

Diplomarbeit

Analyse und Bewertung des Netzwiederaufbaus nach einer Versorgungsunterbrechung

Ausgeführt am

Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe,
Technischen Universität Wien

zur Erlangung des akademischen Grades des
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von

Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Dipl.-Ing. Elmira Torabi-Makhsos

von

Markus Moser
01327136

Wien, am 11. November 2019

Abstract

Blackouts have serious consequences on the economy and our society. Due to the increase of distributed generation in from of renewable energy sources and the planned phasing out of fossil fuel generation, the probability of a blackout increases.

High share of this distributed generation sources together with their volatility and the automatic synchronisation characteristic causes challenges during the restoration. Hence, the aim of this work based on the importance of quick and secure restoration after blackouts.

In this thesis a grid is being examined with random restoration paths. Therefore, an existing rating system is being revised and extended in order to evaluate 100 possible restoration paths. These ratings examine the restoration time, the delivered amount of energy, the deviations in voltage and frequency as well as the operational safety during the restoration. In order to allow the determination of individual restoration paths, reference ranges are being determined from the results of the 100 paths using statistical methods. The reference ranges are being analysed and their plausibility is being reviewed.

Finally, individual paths are being classified with the defined reference ranges and the occurring values are being examined and explained on the basis of the simulation data.

Kurzfassung

Blackouts haben schwerwiegende Folgen auf Wirtschaft und Gesellschaft. Durch die Zunahme verteilter Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen und den geplanten Ausstieg aus fossiler Energieerzeugung steigt die Wahrscheinlichkeit für Versorgungsunterbrechungen.

Ein hoher Anteil dieser verteilten Erzeugungsanlagen führt, mit wetterbedingten Fluktuationen und deren automatisierter Synchronisationscharakteristik, zu neuen Herausforderungen während des Netzwiederaufbaus. Im Fokus dieser Arbeit stehen Untersuchungen, die einen schnellen und sicheren Netzwiederaufbau nach Blackouts ermöglichen sollen.

Im Rahmen dieser Untersuchungen wird ein Netz anhand zufällig simulierter Wiederaufbaupfade untersucht. Dazu wird ein bestehendes Bewertungssystem überarbeitet und erweitert und anschließend werden damit 100 Wiederherstellungspfade ausgewertet. Bei diesen Bewertungen werden Wiederaufbauzeit, gelieferte Energiemengen und Abweichungen von Spannung und Frequenz sowie die Betriebssicherheit während des Netzwiederaufbaus beurteilt. Um eine Einteilung einzelner Netzwiederaufbaupfade zu ermöglichen, werden aus den Ergebnissen der 100 Pfade mit statistischen Methoden Referenzbereiche ermittelt. Diese Referenzbereiche werden analysiert und auf Plausibilität überprüft.

Abschließend werden einzelne Pfade mit den definierten Referenzbereichen klassifiziert und die auftretenden Werte anhand der Simulationsdaten untersucht und begründet.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
1.1. Motivation	1
1.2. Struktur der Arbeit	2
2. State of the art	4
3. Netzmodell und Bewertungssystem	7
3.1. Zufällige Zuschaltung	8
3.2. Verwendete Näherungen, Annahmen und Vereinfachungen	9
3.2.1. Zeitliche Dauer der Zuschaltungen	9
3.2.2. Generatorzuschaltung	9
3.3. KPI	10
3.3.1. Wiederherstellungszeit	10
3.3.2. Gelieferte Energie und durchschnittliche Leistung	10
3.3.3. Spannungsabweichung	13
3.3.4. Frequenzabweichung	13
3.3.5. Durchschnittliche Anzahl kritischer Elemente	13
3.3.6. Zusammenfassung KPI	16
3.4. Aufteilung des Netzes in mehrere Bereiche	19
4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade	22
4.1. Ähnlichkeiten der Pfade	23
4.2. Referenzbereiche mit induktiver Statistik	27
4.2.1. Parameterberechnung Normalverteilung	27
4.2.2. Induktive Statistik	28
4.3. Wiederherstellungszeit	28
4.4. Energiemenge und durchschnittliche Leistung	30
4.5. Korrigierte Energiemenge und Leistung	31
4.6. Spannungsabweichung	33
4.6.1. Spannungsabweichung 110KV-Ebene	34
4.7. Frequenzabweichung	38
4.8. Kritische Elemente	38
4.8.1. Einfluss Generatorzuschaltung auf kritische Elemente	41

4.8.2. Einfluss Zuschaltung Leitung/Transformator auf kritische Elemente	42
4.9. Korrelation verschiedener KPIs	43
4.9.1. Korrelationen mit der Wiederherstellungszeit	43
5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade	46
5.1. Analyse des Pfades mit minimaler Wiederherstellungszeit	46
5.2. Analyse des Pfades mit maximaler Wiederherstellungszeit	50
5.3. Analyse des Pfades mit minimaler Anzahl kritischer Betriebsmittel .	54
5.4. Analyse eines zufällig ausgewählten Pfades	58
5.5. Erkenntnisse aus Wiederherstellungspfaden	61
6. Zusammenfassung	63
Abbildungsverzeichnis	65
Tabellenverzeichnis	67
Literaturverzeichnis	68
A. Anhang	70
A.1. Histogramme der einzelnen KPIs	70

1. Einleitung

1.1. Motivation

Die aktuell betriebenen Energieversorgungssysteme werden sich in den nächsten Jahren stark verändern müssen. Das Pariser Klimaabkommen von 2015 verpflichtet alle Staaten, die es unterzeichnet haben, dazu, die globale Erwärmung auf deutlich unter 2°C (verglichen mit vorindustriellen Werten) zu halten [1]. Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine Reduktion und in weiterer Folge ein Ende des Verbrauchs fossiler Energieträger in allen Bereichen der Gesellschaft notwendig. Die Auswirkung dieser Umstellung auf das elektrische Energieversorgungssystem ist, dass der Anteil großer thermische Kohle- sowie Gas- und Dampf-Kraftwerke an der elektrischen Energieerzeugung in den kommenden Jahren stark abnehmen muss. Aktuelle Klimastrategien sehen vor, dass Österreich bis zum Jahr 2030 seinen gesamten Bedarf an elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen bezieht [2]. Dazu ist es notwendig, die fossil betriebenen Kraftwerke durch Wasserkraftwerke, Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu ersetzen.

Bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch fungieren die Wellen der synchron rotierenden Generatoren als kinetischer Energiespeicher, der die Differenzleistung zur Verfügung stellt. Da Photovoltaik- und Windkraftanlagen sehr häufig und im Fall von Photovoltaikanlagen sogar ausschließlich über Wechselrichter einspeisen, leisten sie keinen, bzw. nur einen sehr geringen Beitrag zu dieser kinetischen Energie. Theoretisch ist es zwar möglich, mit Wechselrichtern sogenannte synthetische Schwungmasse zu erzeugen, diese hat aber im Gegensatz zu reeller Schwungmasse den Nachteil der geringeren Dynamik [3]. Ein Abnehmen dieser kinetischen Energie führt bei einer Leistungsdifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu einem höheren Frequenzgradienten. Dadurch erhöht sich die Frequenzänderung bei rascher Erzeugungs- oder Verbrauchsänderung, was im schlimmsten Fall zu einem großflächigen Stromausfall (Blackout) führen kann. Die durch diese Umstellung entfallenden rotierenden Massen auf eine technisch realisierbare und wirtschaftliche Art und Weise zu kompensieren wird eine technische und energiepolitische Aufgabe der kommenden Jahre werden.

Außerdem unterliegt der Ertrag aus erneuerbaren Kraftwerken wetterbedingten Fluktuationen, sodass eine vollständige Nutzung der zur Verfügung stehenden Leis-

1. Einleitung

tung nicht ohne Weiteres möglich ist [4]. Um die wetterbedingten Fluktuationen auszugleichen und die erzeugte Leistung dem aktuellen Bedarf anzupassen, werden sehr große Energiespeicher notwendig werden. Für diese Energiespeicher gibt es einige Ansätze (Power-to-Gas, Compressed-Air, ect.), aber, abgesehen von den schon seit längerem installierten Pumpspeicherkraftwerken, noch keine wirtschaftlich sinnvollen Anlagen [5].

Solange die genannten Probleme nicht gelöst sind, die Umstellung des Energiesystems aber vorangetrieben wird, wird die Aufrechterhaltung des stabilen Betriebs des Energieversorgungsnetzes zunehmend schwieriger und Blackouts werden wahrscheinlicher. Im Falle eines solchen Blackouts ist es notwendig, das Energieversorgungsnetz so rasch als möglich wiederaufzubauen. Dieser Wiederaufbau läuft nach zuvor erarbeiteten Wiederaufbaukonzepten ab. Als Grundlage für die Erstellung dieser Wiederaufbaukonzepte dient normalerweise die langjährige Erfahrung der Netzbetreiber im Betrieb des von ihnen geregelten Netzes. Arbeiten wie diese sollen dazu dienen, eine wissenschaftliche Basis zu schaffen, um gemeinsam mit Erfahrungswerten und geografischen Gegebenheiten eine optimale Wiederaufbaustrategie entwickeln zu können.

1.2. Struktur der Arbeit

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Simulation und Bewertung von Netzwiederaufbaupfaden im Netz der Kärntner Netz GmbH (KNG), die zufällig erstellt werden. Im ersten Abschnitt werden bereits veröffentlichte Arbeiten, die Grundlagen für diese Arbeit schaffen und Inhalte ergänzen, besprochen und diskutiert.

Im Anschluss daran wird das verwendete Modell gezeigt, wobei die Abläufe der Simulation präsentiert und Annahmen und Vereinfachungen genauer erklärt werden. Außerdem wird das auf die simulierten Pfade angewendete Bewertungssystem vorgestellt.

