigere) Expertenabschätzung handelt.

Bei den acht Analysen wurde die Anzahl der verfügbaren HKMP, die Anzahl der Dampferzeuger mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr und erzwungener Konvektion über eine HKMP im dazugehörigen Kühlkreislauf und die Anzahl der Dampferzeuger mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr ohne erzwungener Konvektion über eine HKMP im dazugehörigen Kühlkreislauf variiert. Zusätzlich wurden bei den Analysen unterschiedliche Einspeisesysteme für die bespeisten Dampferzeuger ausgewählt (eine Notspeisepumpe, zwei An- und Abfahrpumpen oder eine Hauptspeisewasserpumpe). Die Analyse der Einspeisemassenströme hat gezeigt, dass die erforderliche Einspeisekapazität von allen Einspeisesystemen erbracht werden können. Die maximalen Drücke, die in den acht Analysen berechnet wurden, sind in der Tab. 5.8 dargestellt. Folgende Ergebnisse wurden erzielt:

- Die maximalen Dampferzeugerdrücke steigen in keinem Dampferzeuger wesentlich über den Ansprechdruck eines Dampferzeugersicherheitsventil, wenn mindestens in einem Dampferzeuger mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr die Primärseite mit einem Kühlmitteldurchsatz durchströmt wird, der durch eine laufende Hauptkühlmittelpumpe erzeugt wird.
- In den Kühlkreisläufen, in denen die Hauptkühlmittelpumpen ausgefallen sind, stellt sich ein negativer Kühlmitteldurchsatz ein, wenn mindestens in einem Kühlkreislauf die Hauptkühlmittelpumpe in Betrieb ist. Eine laufende Hauptkühlmittelpumpe ist aber nicht in der Lage, in den anderen Kühlkreisläufen einen ausreichend großen

negativen Durchsatz zu erzeugen, dass unabhängig von der Anzahl von Dampferzeugern mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr in diesen Kühlkreisläufen eine Aufheizung des Primärkühlmittels vermieden wird, die in dem Dampferzeuger mit erzwungener Durchströmung einen Druckanstieg über den angenommenen Grenzwert für die Gefährdung der Integrität des Dampferzeugers (110 bar, siehe S. 279 und Tab. 5.7 auf S. 281) verhindert.

- Drei laufende Hauptkühlmittelpumpen sind nicht in der Lage, in dem vierten Kühlkreislauf einen ausreichend großen negativen Durchsatz zu erzeugen, dass in dem diesem Kühlkreislauf zugeordneten Dampferzeuger mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr eine Aufheizung des Primärkühlmittels (durch Nachzerfallsleistung und Pumpenleistung) vermieden wird, die in den Dampferzeugern ohne Bespeisung und Frischdampfabfuhr mit erzwungener Durchströmung einen Druckanstieg über den angenommenen Grenzwert für die Gefährdung der Integrität des Dampferzeugers (110 bar, siehe S. 279 und Tab. 5.7 auf S. 281) verhindert.
- Zwei laufende Hauptkühlmittelpumpen sind in der Lage, in den zwei anderen Kühlkreisläufen ohne aktive Hauptkühlmittelpumpen einen ausreichend großen negativen Durchsatz zu erzeugen, dass in diesen Dampferzeugern mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr die Aufheizung des Primärkühlmittels (durch Nachzerfallsleistung und Pumpenleistung) soweit begrenzt wird, dass in den Dampferzeugern mit erzwungener Durchströmung einen Druckanstieg über den angenommenen Grenzwert für die Gefährdung der Integrität des Dampferzeugers (110 bar, siehe S. 279 und Tab. 5.7 auf S. 281) verhindert wird.
- Naturumlauf herrscht in allen Kühlkreisläufen vor, wenn keine Hauptkühlmittelpumpe in Betrieb ist. Wenn in mindestens drei Dampferzeugern eine Bespeisung und Frischdampfabfuhr gewährleistet ist, dann wird der angenommenen Grenzwert für Gefährdung der Integrität des Dampferzeugers (110 bar, siehe S. 279 und Tab. 5.7 auf S. 281) im vierten Dampferzeuger ohne Bespeisung und Frischdampfabfuhr nicht überschritten.

Tab. 5.7 Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern bei nicht verfügbarem Frischdampfsammler (Y3_PF)

Verfügbare HKMP	0 HKMP mit LA / LB					1 HKMP mit LA / LB					2 HKMP mit LA / LB					3 HKMP mit LA / LB					4 HKMP mit LA / LB				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
DE: nur LA/LB ->																									
0	GZ	Y3	Y3	-	-	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm
1	GZ	Y3	Y3	Y3	nm	-	-	-	-	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm
2	GZ	Y3	-	nm	nm	-	-	-	nm	nm	-	-		nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm
3	GZ	Y3	nm	nm	nm	-	-	nm	nm	nm	-	-	nm	nm	nm	-	-	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm	nm
4	GZ	nm	nm	nm	nm	-	nm	nm	nm	nm	-	nm	nm	nm	nm	-	nm	nm	nm	nm	-	nm	nm	nm	nm

Erläuterung:

- GZ: Gefährdungszustand
- Y3: Druckbegrenzung in allen Dampferzeugern ohne Bespeisung und Frischdampfabfuhr erforderlich
- : keine Druckbegrenzung in allen Dampferzeugern ohne Bespeisung und Frischdampfabfuhr erforderlich
- nm: Kombination „n HKMP mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr“ mit „DE nur mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr“ und Anzahl der in Betrieb befindlichen HKMP nicht möglich
- HKMP mit Bespeisung und Frischdampfabfuhr: Dampferzeuger wird bespeist, ist abblasebereit und wird mit einer in Betrieb befindlichen HKMP durchströmt
- Bespeisung und Frischdampfabfuhr: Dampferzeuger wird bespeist, ist abblasebereit und wird nicht mit einer in Betrieb befindlichen HKMP durchströmt (nur Naturumlauf oder Rückwärtsströmung infolge von in Betrieb befindlichen HKMP in anderen Kühlkreisläufen)
- Kriterium für Y3: P_{max} in den Dampferzeugern größer als angenommener Grenzwert von 110 bar absolut – es handelt sich hier um ein postulierte Ereignis (siehe S. 279)
- Die gelb hinterlegten Bereiche sind für die Transienten T2, T3 und T4 relevant.

Tab. 5.8 Analysen zur Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern ohne Bespeisung / Frischdampfabfuhr (LA/LB) bei nicht verfügbaren Frischdampfsammler (Y3_PF)

Randbedingung der Analyse			Kühlkreislauf 1			Loop 2			Loop 3			Loop 4			P _{max} (bar)
Verfügbare HKMP	Anzahl DE mit verfüg. HKMP und LA/LB	Anzahl DE mit LA/LB ohne HKMP	HKMP	SPW	FD	HKMP	SPW	FD	HKMP	SPW	FD	HKMP	SPW	FD	
0	0	1	aus	ein	ein	aus	aus	aus	aus	aus	aus	aus	aus	aus	>117,7 (Y3)
0	0	2	aus	ein	ein	aus	ein	ein	aus	aus	aus	aus	aus	aus	113,6 (Y3)
0	0	3	aus	ein	ein	aus	ein	ein	aus	ein	ein	aus	aus	aus	105,6 (-)
1	0	1	aus	ein	ein	aus	aus	aus	aus	aus	aus	ein	aus	aus	>128,0 (Y3)
1	0	3	aus	ein	ein	aus	ein	ein	aus	ein	ein	ein	aus	aus	>112,5 (Y3)
1	1	0	aus	aus	aus	aus	aus	aus	aus	aus	aus	ein	ein	ein	88,4 (-)
2	0	2	aus	ein	ein	aus	ein	ein	ein	aus	aus	ein	aus	aus	107,6 (-)
3	0	1	aus	ein	ein	ein	aus	aus	ein	aus	aus	ein	aus	aus	>117,7 (Y3)
<p>Erläuterung: Y3: Druckbegrenzung in allen Dampferzeugern ohne Bespeisung und Frischdampfabfuhr erforderlich (gelb hinterlegt) -: keine Druckbegrenzung in allen Dampferzeugern ohne Bespeisung und Frischdampfabfuhr erforderlich HKMP: Betriebszustand der der Hauptkühlmittelpumpe SPW: Betriebszustand der Dampferzeugerbespeisung FD: Betriebszustand der Frischdampfabfuhr aus dem Dampferzeuger</p>															

5.7 Quantifizierung und Ergebnisdarstellung

In diesem Abschnitt erfolgt die Beschreibung der PSA-Ergebnisse für den Kernschadenzustand (SZ) nach Transienten infolge von Phasenfehler-Szenario 2. Auf eine Unterscheidung der unterschiedlichen Schadenszustände, wie sie in Abschnitt 5.5 vorgenommen wurde, wird verzichtet. In den Analysen wurde vorerst nur die Ausfallart BVP betrachtet, die Ausfallart FNP also vernachlässigt. Ergänzend dazu wird in Abschnitt 5.7.7 der Einfluss von möglicherweise zu unterstellenden Ausfällen von motorgetriebenen Armaturen im Szenario 2 kurz diskutiert.

Zur Diskussion der Ergebnisse werden die bedingten Nichtverfügbarkeiten und Schadenswahrscheinlichkeiten für das Szenario 2 angegeben.

5.7.1 Wahrscheinlichkeit für einen Kernschadenzustand nach Transienten infolge eines Phasenfehlers in der Eigenbedarfsversorgung

Unter der Bezeichnung Kernschadenzustand (SZ) werden im Folgenden alle Endzustände zusammengefasst, die nach dem Versagen der PDE vorliegen können. Die Verfügbarkeit des Gebäudeabschlusses (Funktion C) wird hier nicht mehr betrachtet. Falls die Annahme zutrifft, dass motorbetätigte Armaturen und leittechnische Funktionen vom Phasenfehler nicht beeinträchtigt werden, wird die Funktion C vom Phasenfehler ebenfalls nicht beeinträchtigt.

Das Ergebnis der Minimalschnittanalyse (MCS-Analyse) ist die Kernschadenswahrscheinlichkeit unter den Bedingungen von Phasenfehler-Szenario 2 (PF_SO02). Werden die Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF, T7_PF, T2, T3, T4 und T7 in einer MCS-Analyse zusammengefasst, ergibt sich ein Punktwert der Kernschadenswahrscheinlichkeit von $P = 9,05 \text{ E-}06$ (siehe Tab. 5.9). Der Punktwert berechnet sich aus den Erwartungswerten der Wahrscheinlichkeiten der Basisereignisse ohne Berücksichtigung von Unsicherheiten. Die Tabelle listet zusätzlich die SZ-Wahrscheinlichkeiten infolge der einzelnen Transienten getrennt auf und nennt jeweils die Hauptbeiträge zu den dominierenden Minimalschnitten. Der in der Tabelle angegebene Erwartungswert der Kernschadenswahrscheinlichkeit ergibt sich aus der mit dem Programm RiskSpectrum® durchgeführten Unsicherheitsanalyse. Darin werden die Unsicherheiten der Basisereignisse berücksichtigt, der Erwartungswert ist daher unterschiedlich zum Punktwert. Der k95-Wert gibt das Verhältnis von 95- %-Quantil zu 50- %-Quantil an.

Tab. 5.9 Kernschadenswahrscheinlichkeit infolge Szenario 2 (PF_SO02)

Transiente	Punktwert	Erwartungswert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
Alle Transienten	9,05 E-06	4,56 E-06	3,1	GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile UND Versagen der Handmaßnahmen zur PDE; BVP An- und Abfahrpumpen UND Fehler in der FDU-Regelung mit Auslösung von dp/dt UND GVA aller Notspeisediesel UND Versagen der Handmaßnahmen zur PDE
T2_PF	7,67 E-08	4,69 E-08	3,0	BVP An- und Abfahrpumpen UND Fehler in der FDU-Regelung mit Auslösung von dp/dt UND GVA aller Notspeisediesel UND Versagen der Handmaßnahmen zur PDE
T3_PF	9,15 E-07	5,51 E-07	3,5	GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile UND Versagen der Handmaßnahmen zur PDE
T4_PF	6,66 E-07	4,51 E-07	4,7	GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile UND Versagen der Handmaßnahmen zur PDE
T7_PF	7,54 E-06	4,03 E-06	3,1	BVP An- und Abfahrpumpen UND Fehler in der FDU-Regelung mit Auslösung von dp/dt UND GVA aller Notspeisediesel UND Versagen der Handmaßnahmen zur PDE
Trennung vom Hauptnetz	1,45 E-10	8,42 E-11	12,2	Schwachlastregelung regelt nicht UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile UND Versagen der Handmaßnahmen zur PDE

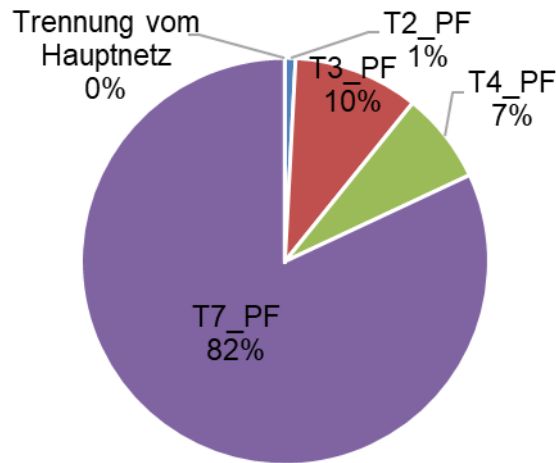


Abb. 5.21 Beiträge der Transienten im Szenario 2 zu Kernschadenszuständen (Punktwerte)

Abb. 5.21 zeigt den Anteil von Transienten an der Häufigkeit eines Kernschadenszustands infolge von redundanzübergreifenden Ausfällen im Szenario 2. Mit einem Anteil von 82 % resultiert der dominierende Beitrag aus Ausfällen von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen (Transiente T7_PF). Weitere Beiträge resultierten aus dem Ausfall der Hauptwärmesenke (10 %, T3_PF) und dem Ausfall von Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke (7 %, T4_PF). Ein Ausfall des Hauptspeisewassers (1 %, T2_PF) liefert nur einen geringen Beitrag. Die Schadenshäufigkeit nach einer Trennung vom Hauptnetz ist demgegenüber vernachlässigbar klein.

5.7.2 Wahrscheinlichkeit von Transienten infolge Phasenfehler

Im Szenario 2 zwei kommt es mit den in Tab. 5.10 aufgeführten Wahrscheinlichkeiten zu Transienten infolge von Komponentenausfällen durch den Phasenfehler. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 45 % werden im Szenario 2 keine Transienten ausgelöst.

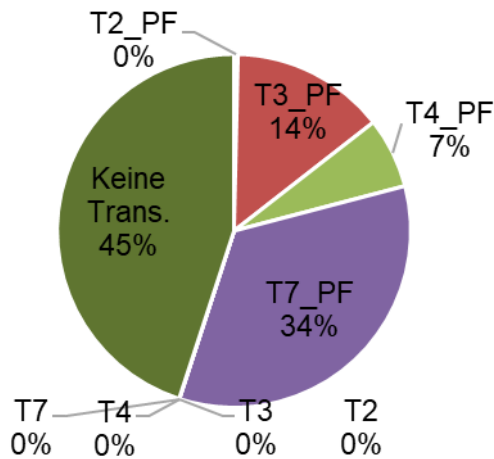


Abb. 5.22 Wahrscheinlichkeit für Transienten im Szenario 2

In Tab. 5.10 sind die Punktwerte, Erwartungswerte, k95-Werte und die Hauptbeiträge in den wichtigsten Minimalschnitten zusammengefasst. Die Unsicherheiten in den Ergebnissen (angezeigt durch den k95-Wert) sind sehr klein, weil die berücksichtigten Unsicherheiten in der Angabe der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten der Komponenten durch den Phasenfehler ebenfalls sehr klein sind.

Tab. 5.10 Eintrittswahrscheinlichkeit von Transienten infolge Szenario 2 (PF_SO02)

Transiente	Punktwert	Erwartungswert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2_PF	3,61 E-03	3,61 E-03	1,3	BVP Speisepumpen oder deren Ölpumpen
T3_PF	1,41 E-01	1,41 E-01	1,1	BVP Kühlturmpumpen; BVP Steuerflüssigkeitspumpen oder deren Hilfssysteme
T4_PF	6,45 E-02	6,45 E-02	1,2	BVP Konventionelle Nebenkühlwasserpumpen; BVP Konventionelle Zwischenkühlpumpen; BVP Hauptkondensatpumpen
T7_PF	3,41 E-01	3,29 E-01	1,4	BVP Nebenkühlwasserpumpen Stränge 20 und 30; BVP 2 Hauptkühlmittelpumpen; BVP Zwischenkühlsystem Strang 20 bzw. 30 UND BVP Nebenkühlwasserpumpen Strang 30 bzw. 20; BVP Zwischenkühlsystem Stränge 20 und 30
T2	8,74 E-07	8,73 E-07	2,5	Wie T2_PF mit zusätzlichem Ausfall 400 kV-Einspeisung ODER Ausfall eines Blocktrafos
T3	3,50 E-05	3,48 E-05	2,4	Wie T3_PF mit zusätzlichem Ausfall 400 kV-Einspeisung ODER Ausfall eines Blocktrafos
T4	1,57 E-05	1,56 E-06	2,4	Wie T4_PF mit zusätzlichem Ausfall 400 kV-Einspeisung ODER Ausfall eines Blocktrafos
T7	2,42 E-04	2,42 E-04	2,3	Ausfall 400 kV-Einspeisung ODER Ausfall eines Blocktrafos

5.7.3 Nichtverfügbarkeit von Systemfunktionen zur Beherrschung von Transienten infolge Phasenfehler

In den Tabellen Tab. 5.11 bis Tab. 5.19 sind die Nichtverfügbarkeiten von Systemfunktionen zur Beherrschung von Transienten infolge des Phasenfehler-Szenario 2 sowie die wichtigsten Minimalschnitte aufgelistet. Mit $Q_{0,T2}$, $Q_{0,T3}$, $Q_{0,T4}$ und $Q_{0,T7}$ werden die Nichtverfügbarkeiten der Sicherheitssysteme bei den Transiente T2, T3, T4 und T7 bezeichnet. Mit $E_{0,T2}$, $E_{0,T3}$, $E_{0,T4}$ und $E_{0,T7}$ werden die Erwartungswerte für einen Kernschaden bei den jeweiligen Transienten bezeichnet. Diese Nichtverfügbarkeiten und Erwartungswerte sind identisch zur Basis-PSA der Referenzanlage. Änderungen dieser Werte bei Transienten aufgrund Phasenfehler werden durch einen Vorfaktor in den folgenden Tabellen angeben.

5.7.3.1 Frischdampfsammler verfügbar bei Transienten

Tab. 5.11 Nichtverfügbarkeit des Frischdampfsammlers bei Transienten (Funktion B1 bzw. B2)

Transiente	Punkt wert	Erwartungs- wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	$Q_{0,T2}$	$E_{0,T2}$	1,8	Fehler in FDU-Regelung mit Auslösung von dp/dt
T2_PF	$Q_{0,T2}$	$E_{0,T2}$	1,8	Fehler in FDU-Regelung mit Auslösung von dp/dt
T3	$Q_{0,T3}$	$E_{0,T3}$	2,1	1v4 Frischdampf-Sicherheitsventilen schließt nicht nach öffnen
T3_PF	$Q_{0,T3}$	$E_{0,T3}$	2,1	1v4 Frischdampf-Sicherheitsventilen schließt nicht nach öffnen
T4	$Q_{0,T4}$	$E_{0,T4}$	2,1	1v4 Frischdampf-Sicherheitsventilen schließt nicht nach öffnen
T4_PF	$Q_{0,T4}$	$E_{0,T4}$	2,1	1v4 Frischdampf-Sicherheitsventilen schließt nicht nach öffnen
T7	$Q_{0,T7}$	$E_{0,T7}$	1,8	Fehler in FDU-Regelung mit Auslösung von dp/dt
T7_PF	$Q_{0,T7}$	$E_{0,T7}$	1,8	Fehler in FDU-Regelung mit Auslösung von dp/dt

5.7.3.2 Frischdampfabgabe bei Transienten

Tab. 5.12 Nichtverfügbarkeit der Frischdampfabgabe bei Transienten (Funktion Y1 bzw. Y2)

Transiente	Punktwert	Erwartungswert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	$Q_{0,T2}$	$E_{0,T2}$	19,4	Schwachlastregelung regelt nicht UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile; Schwachlastregelung regelt nicht UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND GVA alle Sicherheitsventile öffnen nicht; Ausfall der FDU oder des Kondensatsystems UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile
T2_PF	1,59 $Q_{0,T2}$	1,66 $E_{0,T2}$	19,9	Schwachlastregelung regelt nicht UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile; BVP der An-/Abfahrpumpenstränge UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile; BVP der An-/Abfahrpumpenstränge UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND GVA alle Sicherheitsventile öffnen nicht; Schwachlastregelung regelt nicht UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND GVA alle Sicherheitsventile öffnen nicht; Ausfall der FDU oder des Kondensatsystems UND GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile
T3	$Q_{0,T3}$	$E_{0,T3}$	19,3	GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile; GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND GVA alle Sicherheitsventile öffnen nicht
T3_PF	$Q_{0,T3}$	0,85 $E_{0,T3}$	20,1	Wie T3
T4	$Q_{0,T4}$	$E_{0,T4}$	19,3	Wie T3
T4_PF	$Q_{0,T4}$	0,85 $E_{0,T4}$	20,1	Wie T3
T7	$Q_{0,T7}$	$E_{0,T7}$	21,0	Wie T2
T7_PF	1,59 $Q_{0,T7}$	1,44 $E_{0,T7}$	19,4	Wie T2_PF

5.7.3.3 Bespeisung der Dampferzeuger über die Schwachlaststränge oder das Notspeisesystem

Tab. 5.13 Nichtverfügbarkeit der Bespeisung der Dampferzeuger über die Schwachlaststränge oder das Notspeisesystem bei Transienten (Funktion LA)

Transiente	Punkt- wert	Erwartungs- wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	Q _{0,T2}	E _{0,T2}	4,0	GVA aller Notspeisediesel UND GVA Absperrarmaturen im Deionatnachfüllsystem öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Druckhalteregelventile für An-/ Abfahrpumpenstränge öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA An-/ Abfahrpumpen starten nicht GVA aller Notspeisediesel UND GVA Ventilatoren für An-/Abfahrpumpen starten nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Schwachlastregelventile öffnen nicht
T2_PF	450 Q _{0,T2}	392 E _{0,T2}	1,5	GVA aller Notspeisediesel UND BVP der An-/Abfahrpumpenstränge (je Strang Pumpe oder Ventilator); Ausfall der An-/Abfahrpumpenstränge (je Strang BVP von Pumpe oder Ventilator) UND Ausfall aller Notspeisediesel durch BVP von Umluftventilator oder Deionatumwälzpumpe je Redundanz
T3	Q _{0,T3}	E _{0,T3}	4,3	GVA aller Notspeisediesel UND GVA Vollastregelventil schließt nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Einstellventile zur Deionatnachfüllung vor Speisewasserbehälter öffnet nicht; GVA aller Notspeisediesel UND Ausfälle von zwei Differenzdruck-Messumformern zur Deionatnachfüllung; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Deionatnachfüllpumpen starten nicht;
T3_PF	119 Q _{0,T3}	106 E _{0,T3}	2,1	GVA aller Notspeisediesel UND BVP von beiden Deionatnachfüllpumpen; Ausfall aller Notspeisediesel durch BVP von Umluftventilator oder Deionatumwälzpumpe je Redundanz UND BVP von beiden Deionatnachfüllpumpen; GVA aller Notspeisediesel UND BVP der An-/Abfahrpumpenstränge (je Strang Pumpe oder Ventilator) UND Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung;

Transiente	Punkt- wert	Erwartungs- wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T4	Q _{0,T4}	E _{0,T4}	3,8	GVA aller Notspeisediesel UND GVA Absperrarmaturen im Deionatnachfüllsystem öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Einstellventile zur Deionatnachfüllung vor Speisewasserbehälter öffnet nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Druckhalterregelventile für An-/Abfahrpumpenstränge öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND Ausfälle von zwei Differenzdruck-Messumformern zur Deionatnachfüllung; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Deionatnachfüllpumpen starten nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA An-/ Abfahrpumpen starten nicht;
T4_PF	307 Q _{0,T4}	268 E _{0,T4}	1,5	GVA aller Notspeisediesel UND BVP der An-/Abfahrpumpenstränge (je Strang Pumpe oder Ventilator); GVA aller Notspeisediesel UND BVP von beiden Deionatnachfüllpumpen; Ausfall der An-/Abfahrpumpenstränge (je Strang BVP von Pumpe oder Ventilator) UND Ausfall aller Notspeisediesel durch BVP von Umluftventilator oder Deionatumwälzpumpe je D2-Redundanz; BVP von beiden Deionatnachfüllpumpen UND Ausfall aller Notspeisediesel durch BVP von Umluftventilator oder Deionatumwälzpumpe je D2-Redundanz
T7	Q _{0,T7}	E _{0,T7}	4,2	Wie T2
T7_PF	450 Q _{0,T7}	406 E _{0,T7}	1,6	Wie T2_PF