Im Hauptteil der Arbeit werden 100 simulierte Pfade bewertet, die Ergebnisse dieser Bewertungen analysiert und genauere Details diskutiert. Aus diesen 100 Simulationsergebnissen werden mit induktiver Statistik Vergleichsparameter berechnet, die zur Bewertung simulierter Pfade herangezogen werden können.

Diese Vergleichsparameter dienen der Bewertung einzelner Wiederherstellungspfade im folgenden Abschnitt. Deren Wiederherstellungsverlauf wird zusätzlich anhand der Aufteilung aller Betriebsmittel auf zuvor definierte Netzbereiche zu verschiedenen Zeitpunkten während der Simulation visualisiert. Anhand dieser Aufteilungen können auftretende starke Abweichungen in den Bewertungsparametern

1. Einleitung

erklärt und im Fall von Negativbeispielen Vorschläge zur Verbesserung dieser erarbeitet werden. Außerdem werden mit diesen Pfaden Behauptungen der vorherigen Kapitel untermauert.

Ziel der Arbeit ist es einerseits, bereits definierte, für ein Netz allgemein gültige Bewertungsparameter zu ergänzen, sie als Referenzwerte für das KNG-Netz zu berechnen und deren Sinnhaftigkeit und Plausibilität zu diskutieren. Andererseits soll mit dieser Arbeit auch ein Bewertungssystem geschaffen werden, mit dem eine technische Bewertung einzelner, bedarfsweise auch individuell gestalteter Wiederherstellungspfade möglich wird.

2. State of the art

Nach einem Blackout können die Strategien zum Netzwiederaufbau laut dem Continental European Operation Handbook des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) grob in zwei Gruppen unterteilt werden. Beim Top-down Konzept wird von einem benachbarten noch unter Spannung stehenden Netz ausgehend der Wiederaufbau durchgeführt. Es ist dabei notwendig, dass das Netz eines benachbarten Übertragungsnetzbetreibers nicht vom Blackout betroffen ist. Ausgehend von diesem stabilen benachbarten Netz können eigene Leitungen unter Spannung gesetzt werden und anschließend Kraftwerke synchronisiert und Lasten wieder versorgt werden. Sind auch die umliegenden Übertragungsnetze vom Blackout betroffen, muss das Netz nach dem Bottom-up Ansatz wiederaufgebaut werden. Dabei werden, ausgehend von einem schwarzstartfähigen Kraftwerk Leitungen verbunden und anschließend Kraftwerke synchronisiert und Lasten wieder versorgt. Prinzipiell ist es möglich, beide Ansätze gemeinsam anzuwenden. Dazu wird ein Teil des Netzes ausgehend von einem benachbarten Netz wiederaufgebaut und zeitgleich ein anderer Teil ausgehend von einem schwarzstartfähigem Kraftwerk wiederversorgt. Anschließend müssen die beiden Bereiche synchronisiert werden [6].

Tritt ein großflächiger Stromausfall auf, so ist es in Österreich laut den Technisch-Organisatorischen-Regeln (TOR) (Teil B) Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers, also der Austrian Power Grid AG (APG), mit benachbarten Netzbetreibern und Kraftwerksbetreibern, wie der KNG, ein Wiederaufbaukonzept zu vereinbaren [7, S.27].

Da die definierten Wiederaufbaustrategien nur die Strategien auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen, allerdings keine genaueren Angaben zur detaillierten Strategie der Übertragungsnetzbetreiber mit den untergeordneten Verteilnetzbetreibern liefert, wurde diese Einteilung wie folgt erweitert. Als Build-down Strategie wird ein Wiederaufbau eines Verteilnetzes ausgehend vom übergeordneten Übertragungsnetz bezeichnet. Dabei ist es prinzipiell egal ob das Übertragungsnetz nach einer Top-down Strategie aufgebaut wurde oder ausgehend von eigenen schwarzstartfähigen Kraftwerken. Als Build-up wird ein Netzwiederaufbau ausgehend von schwarzstartfähigen Kraftwerken im Netzgebiet des Verteilnetzes bezeichnet. Wird das Verteilnetz und das Übertragungsnetz zeitgleich, ausgehend von jeweils einem eigenen schwarzstartfähigen Kraftwerk wiederaufge-

2. State of the art

baut, wird diese Strategie als Build-together Strategie bezeichnet [8].

Im Rahmen dieser Diplomarbeit werden Netzwiederaufbaupfade ausgehend von einem schwarzstartfähigen Kraftwerk im KNG-Netz simuliert. Diese sind prinzipiell in die Strategien Bottom-up oder Top-down kombiniert mit Bottom-up einzuordnen. Bei genauerer Unterscheidung können sie in diesen Strategien in Build-together oder Build-up Strategien angewendet werden.

In [9] wird ein Verfahren präsentiert, in dem bei der Simulation des Netzwiederaufbaus in diskreten Schritten vorgegangen wird. Dabei wird in jedem Schritt ein neues Betriebsmittel mit dem vorhandenen Netz verbunden. Gespeichert werden die Knotenpunkte zwischen den einzelnen Schritten in einer Datenbank, um eine Parallelisierung der Berechnung neuer Knoten zu ermöglichen. Außerdem werden Bewertungsparameter definiert, mit denen eine Bewertung der nach diesem Verfahren berechneten Lösungspfade ermöglicht wird.

Nach dem selben Prinzip werden in [10] Wiederherstellungspfade simuliert. Allerdings liegt der Fokus dieser Arbeit auf dem zur Simulation der Pfade verwendeten Suchalgorithmus. Um eine möglichst große Zahl an möglichen Lösungspfaden berechnen zu können, werden zwei verschiedene Suchverfahren vorgestellt. Dabei wird der Begriff des Levels eingeführt. Vom Startknoten mit dem Level Null ausgehend erhöht sich das Level der Knoten mit der Anzahl der zugeschalteten Betriebsmittel. Beim depth-first-search Verfahren wird ausgehend von einem Startknoten ein vollständiger Lösungspfad berechnet, wobei die berechneten Knoten immer in der Datenbank abgespeichert werden. Dadurch ist es möglich, schnell Wiederherstellungspfade mit hohem Level zu simulieren und mit geringem Zeitaufwand einzelne vollständige Pfade zu berechnen. Im Gegensatz dazu werden beim breath-first-search alle möglichen Zustände mit jeweils steigendem Level berechnet. Dadurch werden alle möglichen Pfade berechnet. Da aber die Anzahl der zu berechnenden Knoten sehr schnell steigt, ist diese Methode nur für die untersten zwei bis drei Level anwendbar. Im Rahmen dieser Arbeit wurden zusätzlich die Bewertungsparameter erweitert und für einzelne Pfade berechnet und analysiert.

In Abgrenzung zu den beiden genannten Arbeiten wird in der Diplomarbeit keine Datenbank zur Speicherung der einzelnen Knoten verwendet. Die simulierten Lösungspfade werden an einem lokalen Rechner, nach dem depth-first-search Verfahren, ohne der Möglichkeit zur Parallelisierung berechnet. Dadurch wird die Berechnung einzelner Pfade aufgrund der nicht notwendigen Zugriffe auf die Datenbank erheblich beschleunigt. Mit zunehmender Anzahl an berechneten Pfaden relativiert sich dieser Vorteil allerdings, weil bei dieser Methode einzelne Knoten in den niedrigeren Level der Wiederherstellungspfade bei jeder neuen Simulation erneut berechnet werden müssen, wodurch die Anzahl an zu berechnenden Knoten im Vergleich zunimmt. Die in [10] definierten Bewertungsparameter werden, teilweise

2. *State of the art*

in abgewandelter Form auch in dieser Arbeit verwendet. Eine Erläuterung dieser Parameter mit den Ergänzungen für diese Arbeit ist in Kapitel 3.3 ausgeführt.

3. Netzmodell und Bewertungssystem

Zunächst ist es notwendig das verwendete Netzmodell und das verwendete Bewertungssystem zu erläutern. Das in dieser Diplomarbeit untersuchte Netz ist ein relativ kleines Netz mit hauptsächlich Wasserkraftwerken. Die Simulation des Netzes wurde in Matlab (2016b) durchgeführt, wobei zur Lastflussberechnung das Matpower-Package mit der Dateiversion 5.1 Anwendung findet. Das simulierte Modell ist eine realitätsnahe Abbildung des KNG-Netzes in Kärnten. Die Methoden und Programme wurden dabei so ausgeführt, dass sie prinzipiell auch für größere Netze mit verschiedenen Kraftwerken anwendbar sind. Das KNG-Netz bietet aber aufgrund seiner geringen Größe den Vorteil, dass die Simulationszeiten vergleichsweise gering sind, wodurch verschiedene Konzepte schneller untersucht werden können.

Ausgangssituation für den Netzwiederaufbau ist ein stabil laufendes schwarzstartfähiges Kraftwerk, das bereits mit zwei Freileitungen verbunden ist. Im Programm wird immer von einem stabilen Betriebspunkt, in dem alle transienten Vorgänge abgeklungen sind, ausgegangen. Von diesem Betriebspunkt aus werden für alle möglichen Zuschaltungen die dynamischen Extremwerte der Frequenz simuliert. Die Spannungswerte sowie die Auslastung der einzelnen Betriebsmittel nach dem Ausregeln der Blindleistungsregler der einzelnen Kraftwerke werden mit Matpower berechnet und mit den erlaubten Grenzwerten verglichen. Wenn weder Spannung noch Frequenz die erlaubten Grenzwerte verletzen und in diesem Zustand auch kein Betriebsmittel überlastet wird, ist der betreffende Zustand ein potentieller Zustand für den darauffolgenden Durchlauf.