5.7.3.4 Dampferzeuger-zugeordnete Bespeisung und Frischdampfabgabe an mindestens einem Dampferzeuger

Tab. 5.14 Nichtverfügbarkeit der Dampferzeuger-zugeordneten Bespeisung und Frischdampfabgabe an mindestens einem Dampferzeuger bei Transienten (Funktion LA/LB)

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	Q _{0,T2}	E _{0,T2}	4,2	GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile; GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND GVA alle Sicherheitsventile öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Absperrarmaturen im Deionatnachfüllsystem öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Einstellventile zur Deionatnachfüllung vor Speisewasserbehälter öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Druckhalteregelventile für An-/Abfahrpumpenstränge öffnen nicht;
T2_PF	208 Q _{0,T2}	183 E _{0,T2}	1,5	GVA aller Notspeisediesel UND BVP der An-/Abfahrpumpenstränge (je Strang Pumpe oder Ventilator); GVA aller Notspeisediesel UND BVP von beiden Deionatnachfüllpumpen; Ausfall der An-/Abfahrpumpenstränge (je Strang BVP von Pumpe oder Ventilator) UND Ausfall aller Notspeisediesel durch BVP von Umluftventilator oder Deionatumwälzpumpe je D2-Redundanz; BVP von beiden Deionatnachfüllpumpen UND Ausfall aller Notspeisediesel durch BVP von Umluftventilator oder Deionatumwälzpumpe je D2-Redundanz
T3	Q _{0,T3}	E _{0,T3}	3,9	GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile; GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND GVA alle Sicherheitsventile öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Vollastregelventil schließt nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Absperrarmaturen im Deionatnachfüllsystem öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Einstellventile zur Deionatnachfüllung vor Speisewasserbehälter öffnen nicht
T3_PF	185 Q _{0,T3}	171 E _{0,T3}	1,5	Wie T2_PF
T4	Q _{0,T4}	E _{0,T4}	4,2	GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND alle Sicherheitsventile öffnen nicht durch GVA der Magnetventile; GVA alle Abblaseregelventile öffnen nicht UND GVA alle Sicherheitsventile öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Absperrarmaturen im Deionatnachfüllsystem öffnen nicht;

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
				GVA aller Notspeisediesel UND GVA Druckhalte-regelventile für An-/Abfahrpumpenstränge öffnen nicht; GVA aller Notspeisediesel UND GVA Einstellventile zur Deionatnachfüllung vor Speisewasserbehälter öffnen nicht;
T4_PF	208 Q _{0,T4}	186 E _{0,T4}	1,5	Wie T2_PF
T7	Q _{0,T7}	E _{0,T7}	4,2	Wie T2
T7_PF	208 Q _{0,T7}	187 E _{0,T7}	1,5	Wie T2_PF

5.7.3.5 Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern bei nicht verfügbarem Frischdampfsammler

Tab. 5.15 Nichtverfügbarkeit, aber Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern bei nicht verfügbarem Frischdampfsammler bei Transienten (Funktion Y3_PF)

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	Q _{0,T2} = 3,39 E-07	E _{0,T2} = 2,72 E-07	10,3	Ausfall Reaktorschutzanregung Druck FD-Leitung > max1 an 1v4 DE UND BV 1v2 Zahnradpumpen des Zwischenkühlsystems für nukleare Kühlstellen (Strang 2) UND Ausfall der Anregung der Strangumschaltung auf Strang 3 UND Ausfall der Handmaßnahme zum Öffnen der Frischdampf-Anwärmleitungen zur Druckbegrenzung; Ausfall Reaktorschutzanregung Druck FD-Leitung > max1 an 1v4 Dampferzeugern UND BV 1v2 Zahnradpumpen des Zwischenkühlsystems für nukleare Kühlstellen (Strang 2) UND Ausfall der Anregung der Strangumschaltung auf Strang 3 UND Frischdampf-Anwärmventil an 1v4 DE öffnet nicht
T2_PF	33,3 Q _{0,T2}	37,9 E _{0,T2}	4,0	Ausfall Reaktorschutzanregung Druck FD-Leitung > max1 an 1v4 Dampferzeugern UND Ausfall der Handmaßnahme zum Öffnen der Frischdampf-Anwärmleitungen zur Druckbegrenzung UND BVP Nebenkühlwasserpumpen Stränge 2 und 3; Ausfall Reaktorschutzanregung Druck FD-Leitung > max1 an 1v4 Dampferzeugern UND Ausfall der Handmaßnahme zum Öffnen der Frischdampf-Anwärmleitungen zur Druckbegrenzung UND BVP Nebenkühlwasserpumpe (Strang 2 bzw. 3) UND BVP 1v2 Zahnradpumpen des Zwischenkühlsystems für nukleare Kühlstellen (Strang 3 bzw. 2); Ausfall Reaktorschutzanregung Druck FD-Leitung > max1 an 1v4 Dampferzeugern UND Ausfall der Handmaßnahme zum Öffnen der Frischdampf-Anwärmleitungen zur Druckbegren-

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
				zung UND BVP 1v2 Zahnradpumpen des Zwischenkühlsystems für nukleare Kühlstellen Stränge 2 und 3
T3	$Q_{0,T3} = 3,39 \text{ E-07}$	$E_{0,T3} = 2,58 \text{ E-07}$	9,6	Wie T2
T3_PF	33,3 $Q_{0,T3}$	39,5 $E_{0,T3}$	4,0	Wie T2_PF
T4	$Q_{0,T4} = 3,39 \text{ E-07}$	$E_{0,T4} = 2,59 \text{ E-07}$	9,6	Wie T2
T4_PF	33,3 $Q_{0,T4}$	39,0 $E_{0,T4}$	3,9	Wie T2_PF
T7	$Q_{0,T7} = 3,39 \text{ E-07}$	$E_{0,T7} = 2,77 \text{ E-07}$	9,5	Wie T2
T7_PF	33,3 $Q_{0,T7}$	37,5 $E_{0,T7}$	4,1	Wie T2_PF

5.7.3.6 Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen

Tab. 5.16 Nichtverfügbarkeit der Notfallmaßnahme Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen bei Transienten (Funktion SDE)

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	$Q_{0,T2}$	$E_{0,T2}$	6,0	Ausfall Diagnose zur SDE; Ausfall der Handmaßnahme zum Starten der Notspeisepumpe über E-Antrieb UND Ausfall der Handmaßnahmen zur Durchführung der SDE
T2_PF	$Q_{0,T2}$	0,98 $E_{0,T2}$	6,1	Wie T2
T3	$Q_{0,T3}$	$E_{0,T3}$	6,3	Wie T2
T3_PF	$Q_{0,T3}$	0,96 $E_{0,T3}$	6,0	Wie T2
T4	$Q_{0,T4}$	$E_{0,T4}$	6,2	Wie T2
T4_PF	$Q_{0,T4}$	0,95 $E_{0,T4}$	6,0	Wie T2
T7	$Q_{0,T7}$	$E_{0,T7}$	6,0	Wie T2
T7_PF	$Q_{0,T7}$	0,98 $E_{0,T7}$	6,2	Wie T2

5.7.3.7 Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen

Die Nichtverfügbarkeit der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen“ (PDE) wird maßgeblich vom Ausfall der Handmaßnahmen zur Durchführung der PDE bestimmt. Entsprechend der Basis-PSA ist die Fehlerwahrscheinlichkeit für diese Handmaßnahmen ca. dreimal höher, wenn keine Frischdampfabgabe möglich und

damit keine SDE durchführbar ist. Dementsprechend ist in diesem Fall die Nichtverfügbarkeit der PDE ca. dreimal so groß als nach einer erfolglosen Durchführung der SDE.

Tab. 5.17 Nichtverfügbarkeit der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen bei Transienten“ (Funktion PDE) nach erfolgloser SDE

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	$Q_{0,T2}$	$E_{0,T2}$	4,3	Ausfall der Handmaßnahmen zur Durchführung der PDE; Ausfall Niederspannungsleistungsschalter; Ausfall 380 V Sammelschienen
T2_PF	1,13 $Q_{0,T2}$	1,16 $E_{0,T2}$	3,5	Ausfall der Handmaßnahmen zur Durchführung der PDE; Ausfall Niederspannungsleistungsschalter; Ausfall 380 V Sammelschienen; Ausfälle in der Nachkühlkette durch BVP (u. a. Sicherheitseinspeisepumpen, Zwischenkühlpumpen, Nebenkühlwasserpumpen)
T3	$Q_{0,T3}$	$E_{0,T3}$	4,5	Wie T2
T3_PF	1,13 $Q_{0,T3}$	1,18 $E_{0,T3}$	3,6	Wie T2_PF
T4	$Q_{0,T4}$	$E_{0,T4}$	4,5	Wie T2
T4_PF	1,13 $Q_{0,T4}$	1,18 $E_{0,T4}$	3,6	Wie T2_PF
T7	$Q_{0,T7}$	$E_{0,T7}$	4,2	Wie T2
T7_PF	1,13 $Q_{0,T7}$	1,18 $E_{0,T7}$	3,5	Wie T2_PF

Tab. 5.18 Nichtverfügbarkeit der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen bei Transienten“ (Funktion PDE), wenn keine SDE möglich ist

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	$Q_{0,T2}$	$E_{0,T2}$	2,2	Ausfall der Handmaßnahmen zur Durchführung der PDE; Ausfall Niederspannungsleistungsschalter; Ausfall 380 V Sammelschienen
T2_PF	1,01 $Q_{0,T2}$	1,05 $E_{0,T2}$	2,1	Ausfall der Handmaßnahmen zur Durchführung der PDE; Ausfall Niederspannungsleistungsschalter; Ausfall 380 V Sammelschienen; Ausfälle in der Nachkühlkette durch BVP (u. a. Sicherheitseinspeisepumpen, Zwischenkühlpumpen, Nebenkühlwasserpumpen)
T3	$Q_{0,T3}$	$E_{0,T3}$	2,2	Wie T2

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T3_PF	1,01 Q _{0,T3}	1,05 E _{0,T3}	2,1	Wie T2_PF
T4	Q _{0,T4}	E _{0,T4}	2,2	Wie T2
T4_PF	1,01 Q _{0,T4}	1,05 E _{0,T4}	2,1	Wie T2_PF
T7	Q _{0,T7}	E _{0,T7}	2,2	Wie T2
T7_PF	1,01 Q _{0,T7}	1,06 E _{0,T7}	2,0	Wie T2_PF

5.7.3.8 Lüftungstechnischer Gebäudeabschluss des Sicherheitsbehälters

Tab. 5.19 Nichtverfügbarkeit des lüftungstechnischen Gebäudeabschlusses des Sicherheitsbehälters bei Transienten (Funktion C)

Transiente	Punkt-wert	Erwartungs-wert	k95	Hauptbeiträge / Minimalschnitte
T2	Q _{0,T2}	E _{0,T2}	10,8	Zwei Lüftungsarmaturen in Zuluftleitung schließen nicht (Reihenschaltung); Zwei Lüftungsarmaturen in Abluftleitung schließen nicht (Reihenschaltung); Ausfall Reaktorschutzanregung für GBA-Signal für eine Armatur in Zuluftleitung UND zweite Armatur in Zuluftleitung schließt nicht; Ausfall Reaktorschutzanregung für GBA-Signal für eine Armatur in Abluftleitung UND zweite Armatur in Abluftleitung schließt nicht
T2_PF	Q _{0,T2}	E _{0,T2}	10,8	Wie T2
T3	Q _{0,T3}	E _{0,T3}	10,8	Wie T2
T3_PF	Q _{0,T3}	E _{0,T3}	10,8	Wie T2
T4	Q _{0,T4}	E _{0,T4}	10,8	Wie T2
T4_PF	Q _{0,T4}	E _{0,T4}	10,8	Wie T2
T7	Q _{0,T7}	E _{0,T7}	10,8	Wie T2
T7_PF	Q _{0,T7}	E _{0,T7}	10,8	Wie T2

5.7.4 Unsicherheitsanalyse

Das Ergebnis einer Unsicherheitsanalyse ist eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Eintreten eines Endzustandes von Ereignisabläufen (z. B. ein Kernschadenzustand) oder die Nichtverfügbarkeit einer Systemfunktion.

Die Ausfallwahrscheinlichkeiten unterschiedlicher Verbraucher des Eigenbedarfs leiten sich aus den gleichen Daten ab. Um diese Abhängigkeiten zu berücksichtigen, wurde

eine weitere Analyse von Szenario 2 durchgeführt (bezeichnet mit „Parameterkopplung“). Hierfür wurde allen Basisereignissen der Ausfallart BVP der gleiche Parameter zugewiesen (größte bedingte Ausfallwahrscheinlichkeit im Szenario 2; $p = 1,39 \text{ E-}01$; $k_{95} = 1,2$). Die Unsicherheitsanalyse erfolgt dadurch „gekoppelt“, d. h., wenn in einem Minimalschnitt mehrere Basisereignisse der Ausfallart BVP enthalten sind, wird in der Unsicherheitsanalyse für diese Basisereignisse immer das gleiche Quantil der Wahrscheinlichkeitsverteilung ausgespielt. Diese „Parameterkopplung“ bildet eine obere Schranke für das Ergebnis der Unsicherheitsanalyse für das Szenario 2.

Die Abb. 5.23 zeigt das Ergebnis der Unsicherheitsanalysen für die Kernschadenswahrscheinlichkeit im Szenario 2. Zusätzlich dargestellt sind Ergebnisse der Unsicherheitsanalysen mit Parameterkopplung und für Analysen mit verdoppelter bzw. halbiertes Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung. Die blaue Verteilung (Szenario 2) verläuft steiler als die lila Verteilung (Szenario 2 mit Parameterkopplung), d. h. die Unsicherheit im Ergebnis ist größer, wenn unterstellt wird, dass die Angabe der Ausfallwahrscheinlichkeit aufgrund des Phasenfehlers inkl. Der Unsicherheit in dieser Angabe für alle Verbraucher eine Abhängigkeit zeigt.

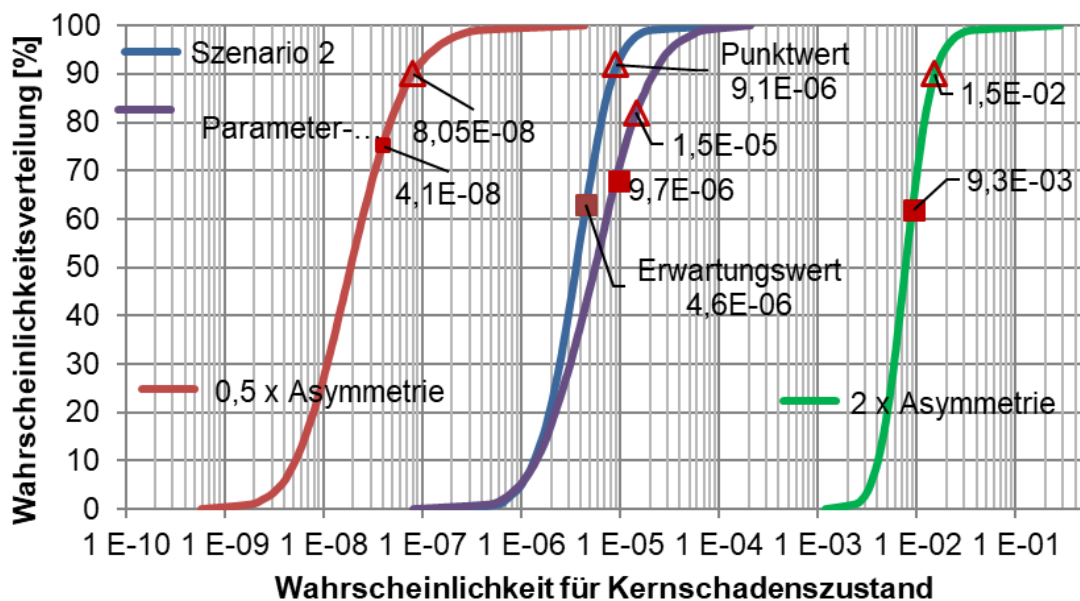


Abb. 5.23 Kernschadenswahrscheinlichkeit im Szenario 2. Zusätzlich dargestellt sind Ergebnisse der Unsicherheitsanalysen mit Parameterkopplung und für Analysen mit verdoppelter bzw. halbiertes Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung

Außerdem wird durch die Verwendung des Maximalwerts der Ausfallwahrscheinlichkeit für alle Ausfälle der Ausfallart BVP das Ergebnis der Minimalschnittanalyse (Punktwert) um den Faktor 1,6 größer. Der Erwartungswert mit Parameterkopplung beträgt das 2,1-fache bezogen auf die Unsicherheitsanalyse ohne Parameterkopplung. Die Punktwerte übersteigen die Erwartungswerte, weil die Unsicherheit in der Angabe der Ausfallwahrscheinlichkeit für alle Ausfälle der Ausfallart BVP, ausgedrückt durch den k95-Wert einer lognormal-Verteilung, sehr klein ist.

Um die Sensitivität des Ergebnisses auf Änderungen des Grads der Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung zu quantifizieren, wurden weitere Analysefälle definiert (2 x Asymmetrie und 0,5 x Asymmetrie, vgl. Abschnitt 5.7.6). Die Ergebnisse der Unsicherheitsanalysen für diese Fälle sind in Abb. 5.23 durch die rote und grüne Verteilung dargestellt.

5.7.5 Importanzanalysen

Mittels der Importanzanalyse werden die wichtigsten Beiträge von Basisereignissen, Komponenten und Systemen sowie von auslösenden Ereignissen zum Schadenszustand (SZ) quantifiziert.

Als Importanzmaß wird im Folgenden der Beitrag zu der SZ-Wahrscheinlichkeit von Systemen oder Basisereignissen (in der PSA-Software RiskSpectrum® mit „Fractional Contribution“ (FC) bezeichnet) angegeben. Dieser Wert ergibt sich aus dem Risikoreduktionsfaktor (engl. Risk Decrease Factor (RDF)):

$$FC_i = 1 - \frac{1}{RDF} = 1 - \frac{Q_{gesamt}(Q_i = 0)}{Q_{gesamt}} = \frac{Q_{gesamt} - Q_{gesamt}(Q_i = 0)}{Q_{gesamt}} \quad (5.1)$$

Der Index i steht dabei entweder für ein bestimmtes System oder Basisereignis. Q_{gesamt} ist die Schadenswahrscheinlichkeit unter der Annahme „System i funktioniert bzw. Basisereignis i nicht eingetreten“ und $Q_{gesamt}(Q_i = 0)$ ist die Schadenswahrscheinlichkeit unter der Annahme „ i ausgefallen / eingetreten“. Weil die unterschiedlichen Minimalschnitte viele unterschiedliche Basisereignisse enthalten und einzelne Basisereignisse in mehreren Minimalschnitten vorkommen, ist die Summe über alle Basisereignisse $\sum_{\text{Basisereignisse } i} FC_i > 1$. Ebenso ist die Summe über alle Systeme $\sum_{\text{Systeme } i} FC_i > 1$.

5.7.5.1 **Importanz der Systemausfälle mit darauffolgenden auslösenden Ereignissen**

Die Abb. 5.21 zeigt den Anteil von Transienten an der Häufigkeit eines Kernschadenszustands infolge von redundanzübergreifenden Ausfällen im Szenario 2. Die Transienten im Szenario 2 werden durch Systemausfälle aufgrund des Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung verursacht. Der Beitrag von Systemkomponenten an der SZ-Wahrscheinlichkeit ist in der Abb. 5.24 dargestellt.

Den größten Beitrag an der SZ-Wahrscheinlichkeit tragen Ausfälle im Kühlsystem für die nuklearen Kühlstellen bei (Diese haben die Transiente T7_PF zur Folge). Weiterhin sind Ausfälle der Nebenkühlwasserpumpen und der Hauptkühlmittelpumpen maßgeblich (Folge: T7_PF). Unter 10 % liegen die Beiträge von Ausfällen der Steuerflüssigkeitspumpen (Folge: T3_PF), der Zellenkühler für das Nebenkühlwasser (Folge: T7_PF), der konventionellen Zwischenkühlpumpen (Folge: T4_PF), der konventionellen Nebenkühlwasserpumpen (Folge: T4_PF) und der Kühlturmpumpen (Folge: T3_PF). Beiträge von je unter einem Prozent liefern Ausfälle der Hauptspeisewasserpumpen (Folge: T2_PF), der Hochdruckförderpumpen des Volumenregelsystems (Folge: T7_PF), der Hauptkühlwasserpumpen (Folge: T4_PF) und der Hauptkondensatpumpen (Folge: T4_PF).

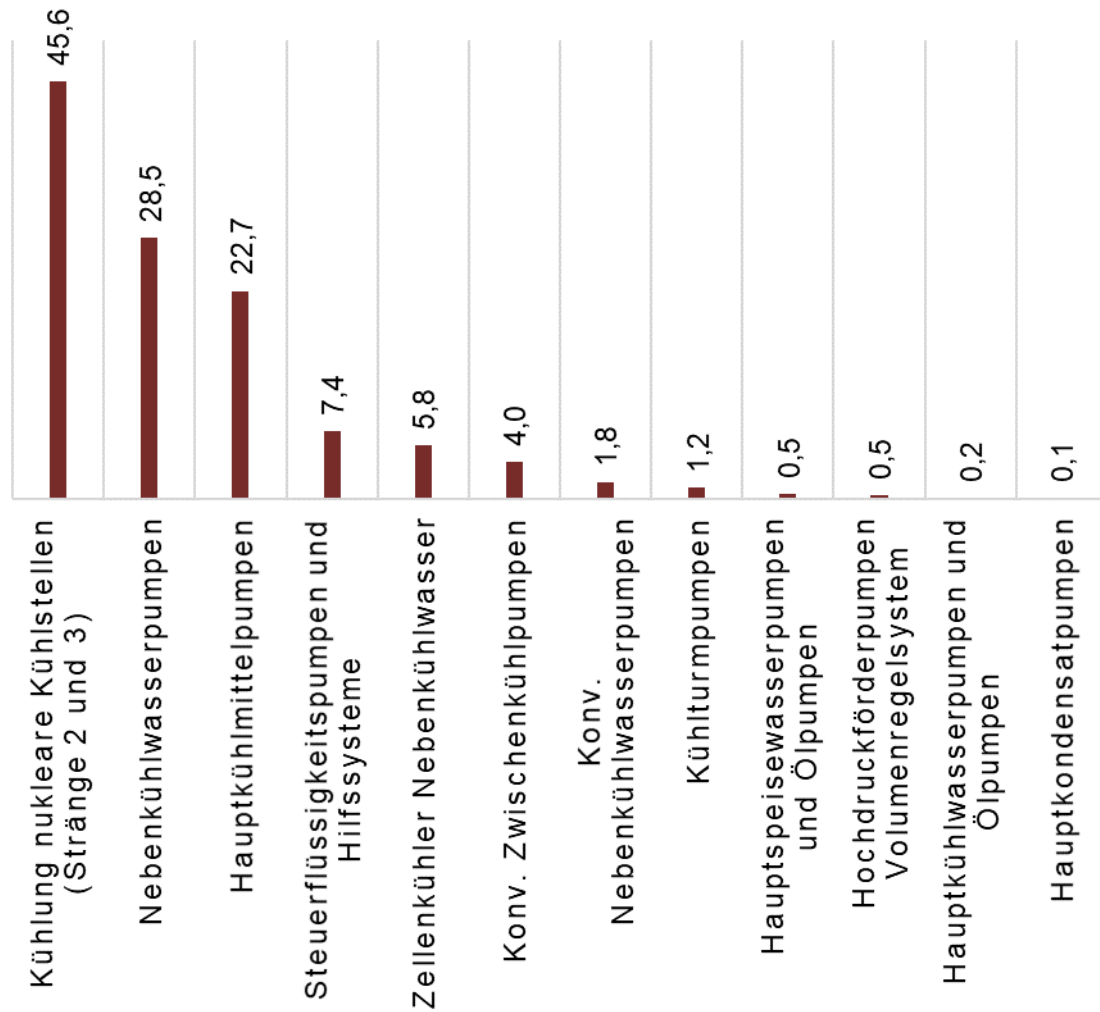


Abb. 5.24 Beitrag an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Systemausfällen (Angabe in Prozent)

5.7.5.2 Wichtigkeit von Systemen und Komponenten der Sicherheitsfunktionen

Die Transienten im Szenario 2 können mit den Sicherheitssystemen der Anlage beherrscht werden, falls diese verfügbar sind. Die Beiträge der Nichtverfügbarkeit von Sicherheitssystemen aufgrund der Ausfallart BVP an der SZ-Wahrscheinlichkeit sind in der Abb. 5.25 dargestellt. Das Ergebnis wird durch Ausfälle der An-/ Abfahrpumpen und des Notspeisesystems dominiert. Demgegenüber sind die Ausfälle der Stränge 1 und 4 des Zwischenkühlsystems und der Nachkühlssysteme sehr klein.

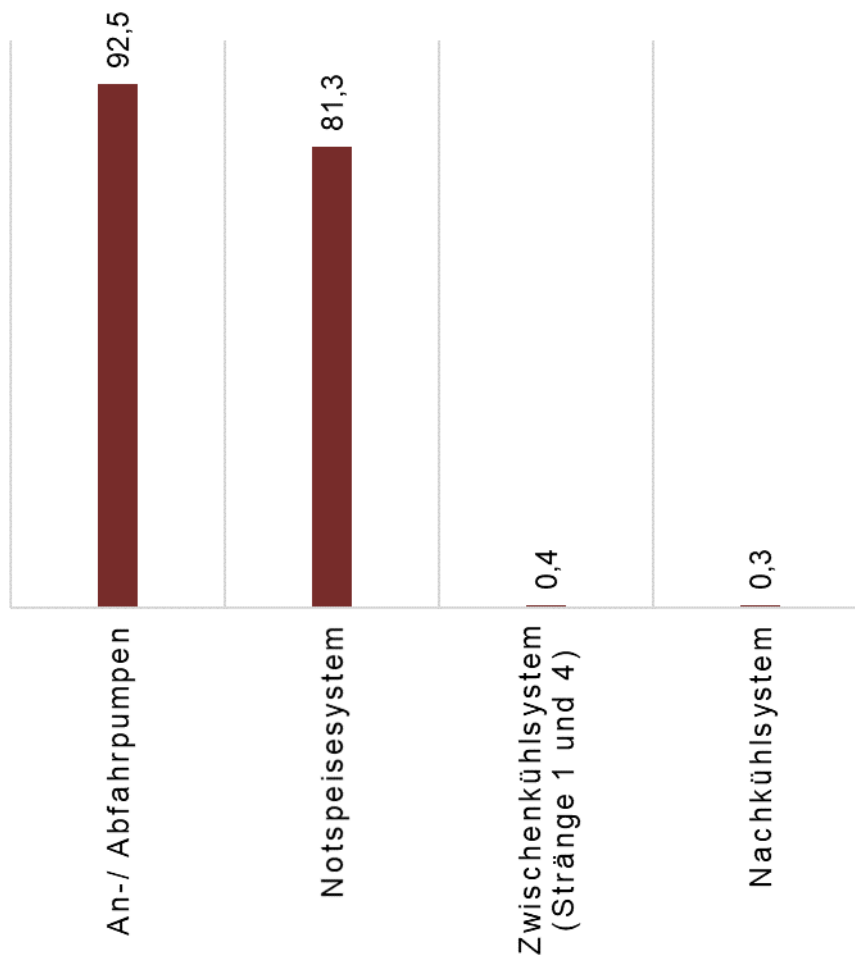


Abb. 5.25 Beitrag an der SZ-Wahrscheinlichkeit der Ausfälle von Sicherheitssystemen durch Phasenfehler

In der Abb. 5.26 werden die Beiträge der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme mit der Ausfallart BVP an der SZ-Wahrscheinlichkeit dargestellt. Das Ergebnis wird durch Ausfälle der An-/ Abfahrpumpen, von Ausfällen der Deionatumwälzpumpen des Notspeisesystems und von Ausfällen der Ventilatoren zur Kühlung der Notspeisediesel dominiert. Bereits deutlich kleiner ist der Beitrag von Ausfällen der Deionatnachfüllpumpen. Demgegenüber sind die Ausfälle der Pumpen 1 und 4 des Zwischenkühlsystems zur Kühlung der Sicherheitskomponenten, der Sicherheitseinspeisepumpen und der Nachkühlpumpen sehr klein.

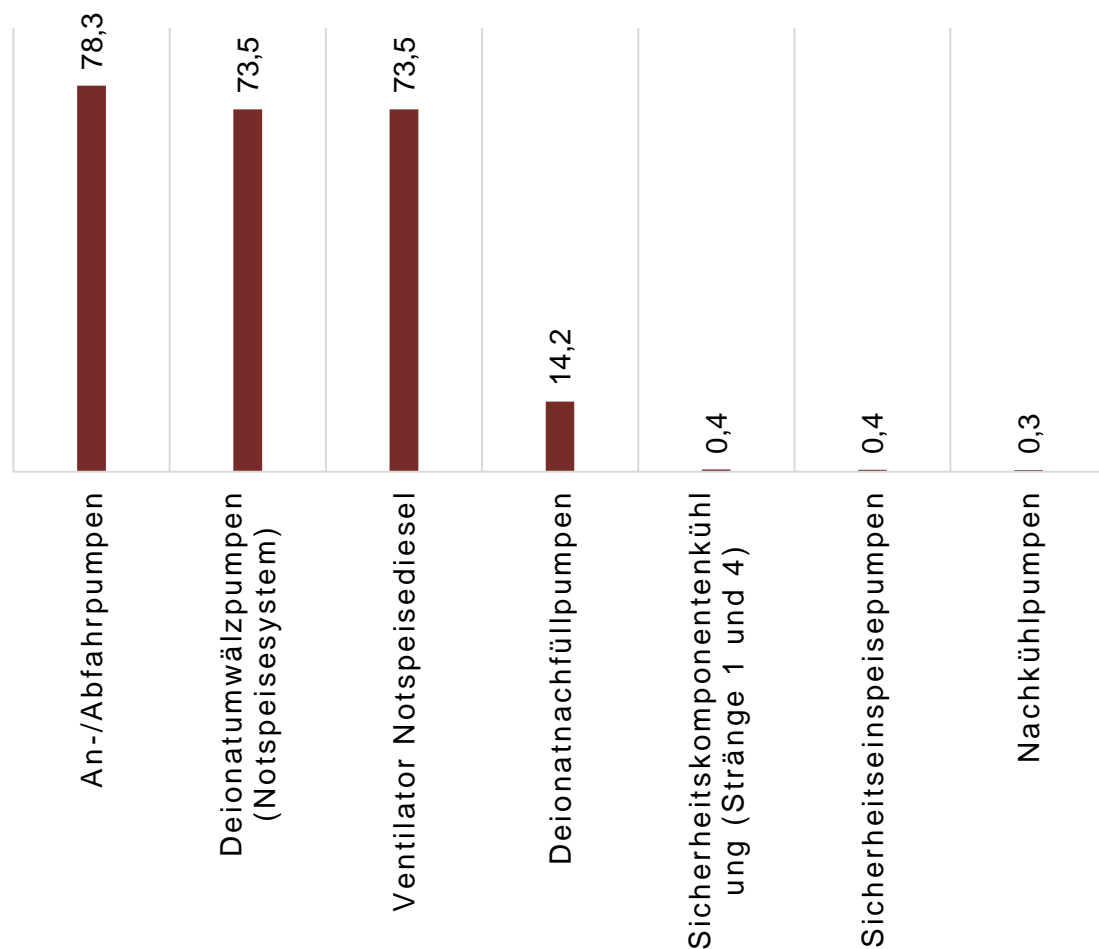


Abb. 5.26 Anteile am Gesamtergebnis (in Prozent) der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme durch Phasenfehler

5.7.5.3 Wichtigkeit der Basisereignisse

Bei der Diskussion der Wichtigkeit der Basisereignisse wird unterschieden zwischen Basisereignissen, die auslösende Ereignisse zur Folge haben, und Basisereignissen, die zu Ausfällen von Systemfunktionen zur Beherrschung der auslösenden Ereignisse beitragen.

In Abb. 5.27 sind die Beiträge der wichtigsten Basisereignisse an der SZ-Wahrscheinlichkeit mit Werten größer 10 % dargestellt. Diese Basisereignisse können alle zum Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen führen und die Transiente T7_PF auslösen. Die wichtigsten sechs Basisereignisse führen zum Ausfall der Kühlung der Hauptkühlmittelpumpen. Den größten Einzelbeitrag hat das BVP der Nebenkühlwasserpumpe 3 (19,3 %). Der Beitrag des BVP der Nebenkühlwasserpumpe 2 ist ca. 5 %

kleiner. Dieser Unterschied in der Importanz ist nicht mit der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeit der Komponenten begründbar; die Ausfallwahrscheinlichkeit der Pumpe 2 ist sogar etwas größer als die Ausfallwahrscheinlichkeit von Pumpe 3. Deshalb werden die Systemtechnik bzw. die Modellierung der Systeme in der Basis-PSA für die unterschiedlichen Beiträge verantwortlich gemacht. Das BVP einer Hauptkühlmittelpumpe trägt mit je 11,4 % zum SZ-Wahrscheinlichkeit bei.

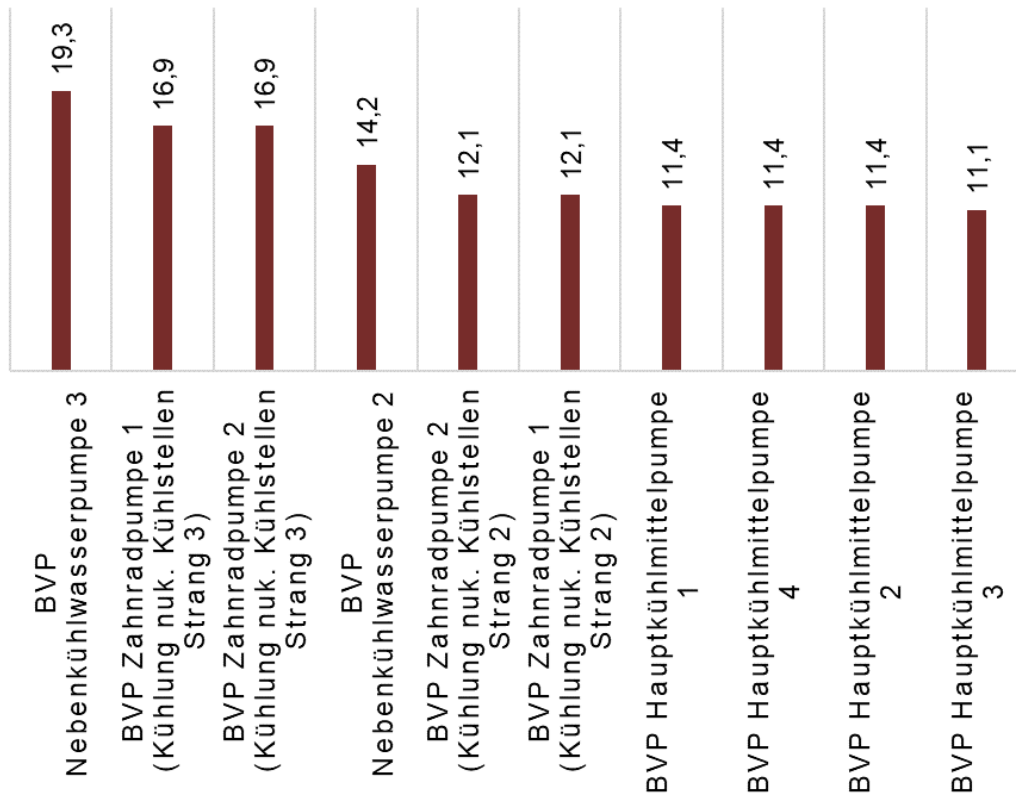


Abb. 5.27 Beitrag an der SZ-Wahrscheinlichkeit der wichtigsten Basisereignisse, die Transienten auslösen (im Szenario 2)

Die Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit der Basisereignisse, die zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme beitragen, sind in der Abb. 5.28 dargestellt. Den größten Beitrag hat der Ausfall der Handmaßnahmen zur PDE (bei nicht-verfügbarer sekundärseitiger Frischdampfabgabe). Der zweitgrößte Beitrag resultiert aus einem Fehler in der FDU-Regelung, der zur Auslösung von dp/dt führt. Dadurch wird bei den Transienten T2, T2_PF, T7 und T7_PF der Frischdampfsammler un verfügbar (Ausfall der Funktion B2). Die Wahrscheinlichkeiten dieser beiden Basisereignisse werden im Szenario 2 nicht vom Phasenfehler beeinflusst.

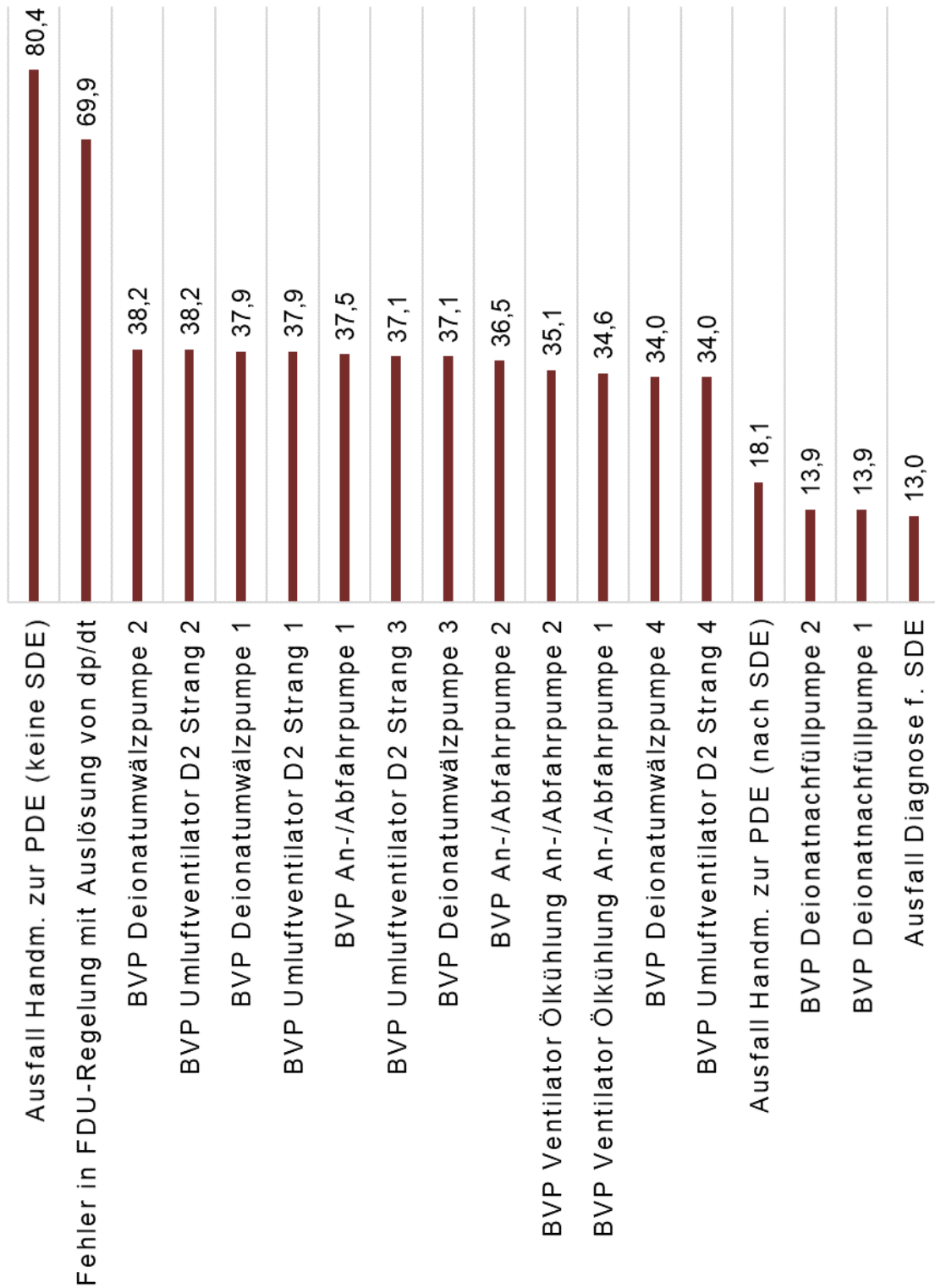


Abb. 5.28 Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit der Basisereignisse, die zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme beitragen

Mit Ausnahme des Ausfalls der Diagnose zur Durchführung einer SDE und des Ausfalls der Durchführung der SDE haben alle anderen in der Abb. 5.28 gezeigten Basisereignisse die Ausfallart BVP. Die wichtigsten Einzelausfälle mit Beiträgen zwischen 34 und 38 % betreffen die vier Deionatumwälzpumpen des Notspeisesystems, die vier Umluftventilatoren für die Notspeisediesel sowie die beiden An-/ Abfahrpumpen und deren Ölpumpen. Mit ca. 14 % tragen die Ausfälle der Deionatnachfüllpumpen bei.

5.7.6 Sensitivität des PSA-Ergebnisses auf Änderungen des Grads der Asymmetrie

Zur Bewertung der Sensitivität des PSA-Ergebnisses auf Unsicherheiten in den mit NEPLAN erzielten Ergebnissen wurden weitere PSA-Analysen durchgeführt. Mit NEPLAN wurde der Grad der Asymmetrie an Verbrauchern des Eigenbedarfs für das Phasenfehler-Szenario 2 (SO02) berechnet. Im Zuge einer Sensitivitätsanalyse in der PSA wurden diese Werte der Asymmetrie verdoppelt (Analysefall 2 x Asymmetrie) bzw. halbiert (Analysefall 0,5 x Asymmetrie). Im Folgenden werden die wesentlichen Unterschiede in den Ergebnissen dieser Analysefälle zu den Ergebnissen für das Szenario 2 dargestellt.

Das Ergebnis der Quantifizierung der Wahrscheinlichkeit mit RiskSpectrum® für Transienten im Szenario mit verdoppelter Asymmetrie ist in der Abb. 5.29 links dargestellt. Demnach kommt es in jedem Fall zu einer Transiente. Die Wahrscheinlichkeiten für die Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF und T7_PF steigen im Vergleich zum Szenario 2 (vgl. Abb. 5.22) alle an. Für T4_PF ergab sich fast der dreifache und für T3_PF der doppelte Wert.

Hinsichtlich der Beiträge der Transienten zu Kernschadenzuständen ergeben sich keine großen Unterschiede durch die Verdoppelung der Asymmetrie (vgl. Abb. 5.29 rechts mit Abb. 5.21). Der Beitrag von T2_PF steigt von 1 % auf 6 %. Die Wahrscheinlichkeiten für Schadenszustände infolge der Transienten T7_PF und T3_PF sinken um wenige Prozentpunkte, während der Beitrag von T4_PF etwas ansteigt.

Mit halbierter Asymmetrie geht die Wahrscheinlichkeit für Transienten durch den Phasenfehler deutlich zurück (siehe Abb. 5.30 links). Im Vergleich zu SO02 steigt v. a. der Beitrag von T3_PF zur Schadenswahrscheinlichkeit an (vgl. Abb. 5.30 rechts mit Abb. 5.21).

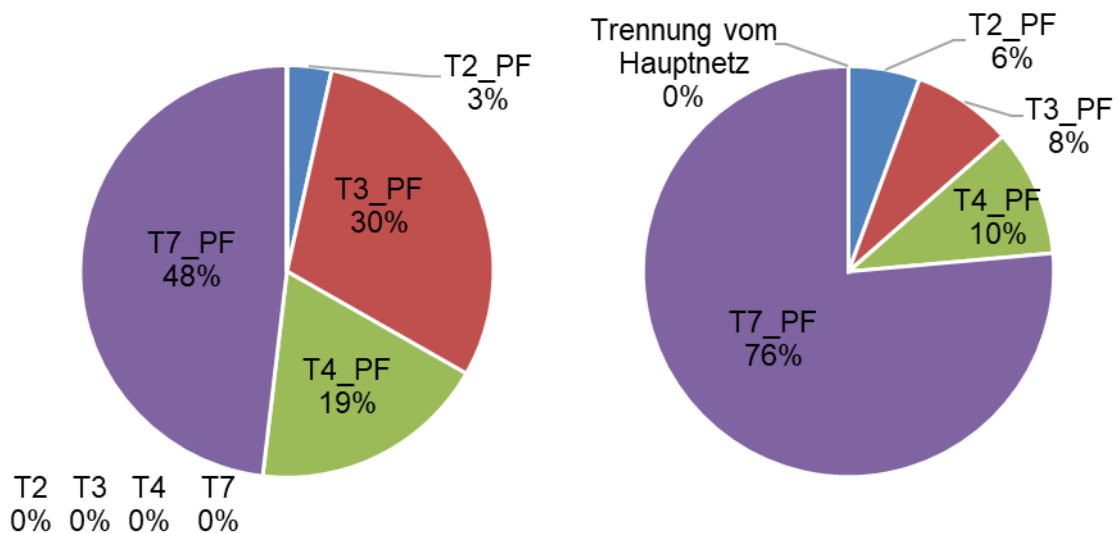


Abb. 5.29 Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenszuständen (rechts) mit verdoppelter Asymmetrie

Die Anteile der Transienten T2, T3, T4, T7 sind kleiner 0,01 %, aber größer als 0. „Keine Transienten“ kommen nicht vor und werden deshalb hier nicht aufgelistet.

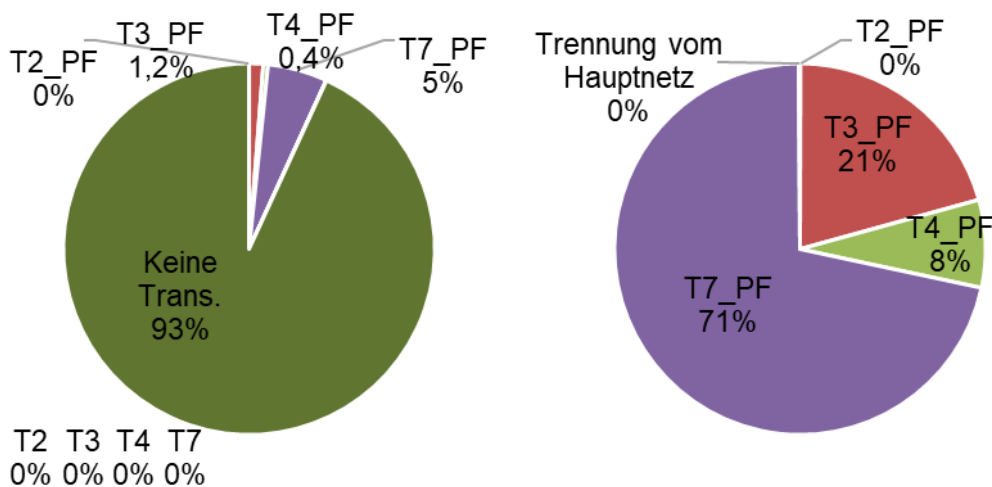


Abb. 5.30 Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenszuständen (rechts) mit halbierter Asymmetrie

In der Abb. 5.31 sind die dominanten Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen, für den Analysefall mit verdoppelter Asymmetrie dargestellt. Diese Ausfälle haben alle die Transiente T7_PF zur Folge. Im Vergleich zu SO02 steigen vor allem die Anteile von Ausfällen der Nebenkühlwasserpumpen und der Zellenkühler für das Nebenkühlwasser. Im Gegenzug sinkt die Importanz der Hauptkühlmittelpumpen.

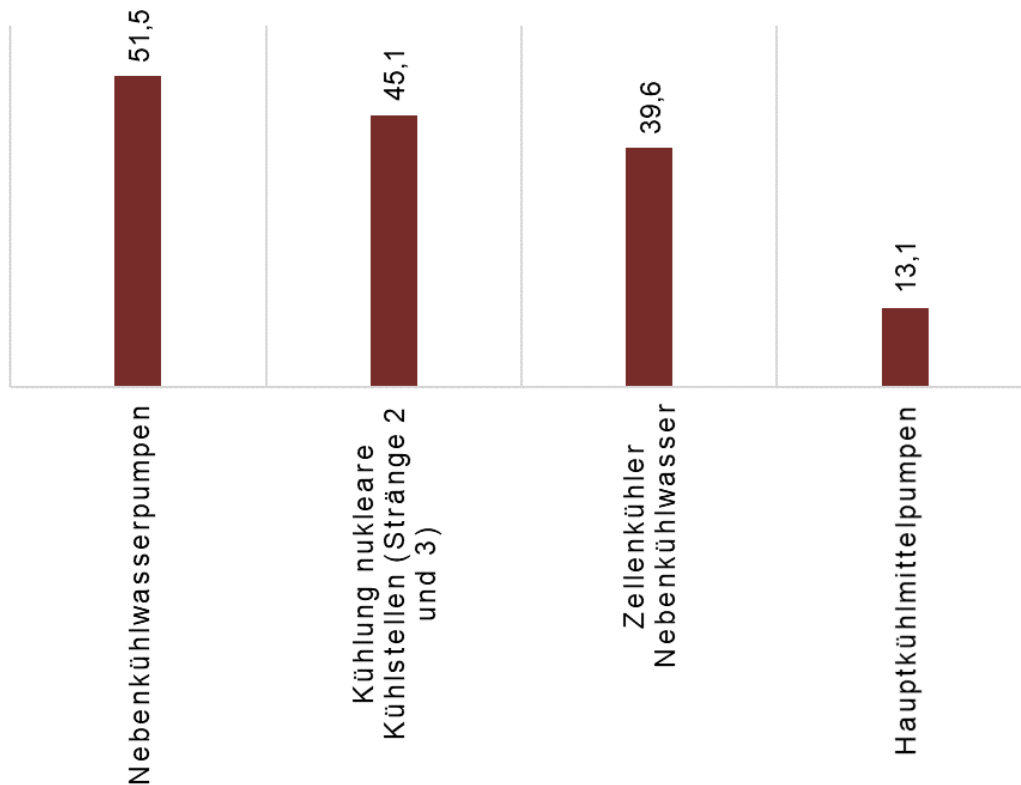


Abb. 5.31 Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen (für verdoppelte Asymmetrie)

In der Abb. 5.32 sind die dominanten Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen, für den Analysefall mit halbiertem Asymmetrie dargestellt. Die Ausfälle der Kühlung der nuklearen Kühlstellen (Stränge 2 und 3) der Nebenkühlwasserpumpen oder von Hauptkühlmittelpumpen haben die Transiente T7_PF zur Folge; deren Anteile sind im Vergleich zu SO₂ gesunken. Gestiegen sind v. a. die Anteile von Ausfällen der Steuerflüssigkeitspumpen inkl. Hilfssysteme (Folge: T3_PF), der Kühlturmpumpen (Folge: T3_PF) und der konventionellen Nebenkühlwasserpumpen (Folge: T4_PF).