Der prinzipielle Ablauf des Netzwiederaufbaus ist in Abbildung 3.1 dargestellt. In jedem Durchlauf werden von einem Zustand ausgehend alle möglichen Zustände berechnet. Anschließend wird zufällig einer der berechneten Zustände ausgewählt, gespeichert und mit diesem Zustand der nächste Durchlauf gestartet. Abhängig von dem Pfad des Wiederaufbaus werden ab einem bestimmten Versorgungsgrad Spannungsgrenzen einzelner Knotenpunkte verletzt. Ab diesem Versorgungsgrad müssten Generatorleistungen variiert werden, um Lastflüsse zu verändern, oder Sollwerte der Spannungen an den PV-Knoten der Kraftwerke verändert werden. Diese Optimierung der Betriebspunkte im Modell wurde im Rahmen der Diplom-

3. Netzmodell und Bewertungssystem

arbeit nicht durchgeführt und deshalb ist der Versorgungsgrad, bei dem die Pfade miteinander verglichen werden 65%, da dieser Versorgungsgrad von allen simulierten Pfaden erreicht werden konnte. Die Gesamtzahl der Durchläufe (N) beträgt abhängig vom Pfad zwischen 250 und 330 Durchläufe.

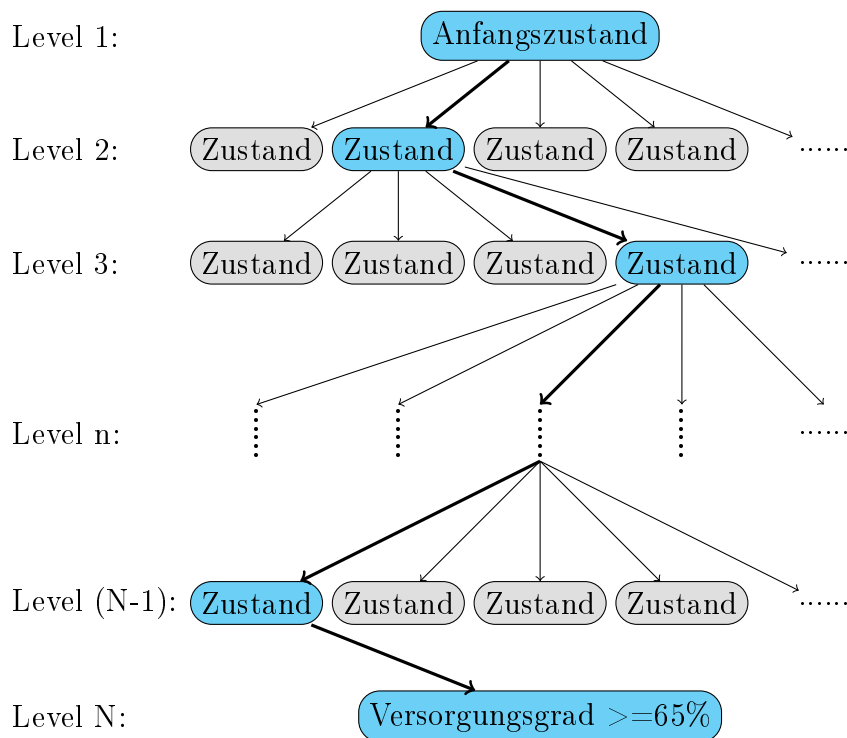


Abbildung 3.1.: Prinzipieller Ablauf des Netzwiederaufbaus

3.1. Zufällige Zuschaltung

Um eine repräsentative Stichprobe zu erhalten, ist es notwendig, Pfade auszuwählen die zueinander verschieden sind. Die Auswahl der nächsten Zuschaltung wurde bei den Simulationen rein zufällig getroffen. Einzige Kriterien waren dabei, dass zulässige Frequenz- und Spannungsbänder nicht verletzt werden und nach den Zuschaltungen keine Betriebsmittel überlastet sind. Für diese zufällige Auswahl findet die Matlab-Funktion `randi()` Anwendung, wobei der Zufallsgenerator, um Wiederholungen zu vermeiden, beim Start einer neuen Simulation mit der Funktion `rng('shuffle')` anhand der aktuellen Systemzeit initialisiert wird.

3.2. Verwendete Näherungen, Annahmen und Vereinfachungen

Das angewandte Simulationstool benutzt einige Vereinfachungen, die Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse haben. Außerdem sind einige wichtige Aspekte, wie eine zeitliche Erfassung der Zuschaltungsdauern aller Betriebsmittel nicht implementiert und werden deshalb durch Näherungen abgeschätzt. In diesem Kapitel werden die wichtigsten dieser Vereinfachungen und Näherungen beschrieben.

3.2.1. Zeitliche Dauer der Zuschaltungen

Im verwendeten Simulationstool gibt es wie bereits erwähnt keine Funktion, mit der die zeitliche Dauer der Zuschaltung aller Betriebsmittel abgeschätzt werden kann. Die zeitliche Dauer der einzelnen Zuschaltungen kann stark variieren. Bei Lastknoten muss nach der Zuschaltung die Dauer des Cold-Load-Pickup-Verlaufs abgewartet werden, da erst nach diesem die transienten Vorgänge abgeschlossen sind. Bei den Generatoren wird davon ausgegangen, dass alle Generatoren im Netzgebiet bereit sind synchronisiert zu werden. Es kann allerdings einige Zeit dauern, bis die Synchronisationskriterien gleiche Frequenz, gleiche Phasenlage und gleiche Spannung erreicht sind. Müssen die Generatoren entgegen der Annahme erst hochgefahren werden, so dauert eine Synchronisation noch weitaus länger. Und auch bei der Zuschaltung von Leitungen und Transformatoren können die zeitlichen Dauern der transienten Vorgänge zwar abgeschätzt werden, die exakte Dauer der Kommunikation zwischen den Anlagen, sowie die Aktionsdauer der unter Umständen verschiedenen Trenn- und Leistungsschalter ist aber schwer abzuschätzen. Deshalb wird vereinfachend angenommen, dass die durchschnittliche Dauer jeder Zuschaltung in etwa 2.5 min also 150 s entspricht.

3.2.2. Generatorzuschaltung

Die Generatoren werden im Leerlauf zugeschaltet. Der Knoten, in den sie einspeisen, wird immer als PV-Knoten behandelt, wobei über die Generator-Blindleistung die Spannung geregelt wird. Eine Lastübernahme nach der Synchronisation wurde nicht implementiert, deshalb liefert der Generator erst nach Zuschaltung eines neuen Lastknotens Wirkleistung, da er in diesem Fall einen Anteil an der Primärregelung leistet. Im Modell wird angenommen, dass sich alle Kraftwerke, gewichtet nach ihrer Nennleistung an der Primärregelung beteiligen.

3.3. KPI

Um eine Bewertung einzelner Netzwiederherstellungspfade zu ermöglichen, wurden Bewertungsparameter, so genannte Key-Performance-Indicators (KPIs), eingeführt [10] [9]. KPIs werden verwendet, um Pfade nach abgeschlossener Simulation vergleichbar zu machen und eine Bewertung zu ermöglichen. Die Definition, wann eine Simulation abgeschlossen ist, ist jedoch nicht genau vorgegeben. Da im verwendeten Simulationsprogramm keine Regelkreisläufe für eine konstante Lastverteilung auf alle Generatoren im Netz implementiert wurden (siehe Kapitel 3.2.2), wird bei höheren Wiederversorgungsgraden ein Einhalten der Spannungsbänder zunehmend schwieriger. Da alle simulierten Wiederherstellungspfade einen Wiederversorgungsgrad von 65 % der am Netz vorhandenen Leistungsabnehmer erreicht haben, wird ein Pfad bei Erreichen dieses Versorgungsgrades als abgeschlossen betrachtet.

3.3.1. Wiederherstellungszeit

Die vereinfachte Annahme, dass alle Schalthandlungen genau 150s dauern, lässt zu, die gesamte Wiederherstellungszeit (T_{SR}) anhand der Anzahl der Schalthandlungen (N_{SR}) abzuschätzen.

$$T_{SR} = N_{SR} \cdot 150 \text{ s} \quad (3.3.1)$$

Da die Wiederherstellungsdauer in anderen Simulationen aber variiert werden kann, wird die Anzahl der Schalthandlungen (N_{SR}) als KPI verwendet.

3.3.2. Gelieferte Energie und durchschnittliche Leistung

Unter der Annahme, dass die Leistung im Verlauf aller Schalthandlungen außer der Lastzuschaltung gleich bleibt, wird die gelieferte Energiemenge (E_{SR}) aus dem Integral der Summe gelieferter Leistungen (P_{System}) über die Zeit berechnet. Grund für diese Vereinfachung ist, dass die auftretenden Schwankungen der Verlustleistungen während des Abklingens transienter Vorgänge nach dem Zuschalten von Transformatoren und Leitungen im Vergleich zur an Lastknoten gelieferten Leistung und den Verlustleistungen von sich bereits in Betrieb befindenden Leitungen und Transformatoren vernachlässigbar klein sind. Die Formel zur Berechnung der gelieferten Energiemenge lautet

$$E_{SR} = \sum_{n=1}^N P_{System}(n) + ColdLoad(n) \quad (3.3.2)$$

3. Netzmodell und Bewertungssystem

Die Variable $ColdLoad$ ist ein Korrekturfaktor, der immer Null ist außer bei der Zuschaltung von Lasten mit Cold-Load-Pickup-Verlauf. In diesem Fall berechnet sich der Faktor mit dem vom Lastknoten abhängigen, zeitlich abhängigen Cold-Load-Pickup-Faktor ($K_{CLPU}(t)$) und der in dieser Schalthandlung zugeschalteten Last (P_{Last}) nach folgender Formel:

$$ColdLoad(n) = \int_{t=0s}^{150s} (K_{CLPU}(t) - 1) \cdot P_{Last} dt \quad (3.3.3)$$