Außerdem ist anzumerken, dass die Basisereignisse für das Betriebsversagen der Zahnradpumpen 1 und 2 zur Versorgung der nuklearen Kühlstellen aus der Basis-PSA größere Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit haben (für halbierte Asymmetrie) als die zusätzlich eingeführten Basisereignisse für diese Pumpen mit der Fehlerart BVP.

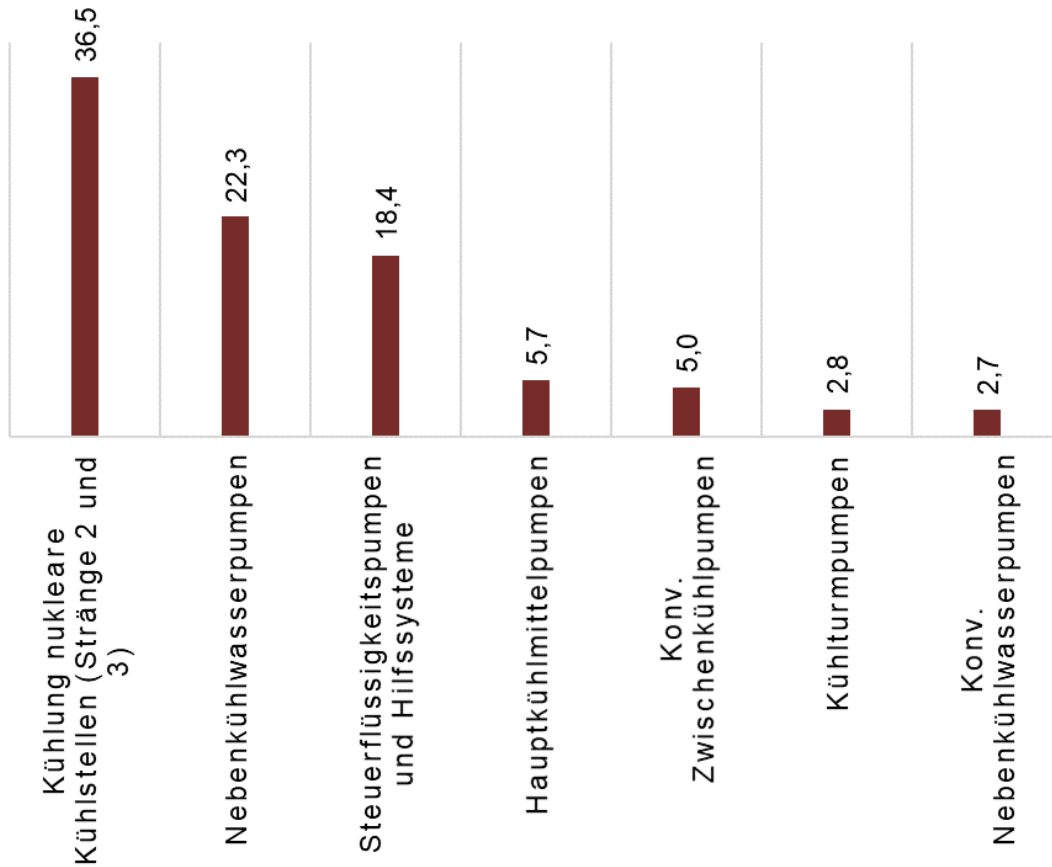


Abb. 5.32 Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen (für halbierte Asymmetrie)

In der Abb. 5.33 sind die dominanten Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler für den Analysefall mit verdoppelter Asymmetrie dargestellt. Im Vergleich zu SO02 (vgl. Abb. 5.26) steigen v. a. die Anteile von Ausfällen der Deionatumwälzpumpen des Notspeisesystems und der Ventilatoren der Notspeisediesel. Die Importanz der An-/Abfahrpumpen steigt ebenfalls. Diese Systeme werden für die Bespeisung der Dampferzeuger benötigt. Außerdem steigt die Importanz der Sicherheitseinspeisepumpen, der Nachkühlpumpen und der Sicherheitskomponentenkühlung (Stränge 1 und 4). Die Verfügbarkeit dieser Komponenten beeinflusst die Durchführbarkeit der PDE.

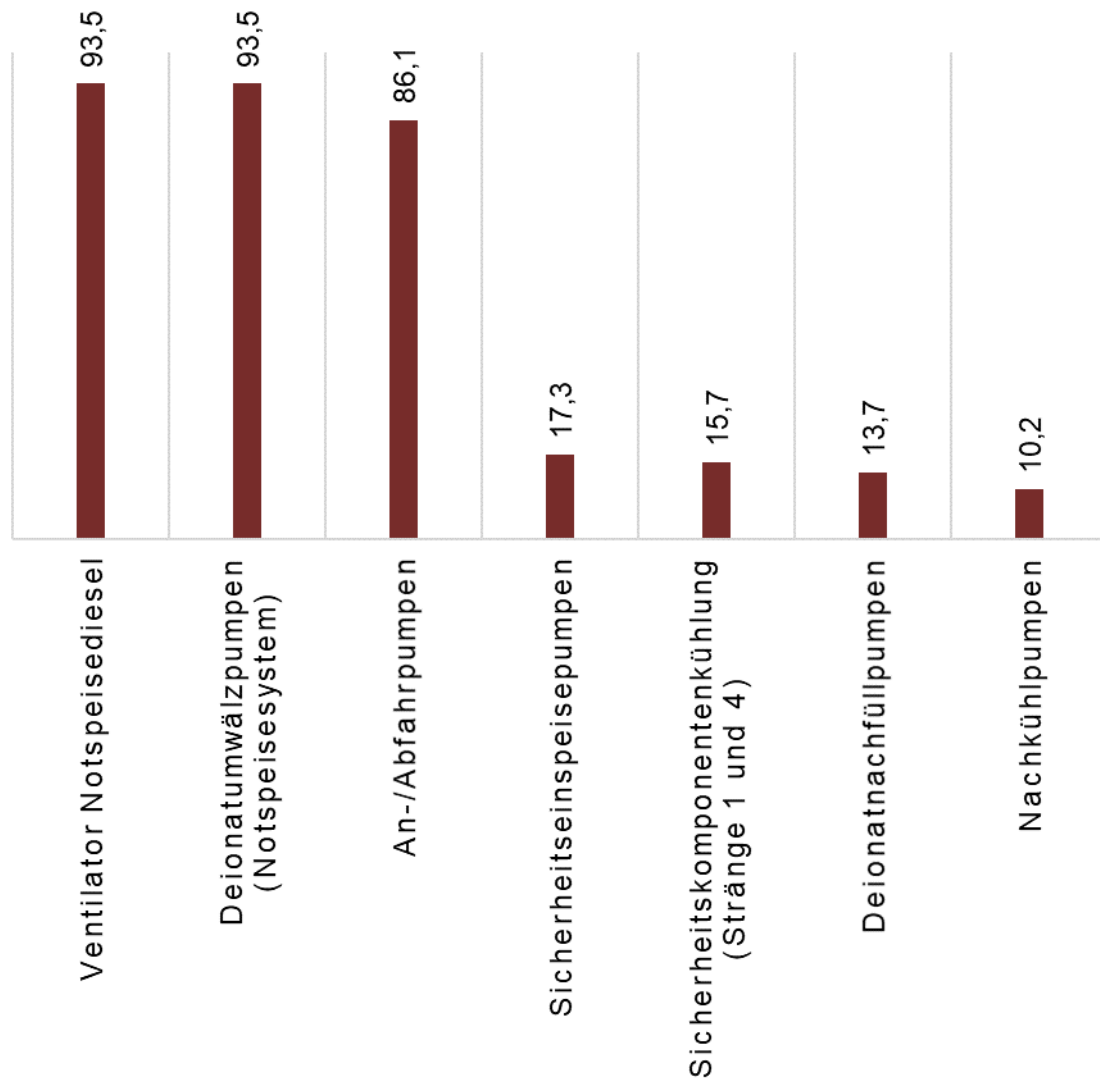


Abb. 5.33 Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler (für verdoppelte Asymmetrie)

In der Abb. 5.34 sind die dominanten Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler für den Analysefall mit halbiertem Asymmetrie dargestellt. Im Vergleich zu SO02 (vgl. Abb. 5.26) sinkt die Wichtigkeit der Basisereignisse mit der Ausfallart BVP. Die dominanten Basisereignisse betreffen alle die Bespeisung der Dampferzeuger.

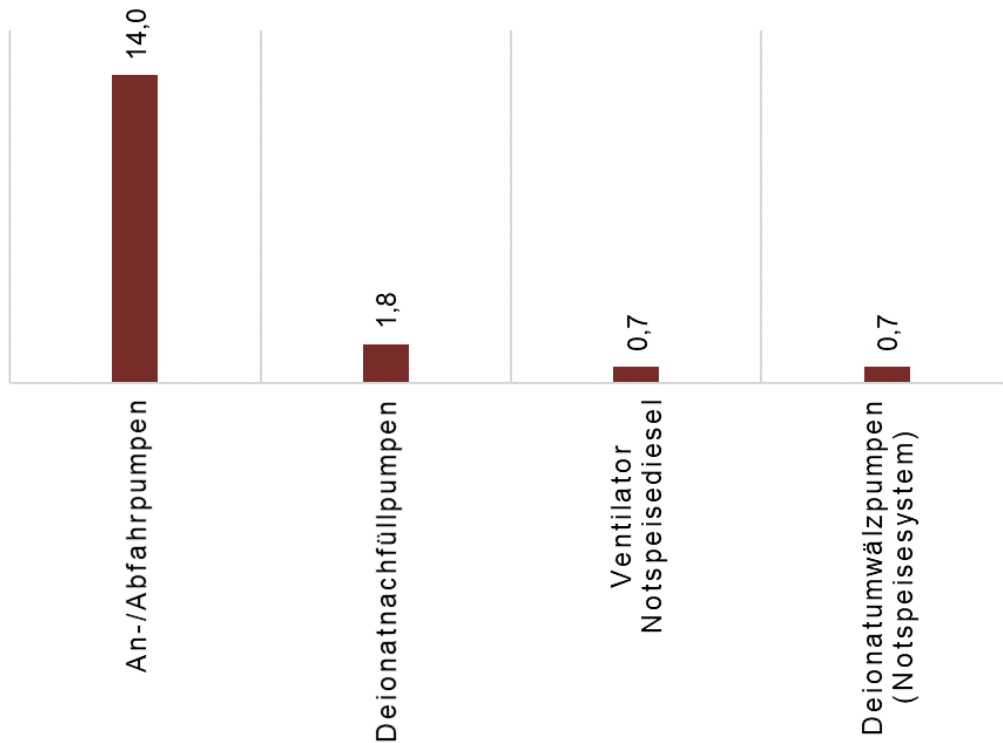


Abb. 5.34 Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler (für halbierte Asymmetrie)

5.7.7 Ergebnisse mit Berücksichtigung möglicher Ausfälle motorbetätigter Armaturen

Das Ergebnis der Quantifizierung der Wahrscheinlichkeit mit RiskSpectrum® für Transienten im Szenario 2 mit Berücksichtigung von möglichen Ausfällen motorbetätigter Armaturen mit der Ausfallart FNP ist in der Abb. 5.35 links dargestellt. Demnach kommt es mit einer Wahrscheinlichkeit von 26 % nicht zu Transienten. Die Wahrscheinlichkeiten für die Transienten T3_PF und T7_PF steigen im Vergleich zum Szenario 2 (vgl. Abb. 5.22) an.

Hinsichtlich der Beiträge der Transienten zu Kernschadenzuständen ergeben sich keine großen Unterschiede durch die Berücksichtigung von motorbetätigten Armaturen (vgl. Abb. 5.35 rechts mit Abb. 5.21). Die Wahrscheinlichkeiten für Schadenszustände infolge der Transiente T3_PF sinkt um wenige Prozentpunkte, während die Beiträge von T4_PF und T7_PF etwas ansteigen.

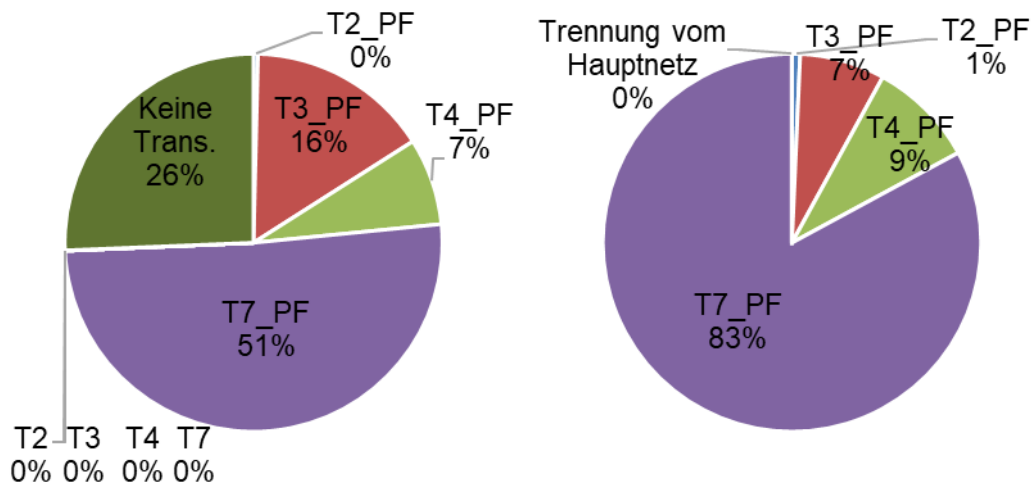


Abb. 5.35 Wahrscheinlichkeit für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenzuständen (rechts, Punktwerte) mit Berücksichtigung von möglichen Ausfällen motorbetätigter Armaturen

In der Abb. 5.36 sind die dominanten Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen, für den Analysefall mit Berücksichtigung von motorbetätigten Armaturen dargestellt. Die drei wichtigsten Ausfälle haben alle die Transiente T7_PF zur Folge. Im Vergleich zu SO02 steigen v. a. die Anteile von Ausfällen der Kühlung der nuklearen Kühlstellen (Stränge 2 und 3). Im Gegenzug sinkt die Importanz der Hauptkühlmittelpumpen und der Nebenkühlwasserpumpen.

In der Abb. 5.37 sind die dominanten Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler für den Analysefall mit Berücksichtigung von motorbetätigten Armaturen dargestellt. Im Vergleich zu SO02 (vgl. Abb. 5.26) steigen vor allem die Anteile von Ausfällen des Notspeisesystems und des Deionatnachfüllsystems. Die Importanz der An-/Abfahrpumpen steigt ebenfalls, während die Importanz der Ventilatoren der Notspeisediesel sinkt. Aufgrund der Berücksichtigung der Ausfallart FNP gewinnen zusätzlich die Systemfunktionen zur Druckentlastung des Frischdampfsystem und die Verfügbarkeit des Speisewasserbehälters für die SDE an Importanz.

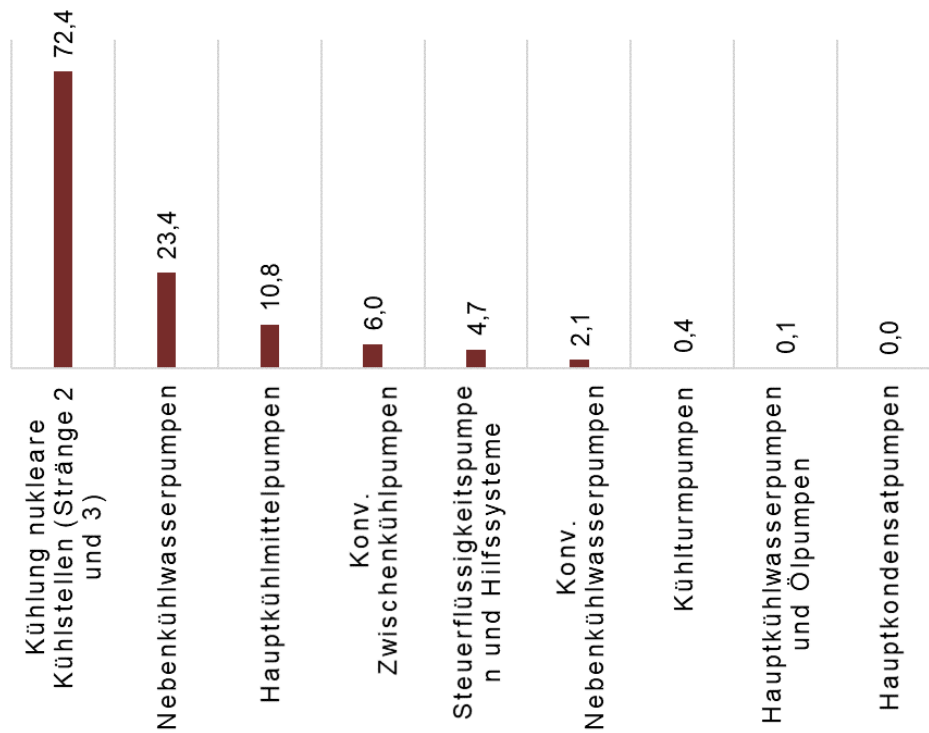


Abb. 5.36 Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen (mit Berücksichtigung von möglichen Ausfällen motorbetätigter Armaturen)

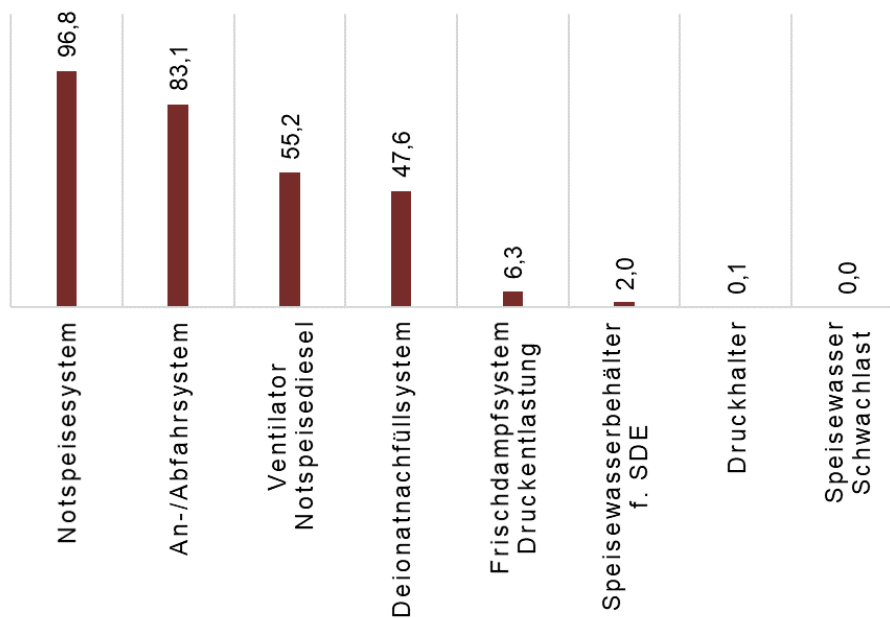


Abb. 5.37 Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler (mit Berücksichtigung von möglichen Ausfällen motorbetätigter Armaturen)

5.7.8 Bemerkungen zum Abschneidefehler

Die Berechnungen des Programms RiskSpectrum[®] basieren auf Minimalschnitten (MCS-Analyse). Die Mengen von Minimalschnitten sind im Allgemeinen so groß, dass sie nicht vollständig ausgewertet werden können. Deshalb werden Minimalschnitte mit einem sehr kleinen Beitrag zur SZ-Wahrscheinlichkeit vernachlässigt. Der hiermit verknüpfte Abschneidefehler (cutoff error) wird im Programm RiskSpectrum[®] aus approximated Beiträgen der vernachlässigten Schnitte (cutsets) bestimmt. Dieser Wert ist häufig relativ groß. Der von RiskSpectrum[®] bestimmte Wert ist eine obere Schranke und ist aus zwei Gründen konservativ:

- Während der MCS-Analyse kann der Schnitt, mit dem das Programm gerade arbeitet, neben Basisereignissen u. a. auch Gatter enthalten. Während der Analyse ist die Nichtverfügbarkeit dieser Gatter nicht bekannt, weshalb vereinfachend und konservativ für deren Nichtverfügbarkeit der Wert 1 verwendet wird. In den meisten Fällen ist der tatsächliche Wert deutlich geringer.
- Die verworfenen Schnitte sind nicht zwingend minimal.

Bei großen oder komplexen Fehlerbäumen kann der cutoff error in der gleichen Größenordnung wie das Gesamtergebnis der SZ-Wahrscheinlichkeit liegen oder sogar darüber. RiskSpectrum[®] bietet nur eine Möglichkeit, um den cutoff error zu verkleinern. Dafür muss die Maximalanzahl aller cutsets erhöht werden, die während der MCS-Analyse im Speicher verarbeitet werden können. Dadurch steigen allerdings der Speicherbedarf und v. a. die Rechenzeit.

RiskSpectrum[®] gibt an, dass der cutoff error normalerweise stark überschätzt wird (Faktor 10 – 100). Allerdings gibt es keine Möglichkeit, den Grad der Konservativität quantitativ zu überprüfen. Aus diesem Grund werden im Folgenden eigene Überlegungen angestellt.



Abb. 5.38 MCS-Ergebnis und cutoff error für drei MCS-Analysen mit unterschiedlichen Einstellungen für die maximale Anzahl an cutsets und für eine MCS-Analyse, für die als Abschneidegrenzwert zusätzlich zum Absolutwert ein Relativwert (Rel. Cutoff = 1 E-07) verwendet wurde

Um eine Aussage zur Genauigkeit der PSA-Ergebnisse für redundanzübergreifende Ausfälle aufgrund eines Phasenfehler in der Eigenbedarfsversorgung machen zu können, wurden MCS-Analysen mit unterschiedlichen Einstellungen in RiskSpectrum® durchgeführt. Variiert wurden hierfür die Maximalanzahl an cutsets (AbsLimitMCS = 50.000, 500.000 oder 5.000.000). Der Standardwert für AbsLimitMCS beträgt in RiskSpectrum® 500.000. Außerdem wurde für eine Analyse mit maximal 500.000 MCS zusätzlich zum absoluten Abschneidegrenzwert (1 E-16) ein relativer Abschneidegrenzwert von 1 E-07 verwendet.

Abb. 5.38 zeigt die erzielten Ergebnisse. Mit dem 10-fachen Standardwert für die Maximalanzahl an cutsets verkleinert sich der cutoff error um den Faktor 3,2. Mit einem Zehntel des Standardwerts an cutsets wird der cutoff error um den Faktor 2,5 größer. Die benötigte Rechenzeit für die MCS-Generierung steigt für 5.000.000 cutsets um den Faktor 12,9 und sinkt für 50.000 cutsets um den Faktor 13,3.

Der Punktwert der Kernschadenswahrscheinlichkeit verändert sich ebenfalls, wenn die Maximalanzahl an cutsets variiert wird. Mit maximal 5.000.000 cutsets ist das MCS-

Ergebnis um den Faktor 1,2 größer als mit maximal 500.000 cutsets. Mit einem Zehntel des Standardwerts von AbsLimitMCS sinkt das MCS-Ergebnis um das 1,5-fache.

Um die Maximalanzahl an cutsets nicht zu überschreiten, musste RiskSpectrum® den absoluten Abschneidegrenzwert während der MCS-Analyse erhöhen. Der real verwendete Abschneidegrenzwert beträgt $3,16 \text{ E-}12$ mit dem Standardwert für AbsLimitMCS. Mit dem zehnfachen Maximalwert für die Anzahl an cutsets sinkt der reale Abschneidegrenzwert um den Faktor 10, mit einem Zehntel an cutsets steigt der Grenzwert um den Faktor 10. Wenn die MCS-Analyse um einen bestimmten Faktor „genauer“ als der real verwendete Abschneidegrenzwert sein soll, muss dementsprechend die Maximalanzahl an cutsets um diesen Faktor erhöht werden.

Wenn zusätzlich zum absoluten Abschneidegrenzwert von $1 \text{ E-}16$ ein relativer Grenzwert von $1 \text{ E-}07$ verwendet wird, lassen sich etwas bessere Ergebnisse als ohne den Relativgrenzwert erzielen. Der Punktwert für die Kernschadenswahrscheinlichkeit wird etwas größer und der cutoff error, der real verwendete Abschneidegrenzwert sowie die Rechenzeit werden etwas kleiner.