Dadurch wird die von der stationären Leistung abweichende Momentanleistung während des Cold-Load-Pickup berücksichtigt. Die während des Prozesses gelieferte Energie ist aus mehreren Gründen wichtig. Aus wirtschaftlicher Sicht ist es ein Bestreben jedes Energieversorgungsunternehmens möglichst viel Energie zu liefern, um die eigenen Kosten gut decken zu können. Außerdem gibt diese Energiemenge, wenn man aus ihr die durchschnittlich gelieferte Leistung gewinnt, Auskunft über die Geschwindigkeit der Wiederversorgung von Kunden. Dividiert man die gelieferte Energiemenge E_{SR} durch die gesamte Wiederherstellungszeit (T_{SR}), so erhält man die durchschnittlich gelieferte Leistung (P_{SR}).

$$P_{SR} = \frac{E_{SR}}{T_{SR}} \quad (3.3.4)$$

Eine höhere durchschnittliche Leistung eines Wiederaufbaupfades bedeutet, dass Kunden zu einem früheren Zeitpunkt mit Energie versorgt werden und daher Verbraucher weniger Zeit unversorgt sind. Allerdings relativiert sich die Aussagekraft dieses Wertes als Vergleichswert mit steigendem Unterschied von T_{SR} insbesondere dann, wenn im letzten Zeitabschnitt der Versorgungsgrad nahe 65 % liegt. Zur Erklärung werden die beiden in Abbildung 3.2 dargestellten Verläufe betrachtet. Bei Pfad 2 dauert es länger, bis er 65 % Versorgungsgrad erreicht, allerdings führt diese längere Dauer dazu, dass in Summe mehr Energie geliefert wird, wie aus E_{SR} der zugehörigen Tabelle 3.1 hervorgeht. Auch das für Pfad 2 berechnete P_{SR} ist größer als das von Pfad 1, obwohl aus der Abbildung eindeutig hervorgeht, dass Pfad 1, wenn er auf die Dauer von Pfad 2 extrapoliert wird, die weitaus größere gelieferte Energiemenge hätte. Um diesen Einfluss der Simulationszeit zu korrigieren, werden E_{SR} und P_{SR} nach folgender Überlegung verändert. Wird beim schnelleren Pfad die Zeit, ohne eine Schalthandlung zu setzen, verlängert, wird die gelieferte Energiemenge linear zunehmen. Durch diese Zunahme wird auch die durchschnittliche Leistung zunehmen. In Ergänzung zu den bereits im Projekt definierten KPIs wird angenommen, dass während der zeitlichen Differenz von jeder Wiederherstellungszeit (T_{SR}) und der maximal auftretenden Wiederherstellungszeit ($T_{SR,max}$) die Leistung am Ende des Pfades, also 65 % der Gesamtleistung geliefert wird. Dadurch ergeben sich für die korrigierte gelieferte Energiemenge (E_{SR}^*) und die

3. Netzmodell und Bewertungssystem

korrigierte durchschnittliche Leistung (P_{SR}^*) die folgenden Formeln.

$$E_{SR}^* = E_{SR} + P_{max} \cdot (T_{SR,max} - T_{SR}) \quad (3.3.5)$$

$$P_{SR}^* = \frac{E_{SR}^*}{T_{SR,max}} \quad (3.3.6)$$

Im Vergleich dieser beiden Größen in der Tabelle 3.1 mit den nicht korrigierten Werten ist erkennbar dass beim Pfad 1, bei dem die Last schneller 65 % erreicht, der Wert der korrigierten Größen höher liegt. Die Verwendung dieser korrigierten Größen ist nur sinnvoll, wenn der Abschluss des Wiederherstellungspfades anhand des Versorgungsgrades bestimmt wird. Werden andere Kriterien verwendet, um einen Pfad als abgeschlossen zu erklären, ist die Sinnhaftigkeit dieser Korrektur zu hinterfragen. Außerdem ist es notwendig, dass alle Pfade, die miteinander verglichen werden sollen, mit demselben $T_{SR,max}$ korrigiert werden.

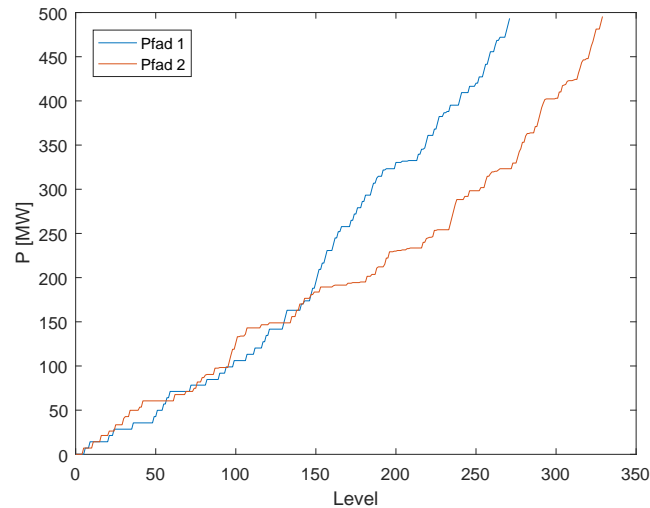


Abbildung 3.2.: Versorgte Lasten während Netzwiederaufbau von zwei verschiedenen Pfaden

Pfad Nr.	E_{SR} [MWh]	P_{SR} [MW]	E_{SR}^* [MWh]	P_{SR}^* [MW]
1	1854.41	164.23	3039.91	221.76
2	2286.63	166.81	2286.63	166.81

Tabelle 3.1.: KPIs der beiden in Abbildung 3.2 dargestellten Pfade

3.3.3. Spannungsabweichung

Die Ermittlung der Spannungsabweichung erfolgt, indem das Maximum der Abweichung aller Knotenspannungen (Index i) von der Nennspannung bei jeder Schalthandlung ermittelt und danach aus diesen die insgesamt maximale Spannungsabweichung aller Schalthandlungen entnommen wird. Da es verschiedene Spannungsniveaus im simulierten Netz gibt, werden alle Spannungen in bezogenen Größen, mit den jeweiligen Nennspannungen als Bezugswert, in den Einheiten [pu] oder [%] angegeben.

$$\Delta u_{max} = \max_{i,n} |u_i(n) - 1| \quad (3.3.7)$$

Wird in jedem Level des Netzwiederaufbaus die maximale Spannungsabweichung gesucht und die Summe dieser Abweichungen durch die gesamte Anzahl der Schalthandlungen (N) dividiert, erhält man die durchschnittliche maximale Spannungsabweichung ($\overline{\Delta u_{max}}$), die als KPI verwendet wird. Sie ist ein Maß dafür, wie gut die Spannung am Sollwert geführt wird.

$$\overline{\Delta u_{max}} = \frac{\sum_{n=1}^N \max_i |u_i(n) - 1|}{N} \quad (3.3.8)$$

3.3.4. Frequenzabweichung

Die bei jeder Zuschaltung auftretende maximale Abweichung der Frequenz ist eine bedeutende Kenngröße zur Bewertung verschiedener Wiederaufbaupfade. Dabei wird einerseits die insgesamt maximal auftretende Frequenzabweichung aufgezeichnet und andererseits die durchschnittliche maximale Frequenzabweichung.

$$\Delta f_{max} = \max_n |f(n) - f_0| \quad (3.3.9)$$

$$\overline{\Delta f_{max}} = \frac{\sum_{n=1}^N |f(n) - f_0|}{N} \quad (3.3.10)$$

Bei der Berechnung der Formeln 3.3.9 und 3.3.10 werden jene Frequenzwerte ($f(n)$) aus der dynamischen Simulation verwendet, bei denen die Abweichung der aktuellen Frequenz von der Nennfrequenz (f_0) während der Zuschaltung am größten ist.

3.3.5. Durchschnittliche Anzahl kritischer Elemente

Ein weiterer wichtiger Faktor beim Aufbau eines Netzes ist, ergänzend zu den schon definierten KPIs, eine Kenngröße, um die Ausfallsicherheit während des Netzwiederaufbaus zu bewerten. An diesem Punkt werden so genannte kritische Elemente

3. Netzmodell und Bewertungssystem

definiert. Kritische Elemente sind all jene Betriebsmittel, die bei einem Ausfall das Netz in einen kritischen Zustand bringen würden. Als kritische Zustände werden folgende Zustände betrachtet:

- Der Ausfall führt nach Ausregelung zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes
- Der Ausfall führt nach Ausregelung zu einer Überlastung einzelner Leitungen oder Transformatoren
- Der Ausfall führt während der Ausregelung zu einer Verletzung des zulässigen Frequenzbandes
- Der Ausfall zerteilt das vorhandene Netz in zwei Inseln mit jeweils mindestens einem Kraftwerk und einer Last

Wenn bei einer Zerteilung des Netzes in zwei Inseln in jeder der beiden Inseln der Unterschied zwischen erzeugter und verbrauchter Energie klein genug ist, kann es auch sein, dass das Netz nicht in einen kritischen Zustand fällt. Da ein solcher Ausfall aber in jedem Fall eine Resynchronisation der beiden Inseln erfordert und den weiteren Netzwiederaufbau verzögert, werden Ausfälle dieser Art auch als kritisch betrachtet. Es ist anzumerken, dass eine Bewertung als kritischer Zustand nicht zwingendermaßen bedeutet, dass das wiederaufgebaute Netz zusammenbricht, aber es befindet sich auf jedem Fall in einem Zustand der zu einem erneuten Netzausfall führen kann.