Für die vier diskutierten Fälle wird in Abb. 5.39 die kumulierte Kernschadenswahrscheinlichkeit der ersten 20.000 Minimalschnitte verglichen. Es sind keine Unterschiede zu erkennen, weil die Wahrscheinlichkeit des 20.000sten Minimalschnitte in allen vier Fällen $5,79 \text{ E-}11$ beträgt und damit größer ist als die real verwendeten Abschneidegrenzwerte. Dem Analysten sollte allerdings bewusst sein, dass eine große Anzahl an Minimalschnitten mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit existiert. Das Abschneiden dieser Minimalschnitte führt zu einem realen Abschneidefehler. Daraus resultiert die Abweichung im MCS-Ergebnis der vier Fälle.

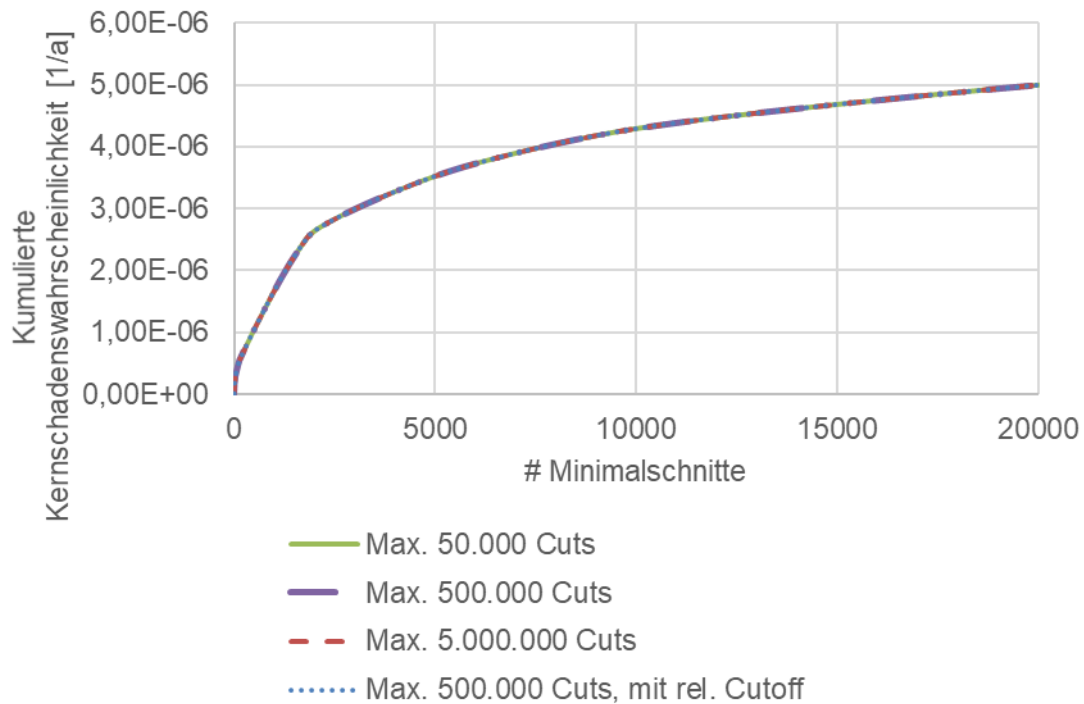


Abb. 5.39 Beitrag der ersten 20.000 Minimalschnitte zur SZ-Wahrscheinlichkeit für drei MCS-Analysen mit unterschiedlichen Einstellungen für die maximale Anzahl an cutsets

Grün: 50.000 cutsets; blau: 500.000 cutsets; rot: 5.000.000 cutsets

Durch die Erhöhung der Maximalanzahl an cutsets nimmt die benötigte Rechenzeit für die MCS-Generierung überproportional zu. Der real verwendete Abschneidegrenzwert sinkt hingegen proportional. Ein guter Kompromiss ließ sich mit 500.000 cutsets und einem relativen Abschneidegrenzwert von $1 \text{ E-}07$ erzielen. Der real von RiskSpectrum[®] verwendete absolute Abschneidegrenzwert für die Minimalschnitte beträgt dann $2,44 \text{ E-}12$.

5.7.9 Diskussion

Die hier beschriebenen Ergebnisse der PSA-Erweiterung für das Szenario eines einpoligen Phasenfehlers im Hauptnetzschalter (Szenario 2) unterliegen vielfältigen Fehlerquellen. Die quantitativen Ergebnisse sind deshalb durch große aleatorische Unsicherheiten gekennzeichnet, die nicht durch die Unsicherheitsanalyse abgebildet werden können. Die nicht berücksichtigten Unsicherheiten entstehen z. B. durch

- Unsicherheiten in der Angabe des Grades der Asymmetrie bzw. durch Unzulänglichkeiten in der Modellierung mit NEPLAN;

- Unsicherheiten in der Angabe der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeit von elektrischen Antrieben bei gegebener Asymmetrie bzw. durch Unzulänglichkeiten bei der Auswahl von Ereignissen, die zur Parametrierung der Abhängigkeit zwischen Asymmetrie und Ausfallwahrscheinlichkeit herangezogen wurden;
- Unsicherheiten in der Angabe von bedingten Wahrscheinlichkeiten von durch den Phasenfehler ausgelösten Ereignissen/Transienten, Gefährdungszuständen und Schadenszuständen durch Unzulänglichkeiten in der PSA-Modellierung (Ereignisablauf- und Fehlerbaummodellierung) und der Quantifizierung (cutoff error und Quantifizierung der Erfolgspfade).

Unabhängig von den absoluten Zahlenwerten der Ergebnisse der einzelnen Analysefälle lässt ein Vergleich der bedingten Wahrscheinlichkeiten für Transienten, Schadenszustände und Übergangswahrscheinlichkeiten im Szenario 2 (siehe Abb. 5.40) einige Überlegungen zu:

- Der einpolige Phasenfehler im Szenario 2 kann zu Transienten führen. Wenn durch den Phasenfehler bedingte Ausfälle von motorbetätigten Armaturen nicht ausgeschlossen werden, steigt die Wahrscheinlichkeit für Transienten.
- Die vereinfachte Analyse („gekoppelt“) mit nur einem Parameter für alle Ausfälle durch den Phasenfehler liefert vergleichbare Ergebnisse zu „SO02 (Basis)“, weil die elektrische Asymmetrie an den Schienen bzw. Verbraucher der elektrischen Eigenbedarfsversorgung nicht stark variiert.
- Die Sensitivität der PSA-Ergebnisse auf den Grad der Asymmetrie ist sehr groß. Bei einer Verdoppelung der Asymmetrie kommt es immer zu Transienten. Die Quantifizierungsmethode „Logical ET success“ überschätzt allerdings die Eintrittswahrscheinlichkeit (siehe unten).
- Potenzielle Ausfälle von motorbetätigten Armaturen durch den Phasenfehler wirken sich signifikant auf die Verfügbarkeit von Sicherheitssystemen zur Verhinderung eines Gefährdungszustands aus.

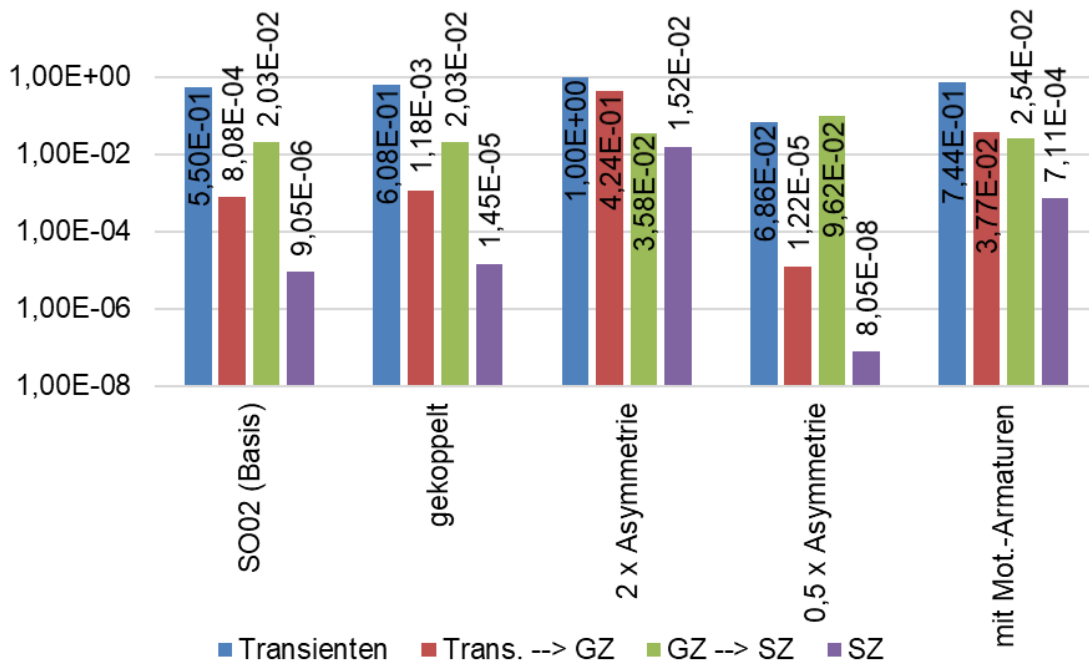


Abb. 5.40 Bedingte Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten, Schadenszustände und Übergangswahrscheinlichkeiten im Szenario 2

Eine weitere Quelle für Unsicherheiten im Ergebnis stellt die Quantifizierungsmethode dar. Mit der Methode „Logical ET success“ wird die Wahrscheinlichkeit von Erfolgspfaden in Ereignisablaufdiagrammen für die Quantifizierung auf den Wert 1 gesetzt. Mit „Logical and simple quantitative“ wird die Verfügbarkeit von Systemfunktionen in Ereignisabläufen quantifiziert (durch 1 – Nichtverfügbarkeit). Vereinfachend wird hierbei das Erfolgsereignis als unabhängig vom Ausfall betrachtet. Mit „DeMorgan in FT and ET“ werden alle negierten Systemfunktionen in Ereignisabläufen (d. h. die Erfolgspfade) und alle negierten Basisereignisse in den Minimalschnitten beibehalten und quantifiziert.

In der Abb. 5.41 werden die Quantifizierungsmethoden „Logical ET success“, „Logical and simple quantitative“ und „DeMorgan in FT and ET“ miteinander verglichen. Mit der Methode „Logical and simple quantitative“ wird die Konservativität in der Annahme, dass Erfolgspfade in Ereignisabläufen immer die Wahrscheinlichkeit 1 besitzen, reduziert. Dadurch sinkt v. a. die Wahrscheinlichkeit für Transienten (um 7 %). Die Verfügbarkeiten der Sicherheitssysteme und der für Notfallmaßnahmen benötigten Systeme zeigen hingegen nur eine geringe Sensitivität bezüglich der Quantifizierungsmethode.

Mit der Quantifizierungsmethode „DeMorgan in FT and ET“ sind nur die Eintrittswahrscheinlichkeiten der Transienten T2_PF, T3_PF, T4_PF, T7_PF, T2, T3 und T4 im Szenario 2 quantifizierbar. Die mit „DeMorgan“ berechneten Wahrscheinlichkeiten für die

Transienten (ohne T7) sind identisch zu den mit „Log. And simple quantitative“ erzielten Ergebnissen. Für alle anderen Analysefälle zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit von Gefährdungs- und Kernschadenszuständen sowie der Transiente T7 (mit Trennung vom Hauptnetz) konnte mit RiskSpectrum® kein Ergebnis erzielt werden; nach 15 Stunden Rechenzeit ohne Fortschritt wurden die Rechnungen abgebrochen. Die Methode „DeMorgan in FT and ET“ konnte nicht zur Quantifizierung eingesetzt werden.

Für Ereignisabläufe, bei denen die Wahrscheinlichkeit von Erfolgspfaden deutlich kleiner als 1 sein kann, könnte die Quantifizierungsmethode „Binary Decision Diagrams“ (BDD) genauere Ergebnisse liefern. Diese Methode wird von der aktuell bei der GRS verwendeten RiskSpectrum®-Version nicht unterstützt. Zukünftig wäre es sinnvoll, auch BDDs anwenden zu können.

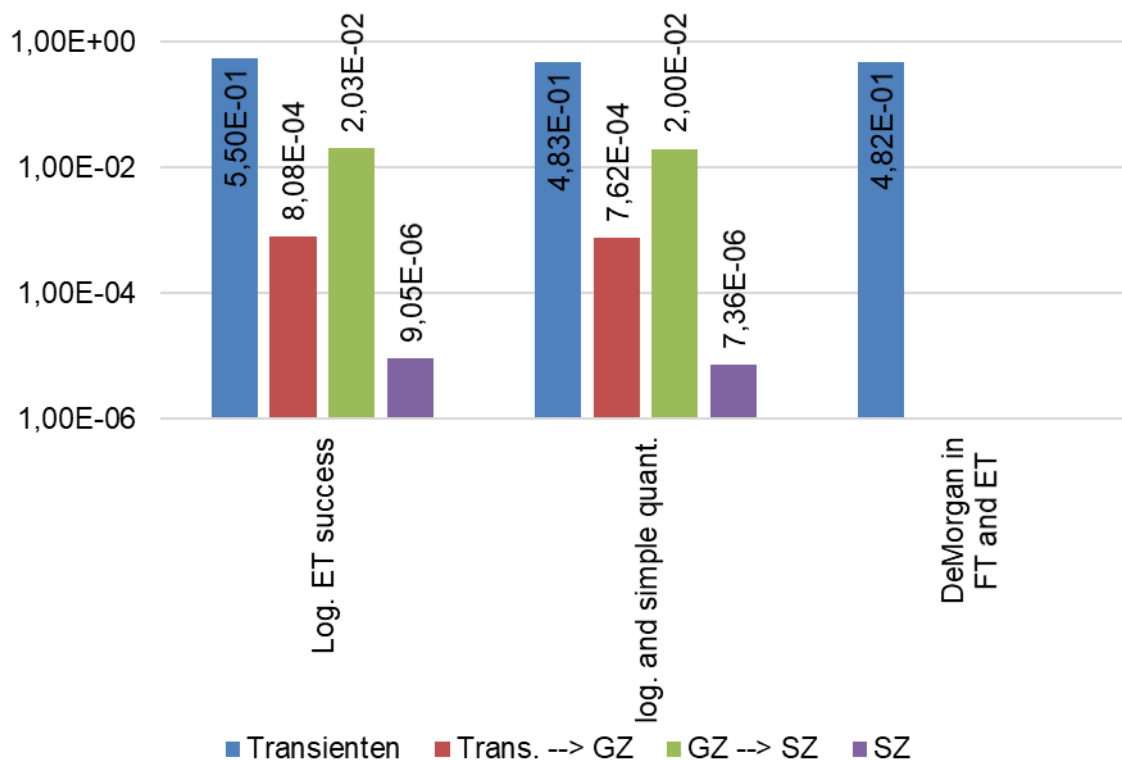


Abb. 5.41 Bedingte Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten, Schadenszustände und Übergangswahrscheinlichkeiten im Szenario 2 für unterschiedliche Quantifizierungsmethoden

Die Abb. 5.42 zeigt die Wahrscheinlichkeiten für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenszuständen (rechts) im Szenario 2, die mit der Quantifizierungsmethode „Log. And simple quantitative“ ermittelt wurden. Vergleicht man diese

Wahrscheinlichkeiten mit den Ergebnissen der Methode „Log. ET success“ (siehe Abb. 5.21 und Abb. 5.22), dann sind kleinere Unterschiede erkennbar. Die Wahrscheinlichkeit, dass es im Szenario 2 nicht zu Transienten kommt, ist um 7 % höher. Dementsprechend sind die Wahrscheinlichkeiten für die Transienten T3_PF bzw. T7_PF um 1 % bzw. 6 % kleiner. Aufgrund der kleineren Eintrittswahrscheinlichkeit für die Transiente T7_PF ist auch die Wahrscheinlichkeit für einen Schadenszustand infolge T7_PF um 2 % kleiner. Dementsprechend sind die Schadenswahrscheinlichkeiten nach den T3_PF und T4_PF um je 1 % gestiegen.

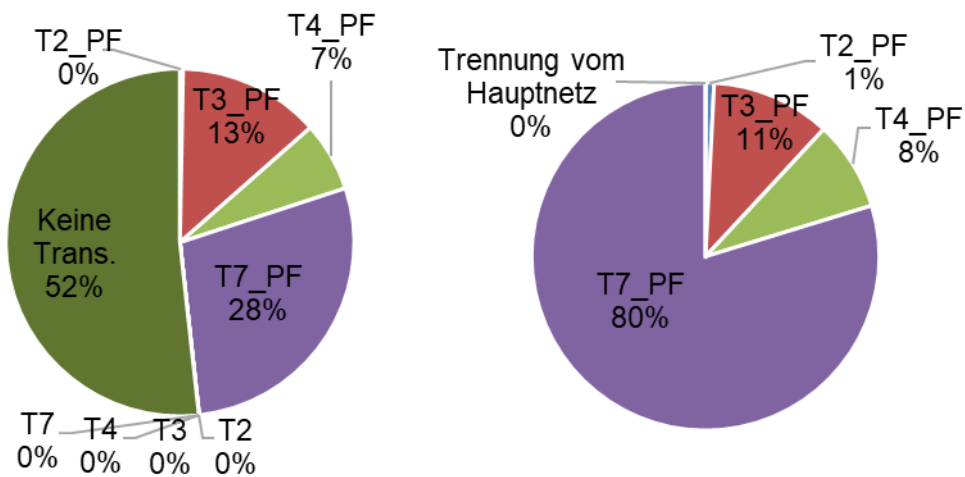


Abb. 5.42 Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenszuständen (rechts) im Szenario 2 für die Quantifizierungsmethode „Log. And simple quantitative“

Die Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit der wichtigsten Basisereignisse, die Transienten auslösen, sind im Szenario 2 nur marginal von der Quantifizierungsmethode abhängig (vgl. die Abb. 5.27 und Abb. 5.43). Gleiches gilt analog für die Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit der Basisereignisse, die zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme beitragen.

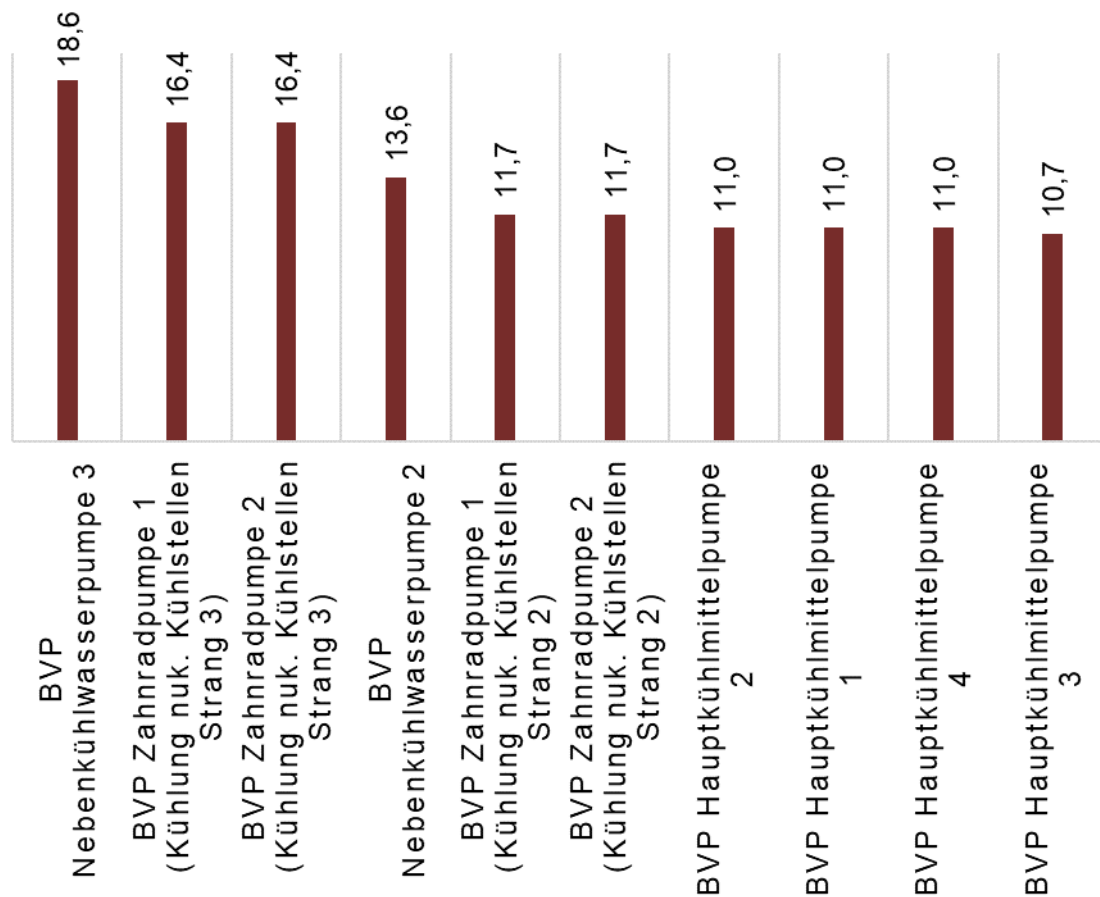


Abb. 5.43 Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit der wichtigsten Basisereignisse, die Transienten auslösen für die Quantifizierungsmethode „Logical and simple quantitative“

Große Unterschiede zwischen den Ergebnissen mit „Log. ET success“ bzw. „Log. And simple quantitative“ sind nur dann zu erwarten, wenn in einem Ereignisablauf die Nichtverfügbarkeiten von Systemfunktionen groß sind. Im Falle eines Phasenfehlers steigen die Nichtverfügbarkeiten mit dem Grad der Asymmetrie. Dementsprechend ist zu erwarten, dass die Unterschiede in den Ergebnissen für den Fall der doppelten Asymmetrie größer als für den Fall mit halbiertem Asymmetrie sein sollten. Die in der Abb. 5.44 dargestellten Ergebnisse bestätigen diese Hypothese. Für den Fall mit verdoppelter Asymmetrie überschätzt „Log. ET success“ die Schadenswahrscheinlichkeit deutlich und beträgt ca. das dreifache der mit „Log. And simple quantitative“ ermittelten Schadenswahrscheinlichkeit. Mit dem halbierten Grad der Asymmetrie beträgt der Unterschied lediglich 2 %.

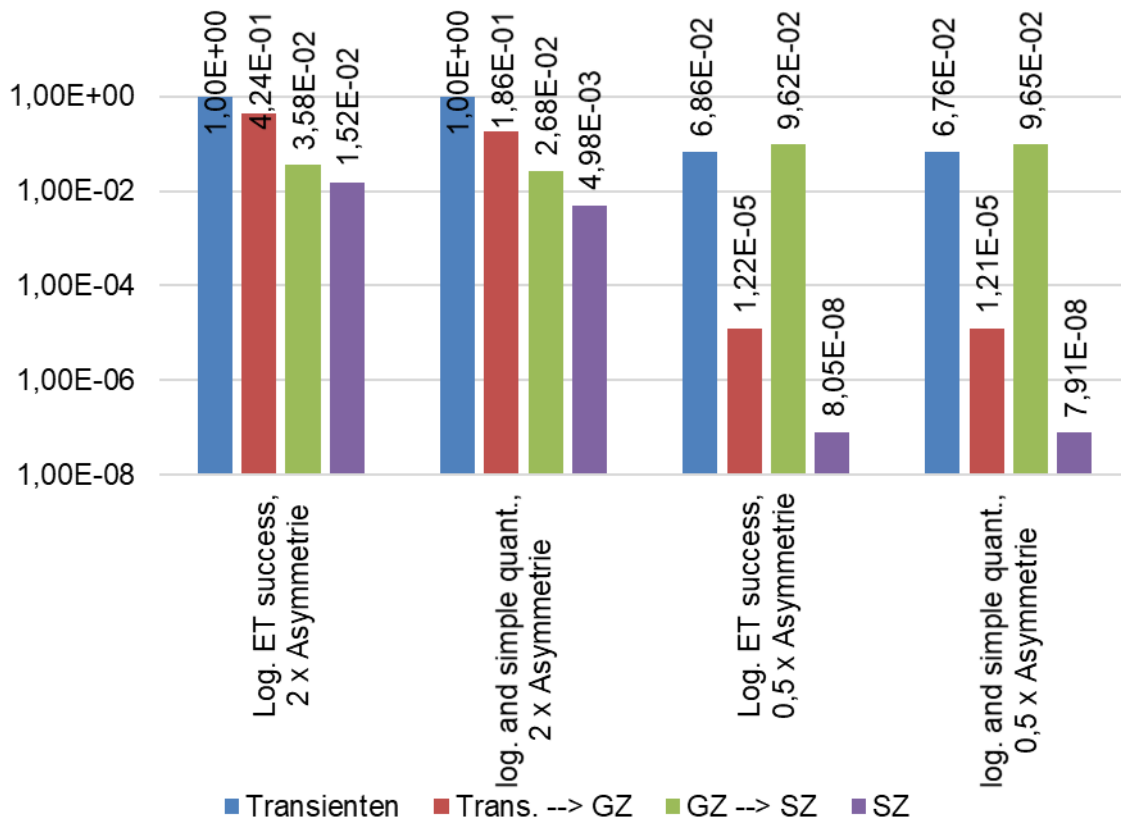


Abb. 5.44 Bedingte Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten, Schadenszustände und Übergangswahrscheinlichkeiten im Szenario 2 mit verdoppelten bzw. halbierten Werten der elektrischen Asymmetrie für die Quantifizierungsmethoden „Log. ET success“ und „Log. And simple quantitative“

In der Abb. 5.45 sind die dominanten Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen, für den Analysefall mit verdoppelter Asymmetrie und die Quantifizierungsmethode „Logical and simple quantitative“ dargestellt. Diese Ausfälle haben alle die Transiente T7_PF zur Folge. Im Vergleich zur Quantifizierung mit „Logical ET success“ (vgl. Abb. 5.31) sinken v. a. die Anteile von Ausfällen der Zellenkühler für das Nebenkühlwasser, der Kühlung der nuklearen Kühlstellen (Stränge 2 und 3) und der Hauptkühlmittelpumpen.