Um die kritischen Elemente herauszufinden, muss der Ausfall von allen in Betrieb befindlichen Elementen einzeln untersucht werden. Die auftretenden kritischen Elemente wurden mit einem eigenen Matlab-Script berechnet. Die Ausführung dieses Matlab Skriptes dauert mit zunehmender Netzgröße immer länger, da die Berechnung für beinahe jedes Betriebsmittel eine Lastflussberechnung erforderlich macht. Aus diesem Grund wird nicht wie sonst üblich bereits bei der Berechnung der möglichen Folgeknoten der Wert für diesen KPI ermittelt. Dieser KPI wird im Programm erst berechnet, wenn die Entscheidung über den nächsten Knoten gefallen ist, da dadurch der Berechnungsaufwand und die damit verbundene Simulationszeit verkürzt werden kann. Im Folgenden werden die Vorgänge der Untersuchungen für die einzelnen Arten von Betriebsmitteln genauer erläutert, der Ablauf zur Bewertung jedes einzelnen Betriebsmittels ist zusätzlich im Flussdiagramm in Abbildung 3.3 ausgeführt.

Leitungen Bei Ausfall einer Leitung wird als erstes untersucht, ob das Netz in zwei Inseln zerfällt. Ein abgetrennter Netzbereich zählt dann als eigene Insel, wenn er zumindest ein Kraftwerk und eine Last enthält. Dezentrale Erzeugungsanlagen

3. Netzmodell und Bewertungssystem

werden dabei nicht als Kraftwerke angesehen. Zerfällt das Netz in zwei Inseln ist diese Leitung automatisch ein kritisches Betriebsmittel. Enthält der abgetrennte Netzbereich nur Lasten oder nur Kraftwerke, wobei es wichtig ist, dass er nicht alle am Netz vorhandenen Kraftwerke enthält, wird die ausgefallene Last- bzw. Erzeugungsleistung ermittelt. Mit dieser Leistungsänderung wird anschließend der dynamische Frequenzverlauf berechnet. Wird das Frequenzband nicht verletzt, wird ohne die ausgefallene Leitung und die dadurch abgetrennten Betriebsmittel eine Lastflussberechnung durchgeführt. Dafür wird die ausgefallene Leistung (positiv oder negativ) im Rahmen der Primärregelung auf die verbliebenen Generatoren aufgeteilt. Treten bei der Lastflussberechnung keine Verletzungen der Spannungsbänder und keine Überlastungen von Betriebsmitteln auf, so ist der Ausfall nicht als kritisch zu bewerten. Wird durch den Ausfall kein Netzbereich abgetrennt, so wird nur eine Lastflussberechnung durchgeführt, um zu ermitteln, ob die noch vorhandenen Leitungen durch den Ausfall überlastet werden oder Spannungsbänder verletzt werden.

Transformatoren Im behandelten Netz gibt es keine Transformatoren zur Steuerung von Schleifenflüssen. Alle vorhandenen Transformatoren dienen dazu, Generatoren oder Lasten auf niedrigeren Netzebenen an das 110 KV Verteilnetz anzubinden. Bei einem Ausfall eines Transformators gibt es zwei Möglichkeiten.

Erstens: Es gibt einen parallel geführten Transformatorzweig, der verhindert, dass ein Teil des Netzes abgetrennt wird. In diesem Fall ist es ausreichend, eine Lastflussberechnung durchzuführen, um festzustellen, ob der parallele Zweig überlastet wird oder Spannungsbänder verletzt werden. Ist das nicht der Fall, ist der Ausfall auch nicht kritisch.

Zweitens: Durch den Ausfall werden ein oder mehrere Lastknoten oder Generatoren (inkl. Transformatoren) vom Netz getrennt. Wie bei der Leitung ist hier das Frequenzverhalten sowie die Spannung und Auslastung der Leitungen zu überprüfen und im Fall einer Grenzverletzung der Ausfall des Transformators als kritisch zu bewerten.

Lastknoten Bei Ausfall eines Lastknotens ist ebenfalls das Frequenzverhalten zu untersuchen. Wird das Frequenzband nicht verletzt, ist der Ausfall als nicht kritisch zu bewerten.

Generatoren Die Vorgangsweise bei Ausfall eines Generators ist bzgl. der Frequenz dieselbe wie bei einem Lastausfall, einziger Unterschied ist die Vorzeichenänderung beim Lastsprung. Besteht keine Frequenzbandverletzung, ist aber noch die Erhöhung der Generatorleistung der übrigen Generatoren zu bestimmen und eine mögliche Verletzung der Spannungsbänder mit einer Lastflussberechnung zu

3. Netzmodell und Bewertungssystem

prüfen bevor der Ausfall als nicht kritisch bewertet werden kann.

Nachdem für jedes einzelne der Betriebsmittel (i) eine Abschätzung durchgeführt wurde, wird bei jedem neu berechneten Zustand die Anzahl der kritischen Betriebsmittel (kB) aufaddiert.

$$kB_{Runde} = \sum_i kB(i) \quad (3.3.11)$$

Ein KPI ist die maximal auftretende Zahl an kritischen Betriebsmitteln. Dividiert man die Summe der Anzahlen jeder Runde durch die Gesamtzahl an Runden, erhält man die, ebenfalls als KPI dienende, durchschnittliche Anzahl kritischer Betriebsmittel. Ein Nachteil der Berechnung dieser KPIs ist die, aufgrund der vielen notwendigen Lastflussberechnungen, große Simulationsdauer.

$$kB_{max} = \max_n kB_{Runde}(n) \quad (3.3.12)$$

$$\overline{kB} = \frac{\sum_{n=1}^N kB_{Runde}(n)}{N} \quad (3.3.13)$$

3.3.6. Zusammenfassung KPI

Alle in diesem Kapitel erklärten Werte werden in Tabellen gespeichert, um eine Weiterverarbeitung zu ermöglichen. In Tabelle 3.2 sind die, im Rahmen dieser Arbeit untersuchten KPIs der 100 Pfade, angeführt. Die Zuschaltung der Betriebsmittel erfolgte bei der Simulation dieser Pfade, wie bereits erwähnt, zufällig. Neben den hier erklärten KPIs werden weitere Parameter aus den Simulationen herangezogen, um die Zusammenhänge und Bedeutungen der hier definierten KPIs zu erläutern.

3. Netzmodell und Bewertungssystem

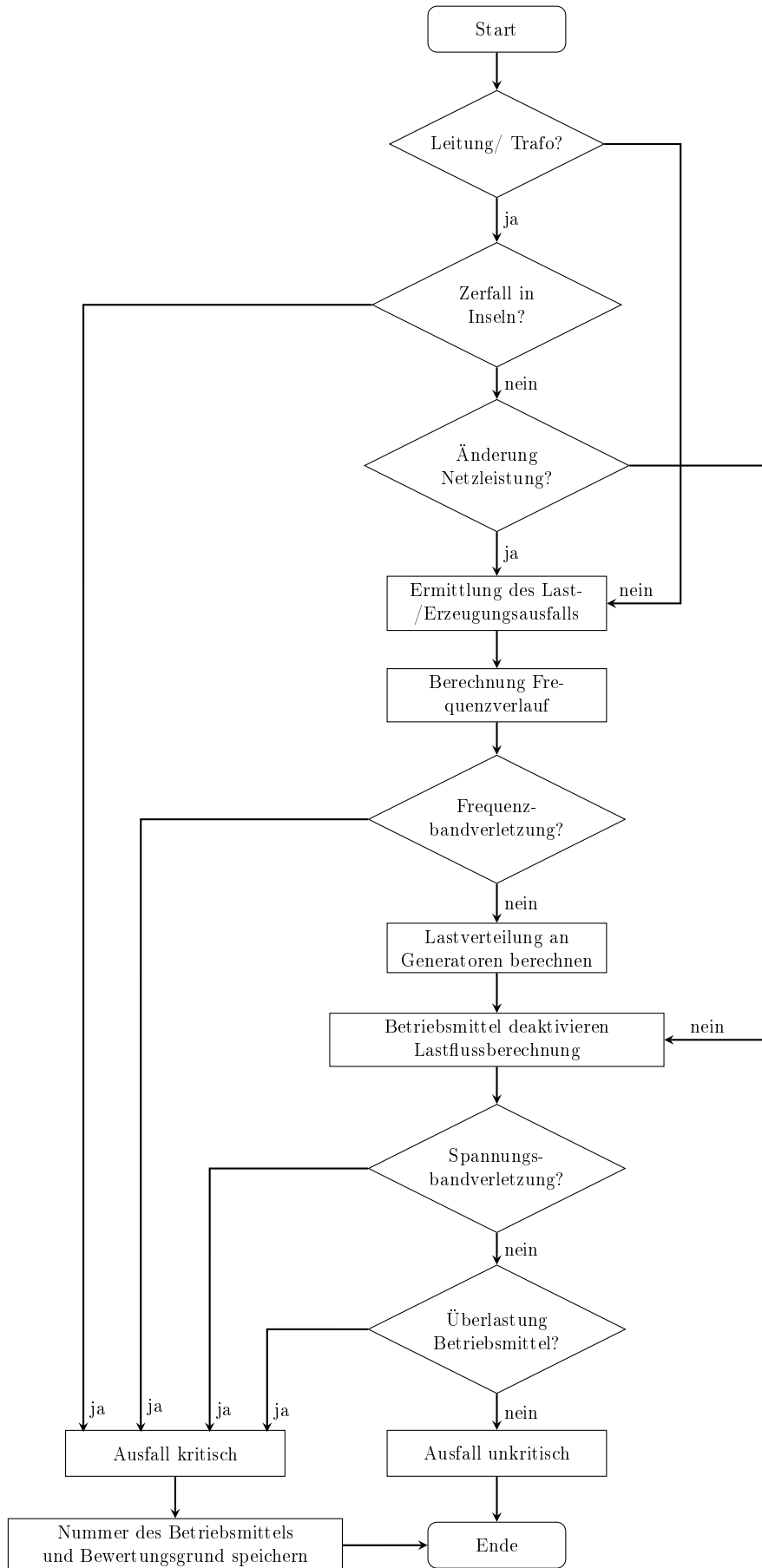


Abbildung 3.3.: Flussdiagramm zur Ermittlung kritischer Elemente

3. Netzmodell und Bewertungssystem

Nr.	N_{SR} [l]	E_{SR} [MWh]	P_{SR} [MW]	E_{SR}^* [MWh]	P_{SR}^* [MW]	Δu_{max} [%]	$\overline{\Delta u}_{max}$ [%]	Δf_{max} [Hz]	$\overline{\Delta f}_{max}$ [Hz]	kB_{max} [l]	\overline{kB} [l]
1	297	2181.36	176.27	2835.43	206.84	8.75	5.96	0.79	0.10	173	35.78
2	299	2029.58	162.91	2642.77	192.79	9.18	6.59	0.78	0.13	165	33.01
3	293	2252.42	184.50	2988.25	217.99	8.50	6.12	0.76	0.09	166	33.32
4	287	2113.14	176.71	2971.61	216.77	9.59	5.99	0.71	0.12	99	25.11
5	296	2086.93	169.21	2761.44	201.44	9.12	6.34	0.75	0.11	158	29.82
6	304	2091.57	165.12	2602.57	189.85	8.66	6.59	0.75	0.13	160	32.69
7	291	2326.56	191.88	3103.27	226.38	8.49	5.97	0.69	0.11	179	27.67
8	312	2662.82	204.83	3010.29	219.60	7.80	5.98	0.67	0.09	194	42.82
9	315	1993.38	151.88	2279.53	166.29	8.74	6.31	0.73	0.12	185	38.31
10	296	2239.30	181.56	2913.81	212.56	9.20	6.01	0.77	0.11	183	34.54
11	281	1745.53	149.08	2726.64	198.90	6.47	5.12	0.72	0.11	42	13.41
12	308	1794.90	139.86	2224.13	162.25	9.64	6.44	0.65	0.08	153	37.26
13	297	2015.59	162.88	2669.66	194.75	9.98	6.34	0.68	0.09	194	24.43
14	295	2072.08	168.58	2767.03	201.85	9.04	6.53	0.72	0.12	162	32.75
15	308	2308.64	179.89	2737.87	199.72	10.39	7.35	0.79	0.10	177	47.10
16	290	1970.47	163.07	2767.62	201.89	10.62	6.65	0.76	0.10	160	29.38
17	279	1850.32	159.17	2872.31	209.53	10.01	5.98	0.76	0.13	99	18.89
18	300	1770.27	141.62	2363.02	172.38	7.63	5.70	0.74	0.09	174	29.24
19	305	1876.08	147.63	2366.63	172.64	7.90	6.08	0.72	0.10	146	31.74
20	271	1854.41	164.23	3039.91	221.76	7.11	5.21	0.69	0.09	156	17.95
21	275	1743.94	152.20	2847.69	207.73	9.58	5.59	0.73	0.13	153	23.49
22	304	2448.46	193.30	2959.45	215.89	11.49	6.30	0.69	0.09	164	39.87
23	273	1804.27	158.62	2948.89	215.12	9.37	6.40	0.75	0.11	168	20.93
24	298	2259.59	181.98	2893.22	211.06	9.91	6.94	0.70	0.08	172	33.85
25	326	2621.54	193.00	2682.85	195.71	9.26	7.12	0.78	0.12	186	45.38
26	287	1926.05	161.06	2784.52	203.13	7.58	5.94	0.65	0.09	99	28.11
27	314	2299.73	175.78	2606.33	190.13	9.02	6.69	0.78	0.10	176	39.20
28	301	2043.26	162.92	2615.57	190.80	9.44	7.26	0.74	0.11	170	33.23
29	322	1877.67	139.95	2020.74	147.41	8.13	5.59	0.78	0.12	186	35.83
30	303	2381.71	188.65	2913.14	212.51	8.27	5.91	0.76	0.12	179	33.89
31	300	2189.21	175.14	2781.96	202.94	9.84	6.41	0.69	0.10	139	33.26
32	294	2068.94	168.89	2784.33	203.11	9.44	6.52	0.76	0.13	160	26.34
33	317	2594.28	196.41	2839.56	207.14	10.41	6.10	0.68	0.10	199	39.79
34	298	1708.72	137.62	2342.36	170.87	8.55	5.87	0.75	0.10	172	32.17
35	306	2186.43	171.49	2656.55	193.79	7.78	6.55	0.73	0.09	168	42.09
36	282	1901.72	161.85	2862.39	208.81	8.70	5.92	0.72	0.11	169	23.37
37	282	1999.17	170.14	2959.83	215.91	8.03	6.05	0.75	0.11	165	27.71
38	279	1866.14	160.53	2888.12	210.68	8.13	5.40	0.73	0.11	169	24.40
39	315	2261.76	172.32	2547.92	185.87	9.21	6.10	0.79	0.08	186	45.13
40	314	2499.23	191.02	2805.83	204.68	9.35	7.11	0.74	0.09	194	42.34
41	285	1934.68	162.92	2834.02	206.74	11.33	6.01	0.65	0.08	175	23.28
42	316	2099.53	159.46	2365.25	172.54	10.28	6.14	0.68	0.08	202	43.42
43	286	1883.40	158.05	2762.31	201.51	9.15	5.92	0.75	0.13	178	28.03
44	287	1728.22	144.52	2586.68	188.69	8.98	6.33	0.71	0.09	116	31.05
45	299	1876.95	150.66	2490.14	181.65	8.93	5.94	0.73	0.12	172	35.83
46	313	2357.36	180.76	2684.40	195.82	8.09	6.08	0.77	0.10	182	38.42
47	276	1922.92	167.21	3006.23	219.30	8.42	5.45	0.80	0.14	163	22.75
48	309	2083.74	161.84	2492.53	181.83	8.34	6.20	0.76	0.11	163	37.65
49	282	1772.87	150.88	2733.54	199.41	9.77	6.06	0.73	0.13	162	19.27
50	291	1953.95	161.15	2730.66	199.20	9.19	6.06	0.79	0.14	125	22.35
51	298	2016.22	162.38	2649.86	193.30	9.03	6.09	0.72	0.09	178	29.30
52	308	2199.04	171.35	2628.27	191.73	8.98	6.76	0.70	0.10	165	41.51
53	295	1941.20	157.93	2636.15	192.30	10.38	6.91	0.68	0.09	129	25.16
54	293	1920.43	157.31	2656.26	193.77	7.55	5.59	0.72	0.12	148	27.29
55	301	2347.95	187.21	2920.26	213.03	8.38	5.87	0.78	0.11	180	33.48
56	298	2304.69	185.61	2938.32	214.35	7.85	5.84	0.77	0.12	163	36.10
57	311	1880.94	145.15	2248.85	164.05	9.84	6.99	0.77	0.12	172	38.73
58	293	2165.72	177.40	2901.55	211.66	9.24	6.26	0.69	0.10	174	33.83
59	329	2286.63	166.81	2286.63	166.81	8.34	6.31	0.75	0.09	193	43.05
60	305	2053.57	161.59	2544.12	185.59	8.80	6.74	0.73	0.10	179	37.42
61	289	1884.29	156.48	2701.88	197.10	7.57	5.37	0.74	0.13	160	22.33
62	291	1875.12	154.65	2651.83	193.45	9.28	6.63	0.73	0.12	156	32.21
63	283	1809.34	153.44	2749.56	200.58	7.65	5.41	0.67	0.09	161	23.65
64	289	2054.94	170.65	2872.53	209.55	8.26	6.32	0.66	0.09	162	35.22
65	295	2267.05	184.44	2962.00	216.07	8.99	6.41	0.76	0.10	180	34.32
66	293	1928.94	158.00	2664.77	194.39	9.33	6.63	0.78	0.12	108	17.52
67	311	2112.89	163.05	2480.81	180.97	10.98	6.26	0.63	0.07	163	38.17
68	302	2133.60	169.56	2685.47	195.90	9.34	6.61	0.75	0.11	177	33.01
69	288	1809.66	150.81	2647.69	193.14	7.34	5.63	0.74	0.12	38	14.27
70	290	2163.48	179.05	2960.63	215.97	9.27	6.56	0.76	0.10	194	27.94
71	309	2120.15	164.67	2528.95	184.48	8.15	6.04	0.76	0.10	168	38.50
72	293	2067.91	169.38	2803.74	204.53	7.99	5.62	0.78	0.12	173	23.83
73	297	2136.84	172.67	2790.91	203.59	8.80	6.12	0.73	0.12	181	34.18
74	275	1993.59	173.99	3097.33	225.95	9.70	6.48	0.75	0.12	166	27.69
75	296	2142.25	173.70	2816.76	205.48	9.87	6.72	0.75	0.10	151	32.01
76	290	2049.06	169.58	2846.21	207.63	8.72	6.04	0.78	0.14	147	28.60
77	310	2391.27	185.13	2779.62	202.77	9.04	6.03	0.74	0.10	198	40.36
78	298	2168.27	174.63	2801.90	204.39	7.47	5.56	0.75	0.11	176	25.22
79	289	1831.80	152.12	2649.39	193.27	8.74	6.10	0.65	0.09	151	25.16
80	320	2564.32	192.32	2748.28	200.48	8.61	6.13	0.72	0.12	188	36.37
81	289	1930.32	160.30	2747.91	200.46	9.26	6.37	0.74	0.11	165	23.80
82	299	2043.44	164.02	2656.63	193.80	8.97	6.16	0.70	0.10	189	34.58
83	308	1999.17	155.78	2428.41	177.15	7.58	5.61	0.69	0.08	180	33.78
84	291	2154.27	177.67	2930.98	213.81	9.60	6.55	0.78	0.11	182	31.54
85	302	2149.73	170.84	2701.60	197.08	7.30	5.86	0.74	0.11	169	36.34
86	304	2066.76	163.17	2577.76	188.04	8.88	5.71	0.76	0.11	162	37.88
87	291	2392.28	197.30	3168.99	231.17	9.29	6.06	0.74	0.13	149	26.56
88	283	1746.79	148.14	2687.01	196.01	9.21	6.03	0.70	0.12	168	24.41
89	283	1804.79	153.06	2745.02	200.24	8.49	5.29	0.70	0.10	41	13.97
90	298	1873.89	150.92	2507.52	182.92	8.89	6.15	0.75	0.10	161	28.17
91	311	2038.06	157.28	2405.97	175.51	10.88	5.99	0.78	0.14	187	34.48
92	314	2181.35	166.73	2487.95	181.49	7.41	5.74	0.75	0.10	184	40.40
93	303	2016.79	159.75	2548.22	185.89	9.01	6.26	0.76	0.10	172	38.61
94	286	2062.73	173.10	2941.64	214.59	8.79	5.75	0.75	0.11	158	33.23
95	278	2050.11	176.99	3092.53	225.60	8.42	5.69	0.75	0.11	172	25.81
96	266	1776.25	160.26	3063.95	223.51	9.09	6.30	0.73	0.11	141	24.59
97	294	1810.67	147.81	2526.06	184.27	7.73	6.22	0.71	0.10	140	27.63
98	283	1816.68	154.06	2756.91	201.11	6.99	5.36	0.68	0.09	149	21.17
99	323	2491.99	185.16	2614.62	190.73	9.80	6.08	0.77	0.10	184	46.44
100	300	2193.32	175.47	2786.07	203.24	9.27	6.61	0.77	0.11	179	35.07