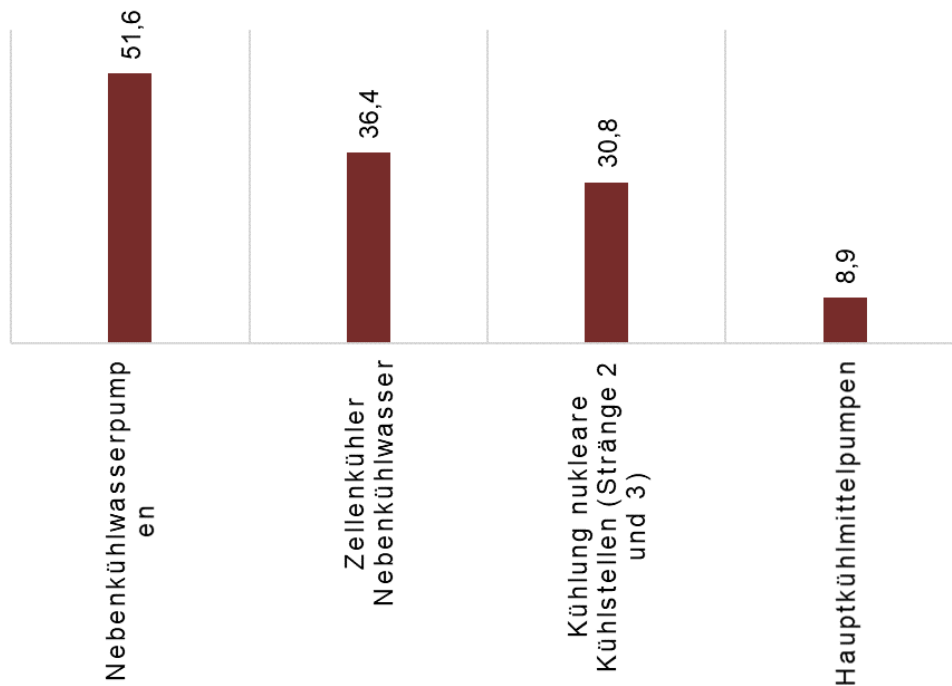


Abb. 5.45 Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen, die zu Transienten führen (für die Quantifizierungsmethode „Logical and simple quantitative“ und verdoppelte Asymmetrie)

In Abb. 5.45 sind die dominanten Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Systemausfällen der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler, die zur Beherrschung von Transienten benötigt werden, für den Analysefall mit verdoppelter Asymmetrie und die Quantifizierungsmethode „Logical and simple quantitative“ dargestellt. Im Vergleich zur Quantifizierung mit „Logical ET success“ (vgl. Abb. 5.33) ergeben sich keine großen Abweichungen; die Importanz von Ausfällen der An-/Abfahrpumpen geht leicht zurück, während die Importanz von Ausfällen der Sicherheitseinspeisepumpen, der Sicherheitskomponentenkühlung (Stränge 1 und 4), der Deionatnachfüllpumpen und der Nachkühlpumpen ansteigt.

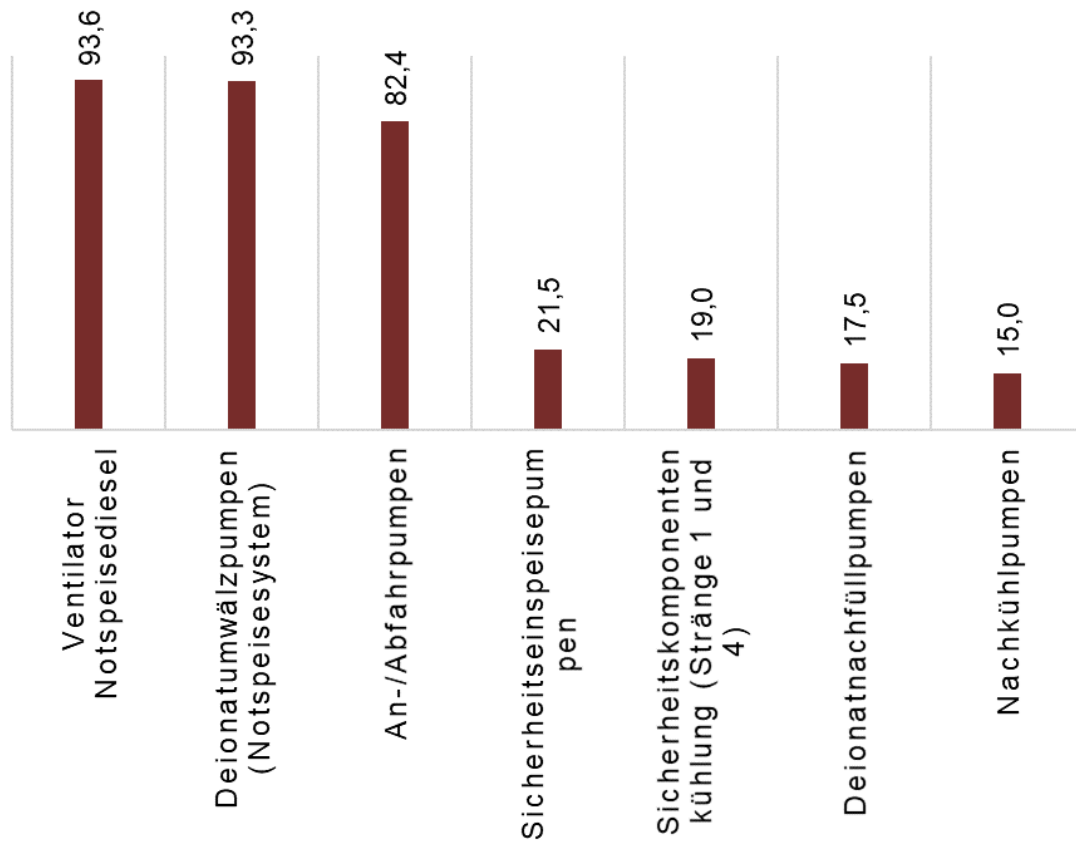


Abb. 5.46 Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen der Sicherheitssysteme (für die Quantifizierungsmethode „Logical and simple quantitative“ und verdoppelte Asymmetrie)

Schlussendlich sind die Unterschiede in den mit beiden Quantifizierungsmethoden erzielten Ergebnissen relativ klein. Neue Erkenntnisse, die über die in den Abschnitten 5.7.1 bis 5.7.5 beschriebenen Ergebnisse hinausgehen, sind daraus nicht abzuleiten. Die Quantifizierungsmethode „Logical ET success“ wird deshalb als ausreichend angesehen.

5.8 Precursor-Analysen

Der hier durchgeführten generischen Precursor-Analyse liegt ein Ereignis in einem Siedewasserreaktor zugrunde, bei dem der Spannungseinbruch auf den Eigenbedarfschienen zum redundanzübergreifenden Ausfall von Verbrauchern führte. Obwohl dieses Ereignis in einem Siedewasserreaktor auftrat, wurde eine generische Precursor-Analyse für die Referenz-Anlage vom Typ „Konvoi“ durchgeführt.

Beim zugrundeliegenden Ereignis fielen die Hauptkondensatpumpen und die Hauptspeisewasserpumpen redundanzübergreifend aus, ggf. aufgrund eines Spannungseinbruchs auf den Eigenbedarfsschienen der Anlage, der durch einen Kurzschluss in den Freileitungen des Verbundnetzes verursacht wurde.

Dementsprechend werden für die hier durchgeführte Precursor-Analyse die Hauptkondensatpumpen und die Speisepumpen als ausgefallen angesetzt. Dadurch kommt es zum Ausfall von Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke (Transiente T4_PF, vgl. Abschnitt 5.3.5). Außerdem wird postuliert, dass im weiteren Ereignisablauf weiterhin eine Störung auf den Eigenbedarfsschienen vorhanden sein kann, die weitere Komponentenausfälle, auch von Sicherheitssystemen, verursachen könnte. Aus diesem Grund werden dieselben Ausfallwahrscheinlichkeiten wie im Phasenfehler-Szenario 2 (PF_SO02) angesetzt (siehe Abschnitt 5.6.2.3).

Für dieses Ereignis beträgt die bedingte Kernschadenswahrscheinlichkeit $1,11 \text{ E-}05$ (Punktwert) bzw. $7,56 \text{ E-}06$ (Erwartungswert, $k_{95} = 4,4$). Das Ereignis in Kombination mit der postulierten Störung der Eigenbedarfsversorgung wäre damit als Precursor zu werten.

Die beiden dominierenden Minimalschnitte mit Beiträgen von 7,4 % und 3,0 % enthalten neben den Basisereignissen, die zum auslösenden Ereignis führen, die Basisereignisse für den Ausfall der Handmaßnahmen zur Durchführung der PDE, einen GVA der Frischdampf-Abblaseregelventile und einen GVA der Frischdampf-Sicherheitsventile. Diese Ausfälle werden nicht von der Störung auf den Eigenbedarfsschienen verursacht.

Alle weiteren Minimalschnitte tragen einzeln weniger als 0,35 % zum Gesamtergebnis bei. Die meisten dieser Minimalschnitte enthalten Ausfälle infolge der Störung der Eigenbedarfsversorgung. Damit kann die Obergrenze für den Anteil der durch die Störung der Eigenbedarfsversorgung verursachten Basisereignisse mit 89,6 % abgeschätzt werden.

5.9 Zusammenfassung

Zur Bewertung von redundanzübergreifenden Ausfällen aufgrund von redundanzübergreifenden Fehlern in der elektrischen Energieversorgung und den sich daraus möglicherweise entwickelnden Fehlermechanismen und Schädigungen lagen der GRS bisher keine PSA-Untersuchungen vor. Ziel des Arbeitspakets AP 4 „Probabilistische Analysen von Störungen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken“ war des-

halb, ein vorliegendes Referenz-PSA-Modell der Stufe 1 so zu erweitern, dass die probabilistische Bewertung von Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung aufgrund von redundanzübergreifenden Fehlern möglich wird. Das verwendete Referenz-PSA-Modell beinhaltet Anlagenzustände eines Kernkraftwerks im ungestörten Leistungsbetrieb.

Einleitende Ereignisse wurden im Arbeitspaket AP 1 basierend auf der internationalen Betriebserfahrung ermittelt. Für die im Referenz-PSA-Modell abgebildete Konvoi-Anlage ist das einleitende Ereignis „einpoliger Phasenfehler am Hauptnetzschalter“ relevant. Die Ereignisablaufanalysen ergaben, dass infolge dieses einleitenden Ereignisses die Transienten „Ausfall Hauptspeisewasser aufgrund Phasenfehler“, „Ausfall Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler“, „Ausfall Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler“ und „Ausfall von mindestens 2 Hauptkühlmittelpumpen und Abschalten der Anlage von Hand (Teilabfahren) aufgrund Phasenfehler“ ausgelöst werden können. Außerdem kann es zur „Trennung vom Hauptnetz und Abschalten der Anlage von Hand aufgrund Phasenfehler“ kommen. Zur Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeiten dieser Transienten infolge des einleitenden Ereignisses wurde ein Ereignisablaufdiagramm erstellt.

Im Zuge einer Systemanalyse wurden weiterhin diejenigen Strukturen, Systeme und Komponenten identifiziert, deren Nichtverfügbarkeiten von der Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung betroffen sein können. In den Arbeitspaketen AP 2 bzw. AP 3 wurden für das einleitende Ereignis die in der Eigenbedarfsversorgung vorliegende elektrische Asymmetrie ermittelt bzw. daraus die bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten von Verbrauchern des Eigenbedarfs berechnet. Diese zusätzlichen Nichtverfügbarkeiten von durch die Systemanalyse identifizierten Komponenten wurden mit den Ausfallarten „Betriebsversagen aufgrund Phasenfehler“ oder „motorbetätigte Armatur fährt nicht aufgrund Phasenfehler“ in den Fehlerbäumen des Referenz-PSA-Modell ergänzt. Diese Erweiterungen der Fehlerbäume erfolgte weitestgehend automatisiert mit dem GRS-Tool „pyRiskRobot“. Außerdem wurden die zu erwartenden Schadenszustände nach Transienten durch eine Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung charakterisiert und im PSA-Modell ergänzt.

Mit dem erweiterten PSA-Modell der Referenzanlage konnte eine quantitative probabilistische Bewertung des Ereignisses mit redundanzübergreifenden Ausfällen von Komponenten des elektrischen Eigenbedarfs durchgeführt und die erzielten Ergebnisse ausgewertet werden.

6 Zusammenfassung

Um die Methodik zur Analyse und Bewertung redundanzübergreifender Ausfälle im Energieversorgungs- und -verteilungssystem von Kernkraftwerken weiterzuentwickeln, wurde durch Auswertung internationaler Betriebserfahrung relevante Phänomene und Fehlermechanismen identifiziert, die elektrische Energieversorgung eines Kernkraftwerks modelliert und mit diesem Modell die Fehlerfortpflanzung untersucht, es wurden die für probabilistische Analysen solcher Phänomene benötigten Zuverlässigkeitskenngrößen und Häufigkeiten einleitender Ereignisse bestimmt sowie ein Referenz-PSA-Modell erweitert und beispielhafte probabilistische Analysen durchgeführt.

Analyse internationaler Betriebserfahrung

Zur Identifikation relevanter Phänomene und Fehlermechanismen wurden 3467 Ereignisse aus ca. 1.000 Reaktorbetriebsjahren aus den U.S.-amerikanischen Betriebserfahrung aus Kernkraftwerken im Hinblick auf Fehlermechanismen analysiert, die zu redundanzübergreifenden und komponentengruppenübergreifenden Ausfällen von elektrischen Verbrauchern in den Eigenbedarfs- und Notstromanlagen von Kernkraftwerken geführt haben oder potenziell hätten führen können. Bei insgesamt 244 Ereignissen lagen Hinweise auf derartige Fehlermechanismen vor, bei 24 Ereignissen konnten diese Hinweise im Rahmen einer detaillierten Auswertung konkretisiert werden. Aus diesen 24 Ereignissen wurden sechs Szenarien abgeleitet, bei denen relevante Phänomene beobachtet worden waren:

- statische Asymmetrie im Netzanschluss,
- transiente Asymmetrie im Netzanschluss,
- Asymmetrie im elektrischen Eigendarf der Anlage,
- statische Spannungs- bzw. Frequenzabweichung im Netzanschluss,
- Spannungsschwankungen aufgrund von statischen Blindleistungskompensatoren in der Eigenbedarfsanlage,
- statische oder quasistatische Überfrequenz in der Notstromanlage.

Hierbei zeigte sich vor allem bei Ereignissen mit statischen Asymmetrien im Netzanschluss ein erhebliches Potenzial für systematische, redundanzübergreifende und komponentengruppenübergreifende Ausfälle. Das Szenario „statische Asymmetrie im Netz-

anschluss“ wurde unter Berücksichtigung der Anlagentechnik in deutschen Kernkraftwerken aufbereitet; basierend auf den hierbei erzielten Ergebnissen wurde dieses Szenario vertieft untersucht.

Bei den Ereignissen mit transienten Asymmetrien im Netzanschluss sowie bei Asymmetrien in der Eigenbedarfsanlage wurden zwar einzelne Komponentenausfälle beobachtet, jedoch keine gleichzeitigen, systematischen Ausfälle.

Bei den beobachteten Ereignissen mit statischen Spannungs- bzw. Frequenzabweichungen im aktiven Netzanschluss – in der Praxis wurden ausschließlich Ereignisse beobachtet, bei denen eine Unterspannung vorlag – lagen zwar redundanzübergreifende Einwirkungen auf die elektrischen Verbraucher vor, diese Einwirkungen führten jedoch nicht zu Ausfällen oder Funktionseinschränkungen.

Statische Blindleistungskompensatoren sind halbleiterbasierte Einrichtungen, mit denen induktive sowie kapazitive Blindleistung ohne rotierende Synchronmaschinen (Generator im Phasenschieberbetrieb) bereitgestellt werden kann. Derartige Einrichtungen werden aktuell in Deutschland nur vereinzelt im Versorgungsnetz eingesetzt, es ist jedoch zu erwarten, dass sie zukünftig vermehrt Verwendung finden werden. Durch die Auswertung der entsprechenden Ereignisse aus der U.S.-amerikanischen Betriebserfahrung konnten Erkenntnisse hinsichtlich möglicher Fehlermodi (z. B. eine statische Überspannung im betroffenen Netzbereich) gewonnen werden.

Die Ereignisse mit einer quasistatischen Überfrequenz in mehreren Redundanzen der Notstromanlage wurden in den Betrachtungsumfang mit aufgenommen, da bezüglich dieses Fehlermodus aus deutschen Anlagen keine Betriebserfahrung vorliegt. Wie auch bei den Ereignissen mit einer statischen Unterspannung lag zwar eine redundanz- und komponentenübergreifende Einwirkung vor, es wurden jedoch keine Komponentenausfälle beobachtet.

Zusammenfassend wurde im Rahmen der Auswertungen eine Reihe von elektrischen Effekten in der betrieblichen Praxis beobachtet, die potenziell zu komponenten- bzw. redundanzübergreifenden Einwirkungen auf die Verbraucher der Eigenbedarfs- bzw. Notstromanlage führen können. U. a. wurden auch Kenntnisse hinsichtlich neuer, aktuell noch nicht in deutschen Kernkraftwerken eingesetzter Komponenten (statische Blindleistungskompensatoren) gewonnen.

Modellierung der elektrischen Energieversorgung und Analyse der Fehlerfortpflanzung

Mit Hilfe der Software NEPLAN wurde ein Modell der elektrischen Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks erstellt. Dieses Modell erlaubt eine Vielzahl unterschiedlicher Untersuchungen und wurde in diesem Vorhaben zur Erforschung der Auswirkungen redundanzübergreifender Störungen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken benutzt.

Die zu untersuchenden Szenarien, die durch eine umfassende Auswertung der internationalen Betriebserfahrung identifiziert wurden, beschreiben sämtlich Ereignisse, in denen es bei unterschiedlichen Anlagenzuständen und -konfigurationen zu ein- oder zweipoligen Phasenfehlern kommt. Das mit NEPLAN erstellte Modellsystem lieferte für sämtliche Szenarien die dabei auftretenden Asymmetrien in der Stromversorgung für jeden einzelnen Antrieb.

Weiterhin wurde ein Modell der elektrischen Energieversorgung des Kraftwerks Byron Block 2 entwickelt, mit dem für die modellbasierte Schätzung der Zuverlässigkeitskenngrößen notwendige Informationen (Asymmetrien, denen die Komponenten während des Ereignisses 2012 ausgesetzt waren) ermittelt wurden.

Mit dem erstellten Modellsystem steht der GRS ein mächtiges Werkzeug für Untersuchungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken zur Verfügung. Dieses kann in zukünftigen Forschungsvorhaben, bei der Analyse von Ereignissen oder allgemein zur Vertiefung der eigenen Kenntnisse (z. B. im Rahmen interner Schulungen) vielseitig verwendet werden.

Ermittlung der erforderlichen Zuverlässigkeitskenngrößen und Häufigkeiten einleitender Ereignisse

Um die für eine probabilistische Analyse benötigten quantitativen Größen zur Verfügung zu stellen, wurde eine Erweiterung der Quantifizierungsbasis und -methoden zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Komponenten und Betriebsmitteln vorgenommen. Die zu bestimmenden Größen umfassen einerseits die Raten einleitender Ereignisse, andererseits die für die jeweiligen Randbedingungen zutreffenden Zuverlässigkeitskenngrößen der Komponenten. Da sich entsprechende Größen nicht der vorhandenen Literatur entnehmen ließen, wurden neue stochastische Modelle entwickelt und die internationale

Betriebserfahrung ausgewertet, um dieses Ziel zu erreichen. Um eine Unsicherheitsanalyse der quantitativen PSA-Ergebnisse zu ermöglichen, wurden dabei die verschiedenen Unsicherheitsquellen, die das Ergebnis beeinflussen können, berücksichtigt.

Zunächst wurden aus der internationalen Betriebserfahrung die Ereignisse mit Phasenfehlern ermittelt. Die zu diesen Ereignissen ermittelbaren Datenquellen wurden identifiziert und ausgewertet in Bezug auf Ereignisursache, -ablauf und -auswirkungen. Insbesondere wurden alle für die Quantifizierung der Häufigkeit von Phasenfehlern und der Auswirkungen von Phasenfehlern auf Komponentenausfälle ermittelbaren Informationen zusammengestellt. Charakteristika der Ereignisse (ein- oder zweiphasig, Haupt- oder Reservenetz, aktives oder Stand-by-Netz, Dauer des Phasenfehlers) wurden tabellarisch dargestellt. Insgesamt liegen Informationen über 15 Ereignisse mit übergreifendem Phasenfehler vor. Ein zusätzliches Ereignis mit einem Phasenfehler, der auf eine Redundante beschränkt war, konnte den deutschen meldepflichtigen Ereignissen entnommen werden.

Soll diese Betriebserfahrung als Basis von Quantifizierung von Zuverlässigkeitskenngrößen und der Häufigkeit von einleitenden Ereignissen dienen, so ist es erforderlich, zu untersuchen, ob die beobachtete Population statistisch homogen ist. Wegen der Gleichartigkeit der Einrichtungen in verschiedenen Ländern bzw. Anlagen spricht aus technischer Sicht nichts gegen eine Homogenität. Allerdings ist es möglich, dass andere Aspekte, wie die Zugänglichkeit von Informationen über aufgetretene Ereignisse, die Homogenität beeinflussen. Z. B. können verschiedene Meldekriterien in verschiedenen Ländern dazu führen, dass bestimmte aufgetretene Ereignisse in bestimmten Ländern der Auswertung nicht zugänglich werden und so zu einer inhomogenen Population führen. Um die Homogenität zu untersuchen, wurden sowohl statistische Tests als auch Bayes'sche Verfahren angewandt mit dem Ergebnis, dass die Daten keinen signifikanten Anhaltspunkt dafür liefern, dass es sich nicht um eine homogene Population handeln könnte. Somit wurde im Weiteren von einer homogenen Population ausgegangen.

Auf Basis dieser Betriebserfahrung wurden als erstes die Raten der einleitenden Ereignisse mit Phasenfehler des aktiven Netzes und ihre Schätzunsicherheit bestimmt. Hierfür wurden zunächst die einzubeziehenden Phasenfehler näher charakterisiert. Es wurden nur Phasenfehler berücksichtigt, die länger als 500 ms andauern, da kürzer andauernde Asymmetrien auch bei Phasenfehlern, die von Schutzeinrichtungen erkannt und automatisch geklärt werden, auftreten, und in der Auslegung der Verbraucher berücksichtigt sind. Einphasige, zweiphasige und beliebige Phasenfehler wurden separat

betrachtet. Um zu berücksichtigen, dass ein erheblicher Anteil der Phasenfehler mehrere Blöcke betraf und somit Phasenfehler in einem Block nicht als unabhängige Ereignisse angesehen werden können, wurde ein zweistufiges stochastisches Modell entwickelt, das die statistische Abhängigkeit der Ereignisse in verschiedenen Blöcken abbildet. Ein Bayes'sches Schätzverfahren wurde abgeleitet, um die Modellparameter aus der Betriebserfahrung zu bestimmen und damit die Rate von Phasenfehlern sowie ihre Unsicherheit zu berechnen. Dieses Schätzverfahren kann als Monte-Carlo-Verfahren realisiert werden. Hierfür wurde ein Algorithmus angegeben. Dieser wurde als Mathematica-Rechenprogramm realisiert, erprobt und auf die vorliegende internationale Betriebserfahrung angewandt. Als Erwartungswert der Rate ein- oder zweiphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes wurde $7,75 \cdot 10^{-4}$ pro Jahr ermittelt. Somit sind Phasenfehler des aktiven Netzes ähnlich häufig wie kleine Lecks des Primärkreislaufs.