Tabelle 3.2.: KPIs der zu bewertenden zufälligen Pfade

3.4. Aufteilung des Netzes in mehrere Bereiche

Zur Analyse einzelner Pfade ist es notwendig, ein Bewertungssystem für die räumliche Ausdehnung des Netzes zu entwickeln. Dazu wird das Netz in mehrere Bereiche unterteilt, denen jeweils gewisse Sammelschienen, Leitungen, Transformatoren und Generatoren zugeordnet werden. In Abbildung 3.4 ist diese Unterteilung schematisch dargestellt. Die Nummern an den Verbindungslinien zwischen den einzelnen Bereichen sind dabei die Anzahl an Leitungen, die diese Bereiche miteinander verbinden. Die Information darüber, wie viele dieser Leitungen in Betrieb sind, ist eine wichtige Information für die Betriebssicherheit des aktuellen Zustandes, da anhand dieser die Vermaschung des Netzes eingeschätzt werden kann.

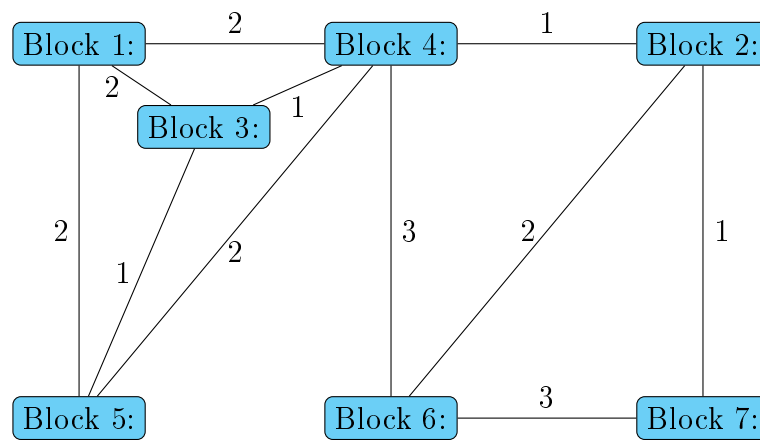


Abbildung 3.4.: Aufteilung in Netzblöcke

Zum besseren Verständnis der Aufteilung des Netzes werden die einzelnen Blöcke und deren Aufgabe kurz erläutert. Dazu wird mithilfe der Abbildung 3.5 der Anteil der Betriebsmittel der jeweiligen Bereiche im Gesamtnetz erklärt. Die dargestellte Form des Balkendiagramms wird auch in den, in Kapitel 5 beschriebenen, Analysen einzelner Wiederherstellungspfade verwendet. Dabei wird die Generatorleistung aber nicht mehr auf die Summe der Nennleistungen aller Generatoren bezogen, sondern auf die gesamte Last, um eine Einschätzung des Lastflusses zu ermöglichen.

Block 1: Der Block 1 stellt im Netz die größte Anzahl an Generatoren und den größten Anteil an der Generatorleistung zur Verfügung. In diesem Block befindet sich auch das schwarzstartfähige Kraftwerk, von dem ausgehend die Simulation begonnen wird. Es ist also davon auszugehen, dass während des Netzwiederaufbaus ein großer Teil der notwendigen Energie in diesem Bereich erzeugt wird.

3. Netzmodell und Bewertungssystem

Block 2: In diesem Bereich des Netzes gibt es keine Generatoren. Da Generatoren mit ihrer Blindleistungsregelung die Spannung stabilisieren, weichen die Spannungen in diesem Block häufig am weitesten von der Nennspannung ab. Der Anteil an verfügbaren Lastknoten ist in diesem Bereich aber trotz der fehlenden Generatoren nicht wesentlich kleiner als in den anderen Blöcken.

Block 3: Der Block hat nach Block 1 die größte Anzahl an Generatoren. Außerdem liefert er wichtige Verbindungspfade zwischen den Blöcken 1, 4 und 5. Der Anteil an Lasten ist in diesem Block vergleichsweise gering.

Block 4: Dieser Block ist sehr wichtig, weil er die großen Erzeugungsanlagen in den Blöcken 1 und 3 mit den großen Verbrauchergruppen in den Blöcken 6 und 7 des Netzgebiets verbindet. Außerdem sind in ihm relativ viele Verbraucher, da es sich um urbanes Gebiet handelt.

Block 5: Dieser Block ist, was Verbraucher und Erzeugungsanlagen betrifft, sehr klein. Es ist nur ein Generator vorhanden, der zwar zur Einhaltung des Spannungsbandes beitragen kann, aber insgesamt nur einen geringen Teil der Gesamtleistung ausmacht.

Block 6: Dieser Bereich beinhaltet in Summe die meisten Verbraucher in den unterteilten Blöcken. Auch hier handelt es sich um urbanes Gebiet. Diesem Bereich sind zwar einige Generatoren zugeordnet, diese werden aber aufgrund der räumlichen Entfernung in zufälligen Wiederherstellungspfaden eher spät zugeschaltet.

Block 7: In diesem Block befinden sich einige größere Erzeugungsanlagen. Außerdem hat er ebenso noch urbane Bereiche und dementsprechend einen relativ großen Anteil an der Gesamtlast.

3. Netzmodell und Bewertungssystem

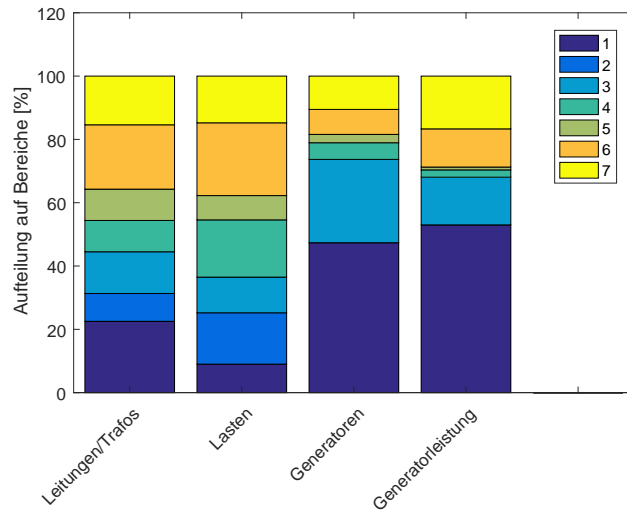


Abbildung 3.5.: Aufteilung der Betriebsmittel auf die einzelnen Netzbereiche

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

Nachdem die Bewertungsparameter für verschiedene Pfade des Netzwiederaufbaus definiert wurden, wird in diesem Kapitel versucht, Vergleichswerte für das untersuchte KNG-Netz zu finden. Vom Startknoten ausgehend gibt es 14 mögliche Zuschaltungen, also insgesamt 14 Knoten auf Level 2. Ausgehend von den Knoten dieses Levels gibt es zwischen 13 und 19 mögliche Zuschaltungen und die Gesamtzahl der möglichen Knoten in Level 3 beträgt 209. Von diesem Level beginnend gibt es zwischen 12 und 22 mögliche Zuschaltungen was zu einer Knotenanzahl von 3355 in Level 4 führt. Die Anzahl der möglichen Zuschaltungen beträgt maximal die Anzahl der ans Netz angrenzenden inaktiven Betriebsmittel. Da gewisse Zuschaltungen aber wegen möglicher Grenzwertverletzungen nicht zulässig sind, ist es schwierig die Gesamtzahl der möglichen Pfade abzuschätzen. Bis zu einem gewissen Level kann aber davon ausgegangen werden, dass das Wachstum der möglichen Pfade exponentiell ist. Die Länge der simulierten Wiederherstellungspfade liegt zwischen 250 und 330 Zuschaltungen. Unter der Annahme, dass alle Pfade eine ähnliche Anzahl an Zuschaltungen zum Erreichen eines Versorgungsgrades von 65% benötigen, ist die Anzahl möglicher Pfade sehr groß.