Weiterhin wurde die Unverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes (Stand-by-Netz) durch Phasenfehler bestimmt, d. h. die Wahrscheinlichkeit, dass beim Umschalten auf das nicht aktive Netz dieses einen unerkannten Phasenfehler aufweist. Hierbei war zu berücksichtigen, dass – wie die Betriebserfahrung gezeigt hat – die Zeitdauer, in der ein Phasenfehler unerkannt vorliegt, sehr unterschiedlich sein kann. Um dies abzubilden, wurde ein dreistufiges stochastisches Modell entwickelt, das die Aspekte „Auftreten eines Phasenfehlers“, „Entdeckung des Phasenfehlers“ und „Abhängigkeit mehrerer Blöcke“ modelliert. Für die Parameter dieses Modell wurde ein Bayes'sches Schätzverfahren entwickelt, das ebenfalls als Monte-Carlo-Verfahren realisiert werden kann. Hierfür wurde ein Algorithmus angegeben, der in Form eines Mathematica-Rechenprogramms realisiert wurde. Das Verfahren wurde auf die vorliegende internationale Betriebserfahrung angewandt. Es wurde eine konservative Vorgehensweise entwickelt, wie eine mögliche Unvollständigkeit der Ereignisse, insbesondere bezüglich Ereignisse im Nichtleistungsbetrieb, berücksichtigt werden kann, und die Robustheit des Schätzverfahrens gegenüber weiteren nicht bekannt gewordenen Ereignissen wurde verifiziert. Der resultierende Erwartungswert der Unverfügbarkeit durch ein- oder zweiphasigen Phasenfehler liegt bei $2,0 \cdot 10^{-5}$.

Weiterer Schwerpunkt war die Quantifizierung der Zuverlässigkeit von Komponenten bei Vorliegen einer Asymmetrie der Stromversorgung. Hierzu wurde ein stochastisches Modell entwickelt. Basis dieses Modells ist die Annahme, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit einer Komponente bei Auftreten eines Phasenfehlers durch die Stärke der Asymmetrie der Stromversorgung, der die Komponente ausgesetzt wird, bestimmt wird. Die Stärke

der Asymmetrie kann als Quotient der Spannungen des Gegensystems und des Mitsystems charakterisiert werden. Bei sehr geringer Asymmetrie ist die Ausfallwahrscheinlichkeit nicht erhöht, da geringfügige Asymmetrien auch im Normalfall in elektrischen Energieversorgungsnetzen auftreten und Komponenten für solche Asymmetrien ausgelegt sind. Bei sehr hohen Werten der Asymmetrie tritt der Komponentenausfall sicher ein. Dazwischen steigt die Ausfallwahrscheinlichkeit monoton mit dem Wert der Asymmetrie an. Es wurden verschiedene funktionale Formen dieses grundsätzlichen Verlaufes betrachtet. Durch diese Annahmen werden stochastische Modelle des Komponentenausfalls bei Asymmetrie der Stromversorgung definiert. Für die jeweiligen Parameter dieser Modelle wurden Bayes'sches Schätzverfahren entwickelt, die es erlauben, aus beobachteten Ausfällen und Werten der Asymmetrie, der die Komponenten ausgesetzt wurden, die Modellparameter und ihre Unsicherheiten zu bestimmen. Aus diesen Parametern lassen sich dann für die in der PSA modellierten Komponenten die zusätzlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten aufgrund der in dem jeweiligen Szenario an der jeweiligen Komponente vorliegende Asymmetrie (und deren Unsicherheiten) berechnen.

Diese Verfahren können als Monte-Carlo-Verfahren realisiert werden, wofür die Algorithmen angegeben wurden. Sie wurden als Mathematica-Rechenprogramme realisiert und anhand einfacher Beispiele untersucht und validiert. Allerdings können die tatsächlichen Asymmetriewerte der einzelnen Komponenten im Allgemeinen nicht beobachtet werden. Deshalb werden im Rahmen dieses Verfahrens die Werte mithilfe eines NEPLAN-Modells bestimmt. Für die in der PSA modellierten Szenarien werden dann die jeweiligen Werte der Asymmetrie, der die einzelnen Komponenten ausgesetzt werden, ebenfalls mithilfe eines NEPLAN-Modells bestimmt.

Es wurde untersucht, wie a priori-Informationen in die Schätzung eingebracht werden können, z. B. als Information über eine Mindestauslegung der Komponenten gemäß der Norm DIN EN 60034-1:2011 /DIN 11/. Darüber hinaus wurden Verfahren zur expliziten Berücksichtigung von weiteren Unsicherheitsquellen wie Kenntnisunsicherheiten über Komponentenausfälle und Asymmetriewerte entwickelt.

Um zu konkreten Schätzungen der zusätzlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten der Komponenten bei Vorliegen eines Phasenfehlers für die PSA zu gelangen, wurde untersucht, für welche der beobachteten Ereignisse einerseits ausreichende Informationen über die von der Asymmetrie betroffenen Komponenten und andererseits ausreichenden Informationen für eine Modellierung der elektrischen Energieversorgung mit NEPLAN vorliegen. Hierbei war zu berücksichtigen, dass Ereignisse, bei denen alle von der Asymmetrie

betroffenen Komponenten ausfielen, nur geringfügig zu der Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten als Funktion der Asymmetrie beitragen können, da diese keine Informationen liefern können, ob die Komponenten nicht auch bei einer geringeren Asymmetrie sicher ausgefallen wären. Diese Anforderungen wurden vom Ereignis Byron Block 2 2012 erfüllt. Das Ereignis wurde von drei Experten analysiert. Es wurde eine Menge von sicherheitsrelevanten Komponenten identifiziert, die der Asymmetrie ausgesetzt waren und bei denen davon auszugehen ist, dass ein Ausfall dieser Komponenten in den zugänglichen Informationsquellen dokumentiert ist. Die Experten stimmten bei der unabhängigen Ermittlung ausgefallener und nicht ausgefallener Komponenten aus den vorliegenden Informationsquellen überein. Zusätzlich wurden die Informationen aus dem Ereignis Dungeness-B 2007 in Form von a priori-Information einbezogen, da hier zwar keine detaillierten Informationen zu Komponentenausfällen, zur elektrischen Energieversorgung und den einzelnen Verbrauchern vorliegen, aber der Ereignisbeschreibung entnommen werden kann, dass bei einem Wert der Asymmetrie von 1,6 % Verbraucher sporadisch ausfielen. Weiterhin wurde zur Bestimmung des a priori angenommen, dass die in der PSA modellierten Komponenten die Norm DIN EN 60034-1:2011 /DIN 11/ erfüllen. Mit der Software NEPLAN wurde ein Modell der relevanten Teile der elektrischen Energieversorgung von Byron, Block 2 erstellt und die bei den einzelnen Verbrauchern vorliegende Asymmetriewerte berechnet. Unter Verwendung der Asymmetriewerte, der ermittelten a priori-Verteilung und der Expertenbewertungen wurde die zusätzliche Ausfallwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit von der Asymmetrie unter Berücksichtigung der Schätzunsicherheit bestimmt und in Form einer Tabelle abgespeichert, mit deren Hilfe die zusätzliche Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen in der PSA modellierten Komponenten bestimmt und automatisiert nach RiskSpectrum® importiert werden können.

Erweiterung eines Referenz-PSA-Modells und Durchführung beispielhafter probabilistischer Analysen

Abschließend wurden aufbauend auf den ermittelten Szenarien, den entwickelten Modellen und Methoden und den ermittelten Zuverlässigkeitskenngrößen und probabilistische Analysen durchgeführt. In den probabilistischen Analysen wurde das Szenario 2 (1-poliger Phasenfehler im Hauptnetzschalter) angenommen. Bisher lagen zur Bewertung von redundanzübergreifenden Ausfällen aufgrund von redundanzübergreifenden Fehlern in der elektrischen Energieversorgung und den sich daraus möglicherweise entwickelnden Fehlermechanismen und Schädigungen keine PSA-Untersuchungen für

deutsche Kernkraftwerke vor. Deshalb wurde ein vorliegendes Referenz-PSA-Modell der Stufe 1 so erweitert, dass die probabilistische Bewertung von Störungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung aufgrund von redundanzübergreifenden Fehlern möglich wird. Das verwendete Referenz-PSA-Modell beinhaltet Anlagenzustände eines Kernkraftwerks im ungestörten Leistungsbetrieb.

Für die im Referenz-PSA-Modell abgebildete Konvoi-Anlage ist insbesondere das einleitende Ereignis „einpoliger Phasenfehler am Hauptnetzschalter“ relevant. Die Ereignisablaufanalysen ergaben, dass infolge dieses einleitenden Ereignisses die Transienten „Ausfall Hauptspeisewasser aufgrund Phasenfehler“, „Ausfall Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler“, „Ausfall Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke aufgrund Phasenfehler“ und „Ausfall von mindestens 2 Hauptkühlmittelpumpen und Abschalten der Anlage von Hand (Teilabfahren) aufgrund Phasenfehler“ ausgelöst werden können. Außerdem kann es zur „Trennung vom Hauptnetz und Abschalten der Anlage von Hand aufgrund Phasenfehler“ kommen. Zur Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeiten dieser Transienten infolge des einleitenden Ereignisses wurde ein Ereignisablaufdiagramm erstellt.

Im Zuge einer Systemanalyse wurden weiterhin diejenigen Strukturen, Systeme und Komponenten identifiziert, deren Nichtverfügbarkeiten von der Asymmetrie in der Eigenbedarfsversorgung betroffen sein können. In den Arbeitspaketen AP 2 bzw. AP 3 wurden für das einleitende Ereignis die in der Eigenbedarfsversorgung vorliegende elektrische Asymmetrie ermittelt bzw. daraus die bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten von Verbrauchern des Eigenbedarfs berechnet. Diese zusätzlichen Nichtverfügbarkeiten von durch die Systemanalyse identifizierten Komponenten wurden mit den Ausfallarten „Betriebsversagen aufgrund Phasenfehler“ oder „motorbetätigte Armatur fährt nicht aufgrund Phasenfehler“ in den Fehlerbäumen des Referenz-PSA-Modell ergänzt. Diese Erweiterungen der Fehlerbäume erfolgte weitestgehend automatisiert mit dem GRS-Tool „pyRiskRobot“. Außerdem wurden die zu erwartenden Schadenszustände nach Transienten durch eine Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung charakterisiert und im PSA-Modell ergänzt.

Mit dem erweiterten PSA-Modell der Referenzanlage konnte eine quantitative probabilistische Bewertung des Ereignisses mit redundanzübergreifenden Ausfällen von Komponenten des elektrischen Eigenbedarfs durchgeführt und die erzielten Ergebnisse ausgewertet werden.

Fazit

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde umfangreiche internationale Betriebserfahrung ausgewertet, um die Kenntnisse über redundanzübergreifende Effekte im Bereich der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken zu erweitern und repräsentative Fehlerszenarien zu entwickeln. Es wurde ein Modell der elektrischen Energieversorgung eines DWR entwickelt, das die Beurteilung der Fehlerausbreitung und so die Auswirkungen auf die Systemfunktionen eines Kernkraftwerks ermöglicht. Mithilfe neu entwickelter stochastischer Modelle wurden die für probabilistische Untersuchungen erforderliche Zuverlässigkeitskenngrößen und Häufigkeiten auslösender Ereignisse aus der internationalen Betriebserfahrung bestimmt. Ein PSA-Modell eines DWR wurde so erweitert, dass solche Phänomene abgebildet werden können. Beispielhafte probabilistische Analysen wurden durchgeführt.

Das Vorhaben hat gezeigt, dass Störungen in der elektrischen Energieversorgung komplexe Phänomene sind, die von einer Vielzahl von Einflussfaktoren und Parameter abhängen. Für die Identifikation und das Verständnis solcher Phänomene trägt einerseits die Auswertung der Betriebserfahrung, andererseits die Anwendung von Analysewerkzeugen wie NEPLAN bei. Eine abschließende, vollständige Charakterisierung solcher Phänomene und ihrer Einflussgrößen führte jedoch über den Rahmen des Vorhabens hinaus. Die Arbeiten zur exemplarischen Modellierung in der PSA haben gezeigt, dass solche Phänomene sinnvoll in der PSA abgebildet werden können. Jedoch sind noch nicht alle relevanten Aspekte, wie der Einfluss menschlichen Handelns und der in der Betriebserfahrung häufig beobachtete korrelierte Ausfall gleicher, gleich belasteter Komponenten abgebildet.

Literaturverzeichnis

- /ANS 97/ IEEE C37.013-1997, Ausgabe 1997: IEEE Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis; IEEE C37.013-1997.
- /ANS 99/ IEEE C37.010-1999, Ausgabe 1999: IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis; IEEE C37.010-1999.
- /ANS 10/ IEEE 1459, Ausgabe 2010: IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions; IEEE 1459-2010.
- /BER 17/ Berner, N., J. Herb.: Weiterentwicklung der Methodik zur automatisierten Integration übergreifender Einwirkungen in PSA-Modelle der Stufe 1, GRS-454, ISBN 978-3-946607-36-6, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH; Köln, 2017, <https://www.grs.de/publikation/grs-454>.
- /BER 19/ Berner, N., et al.: Analyse von redundanzübergreifenden Ausfällen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken, GRS-A-3955, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH; Köln, 2019.
- /BMU 15/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, Bekanntmachung vom 3. März 2015, Banz AT 30.02.2015 B2, https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/rsh/3-bmub/3_0_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- /DIN 11/ DIN EN 60034-1:2011-02; VDE 0530-1:2011-02, VDE 0530-1:2011-02, Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten (IEC 60034-1:2010, modifiziert).
- /EN 07/ EN 61000-6, Ausgabe 2007 : Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6 : Generic Standards ; EN 61000-6 :2007.

- /FAK 05/ Facharbeitskreis (FAK) Probabilistische Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke: Methoden zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke, Stand: August 2005, BfS-SCHR-37/05, ISBN 3-86509-414-7, Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Salzgitter, Oktober 2005.
- /FAK 16/ Facharbeitskreis (FAK) Probabilistische Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke: Methoden und Daten zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke, Stand: Mai 2015, BfS-SCHR-61/16, Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Salzgitter, September 2016.
- /GRS 90/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Phase B – eine Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Forschung u. Technologie, Verl. TÜV Rheinland, ISBN: 3-88585-809-6, 1990
- /GRS 01/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Precursor-Analysen: Probabilistische Bewertung von gemeldeten Ereignissen des Jahres 1998 – GRS-A-2948, Köln, 2001.
- /GRS 02/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Precursor-Analysen: Probabilistische Bewertung von gemeldeten Ereignissen des Jahres 1999 – GRS-A-3078, Köln, 2002.
- /GRS 06/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Precursor-Analysen: Probabilistische Bewertung von gemeldeten Ereignissen des Jahres 2002 – GRS-A-3078, Köln, 2006.
- /GRS 08/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Precursor-Analysen: Probabilistische Bewertung von gemeldeten Ereignissen des Jahres 2004 – GRS-A-3407, Köln, 2008.
- /GRS 13/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Weiterleitungsnachricht zu Ereignissen in ausländischen Kernkraftwerken (WLN 2013/05) „Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der Fremd- bzw. Reservenetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen“, 25.07.2013.

- /GRS 14/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH:
Teil I: Precursor-Analysen: Probabilistische Bewertung von gemeldeten
Ereignissen des Jahres 2006 – GRS-A-3686, Köln, 2014.
- /HEU 10/ Heuck, K., K.-D. Dettmann, D. Schulz: Elektrische Energieversorgung, 8.
Auflage, Springer Vieweg, 2010.
- /HOF 10/ Hofmann, L.: Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110 kV
Hochspannungsbereich, Leibniz Universität Hannover, Dezember 2010.
- /IAE 06/ International Atomic Energy Agency (IAEA): International Reporting
System for Operating Experience (IRS): Report 7788, Loss of 400 kV
and subsequent failure to start emergency diesel generators in sub A
and sub B, Wien, 4.09.2006.
- /IAE 13/ International Atomic Energy Agency (IAEA): International Reporting
System for Operating Experience (IRS): Report 8315, Forsmark-3, EDG
Failed to start after undetected loss of two phases on 400 kV incoming
offsite supply, Wien, 13.06.2013.
- /IAE 16/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Safety Report No. 91,
Impact of Open Phase Conditions on Electrical Power Systems of
Nuclear Power Plants, Wien, 2016.
- /IAE 16a/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Nuclear Power Reactors in
the World, Reference Data Series No. 2, 2016 Edition, IAEA-RDS-2/36,
ISBN 978–92–0–103716–9, ISSN 1011–2642, IAEA, Wien, 2016.
- /IAE 18/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Power Reactor Information
System (PRIS) – Lifetime Unit Capability Factor up to 2016,
<https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/LifeTimeUnitCapabilityFactor.aspx>,
zuletzt abgerufen am 15.03.2018.
- /IAE 19/ International Atomic Energy Agency (IAEA): International Reporting
System for Operating Experience, <https://nucleus.iaea.org/Pages/irs1.aspx>,
zuletzt abgerufen am 18.06.2019.

- /IEC 88/ VDE0102 bzw. IEC909, Ausgabe 1988: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents (IEC 60909-0:2016); (First Edition); 1988.
- /IEC 97/ IEC 61660-1, Ausgabe 1997: Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations – Part 1: Calculation of short-circuit currents; IEC 61660-1:1997.
- /IEC 98/ IEC 61363-1, Ausgabe 1998: Electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units – Part 1: Procedures for calculating short-circuit currents in three-phase a.c.; IEC 61363-1:1998.
- /IEC 01/ IEC60909, Ausgabe 2001: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents (IEC 60909-0:2001); German version EN 60909-0:2001 (First Edition); 2001.
- /IEC 16/ IEC60909, Ausgabe 2016: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents (IEC 60909-0:2016); German version EN 60909-0:2016 (Second Edition); 2016.
- /INL 19/ Idaho National Laboratory (INL) / United States Nuclear Regulatory Commission (NRC): Licensee Event Report Search (LERSearch), <https://lersearch.inl.gov/Entry.aspx>, zuletzt abgerufen am 18.03.2019.
- /KKK 14/ Kernkraftwerk Krümmel (KKK): Meldepflichtiges Ereignis Nr. 06/2001, Fehlanregung von Reaktorschutzsignalen bei Wiederkehrender Prüfung des Blitzschutzsystems, Endgültige Ereignismeldung vom 21.02.2014.
- /KWG 12/ Kernkraftwerk Grohnde (KWG): Meldepflichtiges Ereignis Nr. 06/2011, Ausfall einer gesicherten Stromschiene bei gleichzeitigem Ausfall aller vier in Betrieb befindlichen Umformer, Endgültige Ereignismeldung vom 07.08.2012.
- /NEP 19/ NEPLAN AG: Hilfe-Seiten, Beispieldateien und Bibliotheken von NEPLAN, 2019.

- /NOU 13/ Norouzi, A.: Open Phase Conditions in Transformers – Analysis and Protection Algorithm, GE Digital Energy, presented at MIPSYCON, 2013.
- /NRC 12/ United States Nuclear Regulatory Commission (NRC) / Exelon Nuclear: Licensee Event Report (LER 2012-001-01), Unit 2 Loss of Normal Offsite Power and Reactor Trip and Unit 1 Loss of Normal Power Due to Failure of System Auxiliary Transformer Inverted Insulators, 30.03.2012.
- /NRC 19/ United States Nuclear Regulatory Commission (NRC): Agencywide Documents Access and Management System (ADAMS) der U.S. NRC, <https://adams.nrc.gov/wba/>, zuletzt abgerufen am 20.03.2019.
- /NRC 19a/ United States Nuclear Regulatory Commission: § 50.73 Licensee event report system, U.S. NRC, NRC Regulations Title 10, Code of Federal Regulations, <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0073.html>, zuletzt abgerufen am 29.03.2019.
- /OED 16/ Oeding, D., B. R. Oswald: Elektrische Kraftwerke und Netze, 8. Auflage, Springer Vieweg, 2016.
- /PAR 29/ Park, R. H.: Two Reaction Theory of Synchronous Machines Generalized Method of Analysis-Part I, AIEE Transactions, Vol. 48, S. 716 – 727, 1929.
- /RSK 14/ Reaktorsicherheitskommission (RSK), Ein- oder zweiphasiger Ausfall des Haupt-, Reserve- oder Notstromnetzanschlusses, Empfehlung vom 26.06.2014, <http://www.rskonline.de/sites/default/files/reports/epanlagersk467hp.pdf>, zuletzt abgerufen am 25.06.2019.
- /VGB 12/ VGB Powertech, VGB-AG „Forsmark“: Untersuchungsprogramm zum Einfluss von Spannungstransienten auf das Notstromsystem, Abschlussbericht, Essen, Stand 25.06.2012.

/WIS 16/ Wisken, H.: Sachstand und Empfehlung für die Detektion von Phasenfehlern auf der Höchst- und Hochspannungsseite des Versorgungsnetzes in Kernkraftwerken, VGB-Projektgruppe „Netzfragen“ des Arbeitskreises „Elektro- und Leittechnik in Kernkraftwerken“, Version 1.0 vom 24.02.2016.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Schematischer Aufbau der Schaltanlage der South Texas Nuclear Generating Station.....	12
Abb. 2.2	Übersicht Netzanbindung des Kernkraftwerks Beaver Valley.....	16
Abb. 2.3	Schematischer Aufbau Eigenbedarf und Fremdnetzanbindung Byron NPP	19
Abb. 2.4	Schematische Darstellung des Ringbusses im Schaltfeld des Kernkraftwerks Pilgrim	26
Abb. 2.5	Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Diablo Canyon	30
Abb. 2.6	Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Pilgrim	36
Abb. 2.7	Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Brunswick.....	40
Abb. 2.8	Statische Blindleistungskompensatoren in der 380 kV-Schaltanlage des Kernkraftwerks Grohnde	53
Abb. 2.9	Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Clinton	54
Abb. 2.10	Schematische Darstellung der Eigenbedarfs- und Notstromanlage des Kernkraftwerks Turkey Point	62
Abb. 2.11	Übersicht Netzanbindungen mit möglichen Fehlerorten.....	74
Abb. 2.12	Schematische Darstellung der Verbindung Anlage/Schaltfeld.....	75
Abb. 2.13	Netzanschlussvarianten mit zwei Generator- und Netzschaltern Verbindung Anlage/Schaltfeld.....	76
Abb. 2.14	Vertikale Fehlerausbreitung	82
Abb. 2.15	Horizontale Fehlerausbreitung	83
Abb. 3.1	Übersicht über das Modellsystem der elektrischen Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks.....	88
Abb. 3.2	Beispielhafte Darstellung von Verbrauchern auf einer Schiene (hier 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1).	89

Abb. 3.3	Ergebnisse einer Lastflussberechnung für einen Ausschnitt des Modellsystems der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks im Vollastbetrieb	91
Abb. 3.4	Beispiel für eine Kurzschlussberechnung (im gezeigten Beispiel ein einphasiger Kurzschluss zur Erde der 400 kV-Sammelschiene (gelb))	94
Abb. 3.5	Kurzschlussberechnungen für eine 10 kV-Schiene mit einem Antrieb und einem Notstromdiesel. Die Ergebnisse t_{offmn} und t_{offmx} geben die minimale bzw. maximale Auslösezeit der Sicherung bei einem dreiphasigen Kurzschluss in der 10 kV-Schiene an.	95
Abb. 3.6	Kennlinien der Sicherung in Abb. 3.5. Die blaue Kurve stellt die maximale, die rote Kurve die minimale Auslösezeit der Sicherung als Funktion des Stroms (als Vielfaches des Auslegungstroms I_r) dar.	95
Abb. 3.7	Beispiel einer Kurzschlussberechnung für einen einphasigen Kurzschluss zur Erde in der gelb markierten Leitung. Durch den Distanzschutz werden nach 1 s („off =1 ,00 s“) drei Schienen und ein Transformator vom restlichen Netz getrennt.	96
Abb. 3.8	Beispiel einer Kurzschlussberechnung mit Distanzschutz für einen dreiphasigen Kurzschluss in der gelb markierten Leitung.	97
Abb. 3.9	Oberschwingungsanalyse für das Modellsystem der Eigenbedarfsversorgung von Kernkraftwerken bei einer Oberschwingungsanregung durch das angebundene Verbundnetz	100
Abb. 3.10	Beispiel-Spannungsverläufe (in V als Funktion der Zeit in s) zur Demonstration der dq0-Transformation	102
Abb. 3.11	dq0-transformierte Werte (in V als Funktion der Zeit in s) der Spannungsverläufe in Abb. 3.10	103
Abb. 3.12	Die aus Abb. 3.11 rücktransformierten Verläufe von U_A , U_B , U_C (in V als Funktion der Zeit in s)	104
Abb. 3.13	Spannungsverlauf am Generator bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene	105
Abb. 3.14	Wirk- (blau) und Blindleistung (orange) am Generator bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene (hier ohne Berücksichtigung der Grenzen des Generators)	105
Abb. 3.15	Frequenzverlauf am Generator bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene (ohne Berücksichtigung frequenzbedingter Auslösungen durch Schutzmechanismen).....	106

Abb. 3.16	d-/q-Werte am Generator bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der 400 kV-Sammelschiene	106
Abb. 3.17	Aus Abb. 3.16 durch dq0-Rücktransformation gewonnener Verlauf der Spannung U_A der Phase A. Beachte: Abb. 3.16 bildet gerade die Einhüllende auf der positiven Seite des Verlaufs.	107
Abb. 3.18	Ausschnitt des Kurvenverlaufs aus Abb. 3.17 für den Zeitbereich 0,9 s bis 2 s	108
Abb. 3.19	Ausgangslage im betrachteten Beispiel zur Demonstration des Simulationstyps RMS-ABC. Das Modellsystem wird ungestört bei Vollast betrieben.	109
Abb. 3.20	Ausschnitt der Spannungsverläufe der Phasen A, B, C auf der Generatableitung, die Phase A der Leitung ins Verbundnetz wurde zum Zeitpunkt $t = 1$ s geöffnet.....	110
Abb. 3.21	Ausschnitt der Stromverläufe der Phasen A, B, C auf der Generatableitung, die Phase A der Leitung ins Verbundnetz wurde zum Zeitpunkt $t = 1$ s geöffnet.....	110
Abb. 3.22	Vom Generator abgegebene Leistung (von NEPLAN direkt ausgegeben (rot) und aus den Phasenwerten für Spannung und Strom berechnet (blau)), die Phase A der Leitung ins Verbundnetz wurde zum Zeitpunkt $t = 1$ s geöffnet	111
Abb. 3.23	Ausschnitt aus der Kurve in Abb. 3.22, die Leistungsabgabe schwankt mit der doppelten Netzfrequenz (nur in der blauen Kurve erkennbar)	111
Abb. 3.24	Frequenzverlauf auf der Generatableitung beim Öffnen der Phase A der Leitung ins Verbundnetz zum Zeitpunkt $t = 1$ s	112
Abb. 3.25	Ströme auf Oberspannungsseite des Maschinentransformators BAT01 beim Öffnen der Phase A der Leitung ins Verbundnetz zum Zeitpunkt $t = 1$ s	113
Abb. 3.26	Ströme auf Unterspannungsseite des Maschinentransformators BAT01 beim Öffnen der Phase A der Leitung ins Verbundnetz zum Zeitpunkt $t = 1$ s	113
Abb. 3.27	Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron unmittelbar vor Ereigniseintritt im Jahr 2012	115
Abb. 3.28	Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron bei Ereigniseintritt („Single Phase Open Circuit in Phase C“) im 345 kV-Switch-yard zum Zeitpunkt $t = 0$ s	116

Abb. 3.29	Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron eine Sekunde nach Ereigniseintritt	117
Abb. 3.30	Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron 3 s nach Ereigniseintritt	118
Abb. 3.31	Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron zwischen $t = 7$ s und $t = 31$ s	119
Abb. 3.32	Zustand der Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Byron nach 31 s.....	120
Abb. 3.33	Reduzierte Betrachtung für die Eigenbedarfsversorgung des Blocks 2 des Kernkraftwerks Byron im Zeitraum 7 s < t < 31 s.....	121
Abb. 3.34	Modellierung der Situation aus Abb. 3.33 mit NEPLAN; dargestellt ist die Ausgangssituation vor Ereigniseintritt ($t < 0$ s)	122
Abb. 3.35	Asymmetrie $a = U_{Gegensystem}/U_{Mitsystem}$ auf auf den Schienen BUS 241 und 242 für verschiedenen angenommene Belastungen der Schienen	123
Abb. 3.36	Übersicht der möglichen Fehlerorte	126
Abb. 3.37	Netzanschlussvarianten 2 und 3	126
Abb. 3.38	Anlagenkonfiguration Variante 1 in NEPLAN	127
Abb. 3.39	Anlagenkonfiguration Variante 2 in NEPLAN	127
Abb. 3.40	Anlagenkonfiguration Variante 3 in NEPLAN	128
Abb. 3.41	Ausgangssituation im Szenario 1	129
Abb. 3.42	Darstellung der aufgezeichneten Variablen während einer Simulation in NEPLAN (Screenshot) für die Hauptkühlmittelpumpe 1 (oben links), die Hauptkühlwasserpumpe 1 (oben rechts) und eine Nebenkühlwasserpumpe (unten)	130
Abb. 3.43	Spannung im Mit- und Gegensystem auf der 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1 im Szenario 1	131
Abb. 3.44	Aus der Mit- und Gegensystemspannung berechneter Asymmetrieverlauf auf der 10 kV-Hauptverteilung der Scheibe 1 im Szenario 1	131
Abb. 3.45	Spannungsverlauf auf der Generatorableitung im Szenario 1; es werden keine Auslösegrenzwerte überschritten.....	133

Abb. 3.46	Vom Generator abgegebene Wirkleistung über die einzelnen Phasen und insgesamt (rot) im Szenario 1	134
Abb. 3.47	Vom Generator abgegebene Blindleistung über die einzelnen Phasen und insgesamt (rot) im Szenario 1	134
Abb. 3.48	Im Modellsystem in NEPLAN hinterlegtes Leistungsdiagramm des Generators mit eingezeichnetem Betriebspunkt nach Ereigniseintritt im Szenario 1.....	135
Abb. 3.49	Leistungsdiagramm des Generators (grün) und (virtuelles) Leistungsdiagramm für die Einzelphasen (rot) mit den entsprechenden Betriebspunkten im Szenario 1	136
Abb. 3.50	Spannungsverlauf auf der Generatorableitung im Szenario 2	137
Abb. 3.51	Vom Generator abgegebene Wirkleistung über die einzelnen Phasen und insgesamt (rot) im Szenario 2	138
Abb. 3.52	Vom Generator abgegebene Blindleistung über die einzelnen Phasen und insgesamt (rot) im Szenario 2	138
Abb. 3.53	Leistungsdiagramm des Generators (grün) und (virtuelles) Leistungsdiagramm für die Einzelphasen (rot) mit den entsprechenden Betriebspunkten im Szenario 2.....	139
Abb. 3.54	Unterspannungsseitige (US) Spannungen am Maschinentransformator BAT01 im Szenario 2.....	140
Abb. 3.55	Oberspannungsseitige (OS) Spannungen am Maschinentransformator BAT01 im Szenario 2.....	140
Abb. 3.56	Unterspannungsseitige (US) Ströme am Maschinentransformator BAT01 im Szenario 2.....	141
Abb. 3.57	Oberspannungsseitige (OS) Ströme am Maschinentransformator BAT01 im Szenario 2.....	141
Abb. 3.58	Durch den Transformator BAT01 unterspannungsseitig (US) übertragene Wirkleistung über die einzelnen Phasen im Szenario 2.....	142
Abb. 3.59	Durch den Transformator BAT01 unterspannungsseitig (US) übertragene Blindleistung über die einzelnen Phasen im Szenario 2.....	143
Abb. 4.1	A-posteriori-Verteilungen der Raten ein- und zweiphasiger Phasenfehler für ausgewählte Länder.....	159
Abb. 4.2	A-posteriori-Verteilungen der Raten ein- und zweiphasiger Phasenfehler für alle 34 Länder und für die gepoolte Population	160

Abb. 4.3	A-posteriori-Verteilungen der Raten ein- und zweiphasiger Phasenfehler des aktiven Netzes unter der Annahme der Unabhängigkeit der blockbezogenen Ereignisse	163
Abb. 4.4	Zweistufiger Prozess zur Modellierung der Phasenfehler im aktiven Netz	163
Abb. 4.5	Dichte der a-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Raten einphasiger Phasenfehler am aktiven Netz	166
Abb. 4.6	Dichte der a-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Raten zweiphasiger Phasenfehler am aktiven Netz	167
Abb. 4.7	Dichte der a-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Raten von Phasenfehlern (ein- oder zweiphasig) am aktiven Netz	168
Abb. 4.8	Dichte der a-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Raten von einphasigen, zweiphasigen und beliebigen Phasenfehlern am aktiven Netz bei Anwendung des entwickelten stochastischen Modells	169
Abb. 4.9	Unsicherheitsverteilung des Parameters der Exponentialverteilung für die beobachteten Nichtverfügbarkeitsdauern einphasiger Phasenfehler	172
Abb. 4.10	Dreistufiger Prozess zur Modellierung der Nichtverfügbarkeit durch Phasenfehler im nicht aktiven Netz	173
Abb. 4.11	Unsicherheitsverteilungen der Nichtverfügbarkeit des nichtaktiven Netzes durch einphasigen Phasenfehler	175
Abb. 4.12	Geschätzter Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Anzahl angenommener zusätzlicher Ereignisse mit kurzer Nichtverfügbarkeitsdauer	176
Abb. 4.13	Unsicherheitsverteilungen der Nichtverfügbarkeit des nichtaktiven Netzes durch zweiphasigen Phasenfehler	177
Abb. 4.14	A-posteriori-Verteilungen der blockbezogenen Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch einphasigen, zweiphasigen bzw. beliebigen Phasenfehlern	178
Abb. 4.15	Beispielkurve f_l der Ausfallwahrscheinlichkeit für $\alpha_0 = 0,05$ und $\alpha_1 = 0,1$	182
Abb. 4.16	Kurve der Ausfallwahrscheinlichkeit f_l und Beobachtungen	183
Abb. 4.17	A-posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und f_l	186

Abb. 4.18	Marginalverteilung der a posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und f_l	187
Abb. 4.19	A-posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und $f_{\hat{G}}$	190
Abb. 4.20	Marginalverteilung der a posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und $f_{\hat{G}}$	191
Abb. 4.21	A-posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und f_g	192
Abb. 4.22	Marginalverteilungen der a posteriori-Verteilung der Modellparameter α_0 und α_1 für D_{Test1} und f_g	193
Abb. 4.23	Beispielkurven f_l , $f_{\hat{G}}$ und f_g der Ausfallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit der Asymmetrie a für identische Parameter $\alpha_0 = 0,05$ und $\alpha_1 = 0,1$	194
Abb. 4.24	Verhalten der Beispielkurven f_l , $f_{\hat{G}}$ und f_g für identische Parameter $\alpha_0 = 0,05$ und $\alpha_1 = 0,1$ in der Nähe von $a = 0$	195
Abb. 4.25	Erwartungswerte der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit für den Beispieldatensatz D_{Test1} für die verschiedenen funktionalen Formen von f	197
Abb. 4.26	Verteilungen der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit für den Beispieldatensatz für die verschiedenen funktionalen Formen von f und für verschiedene Werte der Asymmetrie a	198
Abb. 4.27	Punktwerte (Erwartungswerte) und Unsicherheitsverteilung der asymmetrieabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit $f_l(a)$ für den Datensatz der Betriebserfahrung	206
Abb. 5.1	Ausfall aller drei Speisepumpen im Szenario 2 (PF_SO02)	230
Abb. 5.2	Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung aufgrund eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung	231
Abb. 5.3	Nichtverfügbarkeit der Hauptwärmesenke aufgrund eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung	232
Abb. 5.4	Nichtverfügbarkeit der Hauptkühlwasserpumpen im Szenario 2 (PF_SO02)	233
Abb. 5.5	Nichtverfügbarkeit der beiden Kühlturmpumpen im Szenario 2 (PF_SO02)	234

Abb. 5.6	Nichtverfügbarkeit von beiden Steuerflüssigkeitspumpen im Szenario 2 (PF_SO02).....	235
Abb. 5.7	Nichtverfügbarkeit von Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke infolge eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung.....	236
Abb. 5.8	Nichtverfügbarkeit aller drei Hauptkondensatpumpen im Szenario 2 (PF_FO02).....	237
Abb. 5.9	Nichtverfügbarkeit der Kühlwasserversorgung für konventionelle Kühlstellen im Szenario 2 (PF_SO02).....	238
Abb. 5.10	Nichtverfügbarkeit von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen infolge eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung.....	239
Abb. 5.11	Nichtverfügbarkeit einer Hauptkühlmittelpumpe im Szenario 2 (PF_SO02)	239
Abb. 5.12	Nichtverfügbarkeit der HD-Förderpumpen infolge eines Phasenfehlers in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung.....	240
Abb. 5.13	Nichtverfügbarkeit der Kühlung der nuklearen Kühlstellen über der Stränge 2 und 3 des Zwischenkühlsystems und des Nebenkühlwassersystems.	242
Abb. 5.14	Nichtverfügbarkeit der Wärmeabfuhr über PE20.....	243
Abb. 5.15	Nichtverfügbarkeit der Wärmeabfuhr über PE30.....	244
Abb. 5.16	Nichtverfügbarkeit der Wärmeabfuhr über die Zellenkühler PED30	245
Abb. 5.17	Nichtverfügbarkeit der Zelle 1 des Zellenkühlers PED30	245
Abb. 5.18	Nichtverfügbarkeit der Wärmeabfuhr über die Zellenkühler PED20	246
Abb. 5.19	Ausfall der Eigenbedarfsversorgung über den Hauptnetzanschluss (Trennung vom Hauptnetz)	247
Abb. 5.20	Resultierender Fehlerbaum nach der automatisierten Fehlerbaum-Erweiterung mittels pyRiskRobot. Basierend auf dem ursprünglichen Basisereignis (rot markiert) wurde der Fehlerbaum unter Berücksichtigung eines Namenschemas (hier ‚*-ÖN‘ zu ‚*-FNP-SO02‘) und der dazu spezifizierten Subtopologie (blau markiert) modifiziert.	277
Abb. 5.21	Beiträge der Transienten im Szenario 2 zu Kernschadenzuständen (Punktwerte)	285

Abb. 5.22	Wahrscheinlichkeit für Transienten im Szenario 2.....	286
Abb. 5.23	Kernschadenswahrscheinlichkeit im Szenario 2. Zusätzlich dargestellt sind Ergebnisse der Unsicherheitsanalysen mit Parameterkopplung und für Analysen mit verdoppelter bzw. halbiertes Asymmetrie in der elektrischen Eigenbedarfsversorgung	296
Abb. 5.24	Beitrag an der SZ-Wahrscheinlichkeit von Systemausfällen (Angabe in Prozent)	299
Abb. 5.25	Beitrag an der SZ-Wahrscheinlichkeit der Ausfälle von Sicherheitssystemen durch Phasenfehler	300
Abb. 5.26	Anteile am Gesamtergebnis (in Prozent) der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme durch Phasenfehler	301
Abb. 5.27	Beitrag an der SZ-Wahrscheinlichkeit der wichtigsten Basisereignisse, die Transienten auslösen (im Szenario 2)	302
Abb. 5.28	Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit der Basisereignisse, die zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme beitragen	303
Abb. 5.29	Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenzuständen (rechts) mit verdoppelter Asymmetrie	305
Abb. 5.30	Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenzuständen (rechts) mit halbiertes Asymmetrie	305
Abb. 5.31	Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen (für verdoppelte Asymmetrie).....	306
Abb. 5.32	Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen (für halbiertes Asymmetrie).....	307
Abb. 5.33	Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler (für verdoppelte Asymmetrie)	308
Abb. 5.34	Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler (für halbiertes Asymmetrie).....	309

Abb. 5.35	Wahrscheinlichkeit für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenzuständen (rechts, Punktwerte) mit Berücksichtigung von möglichen Ausfällen motorbetätigter Armaturen.....	310
Abb. 5.36	Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen durch den Phasenfehler, die zu Transienten führen (mit Berücksichtigung von möglichen Ausfällen motorbetätigter Armaturen).....	311
Abb. 5.37	Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) der Ausfälle von Komponenten der Sicherheitssysteme durch den Phasenfehler (mit Berücksichtigung von möglichen Ausfällen motorbetätigter Armaturen).....	311
Abb. 5.38	MCS-Ergebnis und cutoff error für drei MCS-Analysen mit unterschiedlichen Einstellungen für die maximale Anzahl an cutsets und für eine MCS-Analyse, für die als Abschneidegrenzwert zusätzlich zum Absolutwert ein Relativwert (Rel. Cutoff = 1 E-07) verwendet wurde	313
Abb. 5.39	Beitrag der ersten 20.000 Minimalschnitte zur SZ-Wahrscheinlichkeit für drei MCS-Analysen mit unterschiedlichen Einstellungen für die maximale Anzahl an cutsets	315
Abb. 5.40	Bedingte Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten, Schadenszustände und Übergangswahrscheinlichkeiten im Szenario 2	317
Abb. 5.41	Bedingte Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten, Schadenszustände und Übergangswahrscheinlichkeiten im Szenario 2 für unterschiedliche Quantifizierungsmethoden.....	318
Abb. 5.42	Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten (links) und Beiträge der Transienten zu Kernschadenzuständen (rechts) im Szenario 2 für die Quantifizierungsmethode „Log. And simple quantitative“	319
Abb. 5.43	Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit der wichtigsten Basisereignisse, die Transienten auslösen für die Quantifizierungsmethode „Logical and simple quantitative“	320
Abb. 5.44	Bedingte Wahrscheinlichkeiten (Punktwerte) für Transienten, Schadenszustände und Übergangswahrscheinlichkeiten im Szenario 2 mit verdoppelten bzw. halbierten Werten der elektrischen Asymmetrie für die Quantifizierungsmethoden „Log. ET success“ und „Log. And simple quantitative“.....	321

Abb. 5.45	Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen, die zu Transienten führen (für die Quantifizierungsmethode „Logical and simple quantitative“ und verdoppelte Asymmetrie)	322
Abb. 5.46	Dominante Beiträge an der SZ-Wahrscheinlichkeit (in Prozent) von Systemausfällen der Sicherheitssysteme (für die Quantifizierungsmethode „Logical and simple quantitative“ und verdoppelte Asymmetrie)	323

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Gesamtübersicht der Ergebnisse des Ersts Screenings	6
Tab. 2.2	Ergebnisse des vertieften Screenings von 244 Ereignissen	7
Tab. 2.3	Relevante Anlagenzustände.....	77
Tab. 2.4	Zusammenstellung der Haupt- und Reservenetztransformatoren in deutschen Kernkraftwerken.....	79
Tab. 2.5	Priorisierte Parametervariationen	80
Tab. 3.1	Im AP 1 festgelegte und mit NEPLAN untersuchte Szenarien	124
Tab. 3.2	Übersicht über die Ergebnisse für alle Szenarien	145
Tab. 4.1	Beobachtete Ereignisse mit Phasenfehlern mit redundanzübergreifenden Auswirkungen.....	150
Tab. 4.2	Beobachtetes Ereignis mit Phasenfehler ohne redundanzübergreifende Auswirkungen.....	152
Tab. 4.3	Zusammenstellung der Anzahlen der Ereignisse mit länger anhaltenden Phasenfehlern mit redundanzübergreifenden Auswirkungen und der Nichtverfügbarkeitszeiten des Stand-by-Netzes durch Phasenfehler.....	153
Tab. 4.4	Beobachtungszeit nach Ländern	154
Tab. 4.5	Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen der ein- und zweiphasigen Phasenfehler des aktiven Netzes in $1/a$	168
Tab. 4.6	Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen der Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch ein- bzw. zweiphasigen Phasenfehler	178
Tab. 4.7	Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen der Raten einleitender Ereignisse in $1/a$	179
Tab. 4.8	Charakteristika der Unsicherheitsverteilungen der Nichtverfügbarkeit des nicht aktiven Netzes durch ein- oder zweiphasigen Phasenfehler	179
Tab. 5.1	Auswertung von Precursor-Ereignissen (1993 – 2015).....	218
Tab. 5.2	Phasenfehlerszenarien aus AP 1 (Kapitel 2)	222
Tab. 5.3	Charakterisierung der Kernschadenzustände anhand des auslösenden Ereignisses.....	263
Tab. 5.4	Merkmale zur Charakterisierung der Kernschadenzustände.....	266
Tab. 5.5	Charakterisierung der Kernschadenzustände als Folge von Transienten	267

Tab. 5.6	Gruppierung der aus Transienten resultierenden Kernschadenszustände.....	268
Tab. 5.7	Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern bei nicht verfügbarem Frischdampfsammler (Y3_PF).....	281
Tab. 5.8	Analysen zur Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern ohne Bespeisung / Frischdampfabfuhr (LA/LB) bei nicht verfügbaren Frischdampfsammler (Y3_PF).....	282
Tab. 5.9	Kernschadenswahrscheinlichkeit infolge Szenario 2 (PF_SO02).....	284
Tab. 5.10	Eintrittswahrscheinlichkeit von Transienten infolge Szenario 2 (PF_SO02)	286
Tab. 5.11	Nichtverfügbarkeit des Frischdampfsammlers bei Transienten (Funktion B1 bzw. B2)	287
Tab. 5.12	Nichtverfügbarkeit der Frischdampfabgabe bei Transienten (Funktion Y1 bzw. Y2)	288
Tab. 5.13	Nichtverfügbarkeit der Bespeisung der Dampferzeuger über die Schwachlaststränge oder das Notspeisesystem bei Transienten (Funktion LA)	289
Tab. 5.14	Nichtverfügbarkeit der Dampferzeuger-zugeordneten Bespeisung und Frischdampfabgabe an mindestens einem Dampferzeuger bei Transienten (Funktion LA/LB)	291
Tab. 5.15	Nichtverfügbarkeit, aber Notwendigkeit einer Druckbegrenzung von Dampferzeugern bei nicht verfügbarem Frischdampfsammler bei Transienten (Funktion Y3_PF).....	292
Tab. 5.16	Nichtverfügbarkeit der Notfallmaßnahme Sekundärseitiges Druckentlasten und Bespeisen bei Transienten (Funktion SDE)	293
Tab. 5.17	Nichtverfügbarkeit der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen bei Transienten“ (Funktion PDE) nach erfolgloser SDE.....	294
Tab. 5.18	Nichtverfügbarkeit der Notfallmaßnahme „Primärseitiges Druckentlasten und Bespeisen bei Transienten“ (Funktion PDE), wenn keine SDE möglich ist	294
Tab. 5.19	Nichtverfügbarkeit des Lüftungstechnischen Gebäudeabschlusses des Sicherheitsbehälters bei Transienten (Funktion C)	295

Abkürzungsverzeichnis

AA	Motorgetriebene Armaturen (Aggregateschlüssel KKS)
AN	Verdichter, Kompressoren, Ventilatoren (Aggregateschlüssel KKS)
AP	Arbeitspaket
AP	Pumpen (Aggregateschlüssel KKS)
AWE	automatische Wiedereinschaltung
BDD	Quantifizierungsmethode „Binary Decision Diagrams“
BV	Ausfallart „Betriebsversagen“
BVP	Ausfallart „Betriebsversagen aufgrund der Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“
DE	Dampferzeuger
DWR	Druckwasserreaktor
EB	Eigenbedarf
EMK	elektromotorische Kraft
EMT	elektromagnetische Transienten
ERAT	Emergency Reserve Auxiliary Transformer
ESF	Engineered Safety Feature
EVA/EVI	Einwirkung von außen/innen
E-VSV	Motor-Vorsteuerventil
FC	Fractional Contribution
FD-AA	Frischdampf-Abschlussarmatur
FD-AAV	Frischdampf-Abblase-Absperrventil
FD-AVSiV	Frischdampf-Sicherheitsventil
FDU	Frischdampfumleitstation
FNP	Ausfallart „Motorgetriebene Armatur fährt nicht durch Asymmetrie in der elektrischen Versorgung“
GBA	Gebäudeabschluss
GVA	gemeinsam verursachter Ausfall
GZ	Gefährdungszustand
HEAF	High Energy Arcing Fault
HKMP	Hauptkühlmittelpumpe
HöS-	Höchstspannungs-(Netz)
HS-	Hochspannungs-(Netz)
HPCI	High Pressure Coolant Injection
HSpW	Hauptspeisewasser
HWS	Hauptwärmesenke
IRS	International Reporting System (for Operating Experience)
KKS	Kraftwerk-Kennzeichnungssystem
KKW	Kernkraftwerk
LER	Licensee Event Reports
LOOP	Loss of Offsite Power
MCS	Minimalschnitt-(Analyse)
MPS	Main Power Transformer
MS	Mittelspannung
M-VSV	Magnet-Vorsteuerventil

NPP	Nuclear Power Plant
NRC	Nuclear Regulatory Commission
NS	Niederspannung
ÖN	Ausfallart „Öffnet nicht“
ÖNNS	Ausfallart „Öffnet nicht nach Schließen“
OPC	Open Phase Conditions
OS	Oberspannungs-(seitig)
PDE	Primärseitiges Druckentlasten
PSA	Probabilistische Sicherheitsanalyse
RAT	Reserve Auxiliary Transformer
RCIC	Reactor Core Isolation Cooling
RCR	Reactor Recirculation Pumps
RDB	Reaktordruckbehälter
RDF	Risk Decrease Factor
RESA	Reaktorschnellabschaltung
RMS	Root Mean Square
SAT	Station Auxiliary Transformer
SB	Sicherheitsbehälter
SBO	Station Blackout
SDE	Sekundärseitiges Druckentlasten
SN	Ausfallart „Schließt nicht“
SNNÖ	„Schließt nicht nach Öffnen“
SSMP	Safe Shutdown Makeup Pump
STN	Ausfallart „Startversagen/Startet nicht“
SUT	Start-Up Transformer
SVC	Static VAR Compensator
SWR	Siedewasserreaktor
SZ	Schadenzustand
THD	Total Harmonic Distortion
TUSA	Turbinenschnellabschaltung
UAT	Unit Auxiliary Transformer
UMZ	unabhängiger Maximalstromzeitschutz
ÜN	Übersicht Netzanbindung
US-	Unterspannungs-(seitig)
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
VAR	Volt-Ampere Reactive
WKP	Wiederkehrende Prüfung
WLN	Weiterleitungsnachricht

**Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) gGmbH**

Schwertnergasse 1

50667 Köln

Telefon +49 221 2068-0

Telefax +49 221 2068-888

Forschungszentrum

Boltzmannstraße 14

85748 Garching b. München

Telefon +49 89 32004-0

Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200

10719 Berlin

Telefon +49 30 88589-0

Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4

38122 Braunschweig

Telefon +49 531 8012-0

Telefax +49 531 8012-200

www.grs.de

ISBN 978-3-947685-23-3