Die Berechnung eines Wiederherstellungspfades mit dem Simulationsprogramm auf einem lokalen Rechner dauert, abhängig vom Pfad, ca. 90 min (45 min für den Lösungspfad und ca. 45 min zur Berechnung der kritischen Elemente). Wegen der hohen Anzahl an Lösungswegen und der Simulationsdauer ist eine Berechnung aller Lösungswege mit anschließender Mittelung der KPIs kein geeigneter Weg, um Referenzwerte zu ermitteln. Es ist allerdings möglich, ausgehend von einer Stichprobe mit statistischen Methoden auf Referenzwerte der KPIs der Gesamtheit aller Pfade zu schließen. Prinzipiell gilt, je größer die Stichprobe gewählt wird, desto genauer ist eine Abschätzung von Mittelwert und Standardabweichung möglich. Da mit steigender Anzahl an Stichproben aber auch die Simulationszeit steigt, gilt es einen Kompromiss zu finden. Für die Ermittlung der Referenzwerte wurde ein Stichprobenumfang von 100 Wiederherstellungspfaden gewählt. Bei diesem Umfang betrug die Simulationsdauer in etwa drei Tage.

Im zweiten Teil dieses Kapitels werden die ermittelten Referenzwerte diskutiert und die Hintergründe und Einflussfaktoren auf die einzelnen Ergebnisse untersucht.

4.1. Ähnlichkeiten der Pfade

Da im Startknoten das Netz nur aus einem Kraftwerk (mehrere Generatoren plus Trafos) und zwei Leitungen besteht, gibt es von diesem Knoten ausgehend nur 14 mögliche Zuschaltungen. Daher muss, ab einer Anzahl von mehr als 14 Wiederherstellungspfaden, der erste Schritt bei einigen dieser Pfade gleich sein. Die KPIs der 100 Pfade, die zur Ermittlung der Referenz-KPIs herangezogen werden, sind in Tabelle 3.2 angeführt. Um auszuschließen, dass sich unter den simulierten Pfaden welche befinden, die über weite Strecken gleich sind, wurde bei jedem Pfad überprüft, bis zu welchem Level er mit jedem anderen Pfad übereinstimmt. Die Ergebnisse dieser Überprüfung sind in den Tabellen 4.1, 4.2 und 4.3 angegeben. In den Tabellen sind für jeden der Pfade mit jedem anderen die Anzahl der Level eingetragen, bis zu denen die Pfade gleich sind. Der Minimalwert ist dabei 1, weil der Ausgangsknoten bei allen Pfaden gleich ist. Der maximal auftretende Wert ist 5, das heißt, dass unter den 50 simulierten Pfaden maximal die ersten fünf Level, also maximal vier Schalthandlungen, gleich gesetzt werden. Bei mindestens 250 Level sind dabei maximal 2% der Schalthandlungen zwischen zwei Pfaden gleich. Die Pfade unterscheiden sich also ausreichend voneinander, um eine statistische Bewertung zuzulassen.

4.2. Referenzbereiche mit induktiver Statistik

Für die Bewertung einzelner Wiederherstellungspfade soll für jeden KPI eine Verteilung oder zumindest ein Referenzwert definiert werden, die bzw. der eine Einteilung neu berechneter Pfade ermöglicht. Die Histogramme der einzelnen Parameter, die im Anhang zu finden sind (siehe Kapitel A.1), deuten bei allen KPIs, außer der maximal auftretenden Anzahl an kritischen Betriebsmittel kB_{max} , auf eine Normalverteilung hin. Mit dem Kolmogrow-Smirnow-Test ist es möglich zu überprüfen, ob Größen normalverteilt sind [11, S.228ff]. In Matlab wird dieser Test mit der Funktion `kstest()` durchgeführt. Das Ergebnis dieses Tests bestätigt die Annahme, dass alle KPIs außer der maximalen Anzahl kritischer Elemente normalverteilt sind.

4.2.1. Parameterberechnung Normalverteilung

Eine Normalverteilung wird definiert durch einen Mittelwert und eine Standardabweichung. Der Mittelwert gibt dabei jenen Bereich an, in dem das Ergebnis eines Wiederherstellungspfades mit der größten Wahrscheinlichkeit liegt. Die Standardabweichung gibt Information über die Streuung der Ergebnisse. Die tatsächlichen Werte für Mittelwert (μ) und Standardabweichung (σ) der KPIs im gesuchten Netz sind unbekannt. Mithilfe einer Stichprobe, die in diesem Fall durch die 100 zufälligen Wiederherstellungspfade gegeben ist, können aber Schätzwerte berechnet werden. Der Schätzwert $\hat{\mu}$ für den Mittelwert einer beliebigen Größe x mit dem Stichprobenumfang n wird mit der Formel 4.2.1 berechnet.

$$\hat{\mu} = \bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4.2.1)$$

Der zugehörige Wert für den Schätzwert der Standardabweichung s wird mit der Formel 4.2.2 berechnet.

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (4.2.2)$$

Nach diesen beiden Formeln wurden für alle KPIs die Schätzwerte für die Normalverteilung berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.4 eingetragen. Für kB_{max} ist in dieser Tabelle keine Standardabweichung eingetragen, da bei dieser Größe keine Normalverteilung angenommen werden kann. Auch wenn die Annahme einer Normalverteilung für die Größe kB_{max} nicht zulässig ist, kann aus den berechneten Werten der 100 Pfade der Mittelwert dieses Bewertungsparameter ermittelt werden. Dieser Mittelwert wird als Referenzgröße herangezogen.

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

	N_{SR} [1]	E_{SR} [MWh]	P_{SR} [MW]	E_{SR}^* [MWh]	P_{SR}^* [MW]	Δu_{max} [%]	$\overline{\Delta u}_{max}$ [%]	Δf_{max} [Hz]	$\overline{\Delta f}_{max}$ [Hz]	kB_{max} [1]	\overline{kB} [1]
$\hat{\mu}$	297.03	2067.51	166.90	2720.97	198.49	8.89	6.15	0.73	0.11	162.48	31.43
s	12.85	219.43	14.24	215.80	15.74	0.96	0.45	0.04	0.01		7.56

Tabelle 4.4.: Referenzwerte der KPIs aus zufälligen Wiederherstellungspfaden mit Standardabweichungen

4.2.2. Induktive Statistik

Wie bereits erwähnt, können durch Auswertung einer Stichprobe nur mögliche Schätzwerte für Mittelwert und Standardabweichung berechnet werden. Die induktive Statistik liefert eine Methode, mit deren Hilfe von Schätzwerten auf Bereiche geschlossen werden kann, in denen die tatsächlichen Werte von Mittelwert und Standardabweichung mit hoher Wahrscheinlichkeit liegen. Im hier berechneten Fall wurde als hohe Wahrscheinlichkeit 95% gewählt. Das bedeutet, dass die Fehlerwahrscheinlichkeit α 5% beträgt. Die Bereiche, in denen Mittelwert und Standardabweichung mit 95% Wahrscheinlichkeit liegen, werden als 95% Konfidenzintervalle bezeichnet und nach folgenden Formeln berechnet:

$$\bar{x} - t_{f;1-\alpha/2} \leq \mu \leq \bar{x} + t_{f;1-\alpha/2} \quad (4.2.3)$$

$$s \cdot \sqrt{\frac{f}{\chi_{f;1-\alpha/2}^2}} \leq \sigma \leq s \cdot \sqrt{\frac{f}{\chi_{f;\alpha/2}^2}} \quad (4.2.4)$$

Dabei ist $t_{f;1-\alpha/2}$ der Wert, bei dem die studentsche t-Verteilung mit f Freiheitsgraden den Wert $1 - \alpha/2$ also 0.975 annimmt. $\chi_{f;1-\alpha/2}^2$, bzw. $\chi_{f;\alpha/2}^2$ sind jene Werte, bei denen die χ^2 -Verteilung die Werte 0.975 bzw. 0.025 annimmt. Da Matlab mit der Funktion `fitdist()` diese Berechnungen numerisch ausführen kann, ist eine Berechnung mit Verwendung der Dichtefunktionen nicht notwendig. Die Bereiche, in denen Mittelwert und Standardabweichung liegen, werden am Beginn der folgenden Kapitel dargestellt und diskutiert.

4.3. Wiederherstellungszeit

Die statistischen Werte für die Systemwiederherstellungszeit sind in Tabelle 4.5 auf der rechten Seite angegeben. Der Mittelwert der Wiederherstellungszeit liegt dabei mit 95%iger Wahrscheinlichkeit im Zeitraum von 12.27 h bis 12.48 h. Es ist wichtig hier zu betonen, dass dieser Zeitraum unter der Annahme berechnet wurde, dass jede Schalthandlung 150 s dauert. Die zeitliche Dauer ist allem voran im Hinblick auf die während des Netzwiederaufbaus gelieferte Energiemenge relevant, da diese Energiemenge direkt von der zeitlichen Dauer abhängt. Die Wiederherstellungszeit ist aber stark von der Annahme der Dauer einzelner Zuschaltungen

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

abhängig. Ein allgemein anwendbarer Wert ist die durchschnittliche Anzahl an Schalthandlungen (N). Die durchschnittliche Anzahl an Schalthandlungen incl. 95%-Konfidenzintervall ist in der Tabelle 4.5 auf der linken Seite angegeben.

N_{SR} [1]	$N_{SR,95\%}$ [1]	T_{SR} [h]	$T_{SR,95\%}$ [h]
$\hat{\mu} = 297.03$ $s = 12.85$	$294.48 \leq \mu \leq 299.58$ $11.28 \leq \sigma \leq 14.93$	$\hat{\mu} = 12.38$ $s = 0.54$	$12.27 \leq \mu \leq 12.48$ $0.47 \leq \sigma \leq 0.62$

Tabelle 4.5.: Referenzwerte von T_{SR} und N_{SR} mit 95 %-Konfidenzintervall

An dieser Stelle sollen die Ursachen für die verschiedenen Wiederherstellungsdauern der einzelnen Pfade analysiert werden. Zu diesem Zweck ist in Abbildung 4.1 die Anzahl der einzelnen Zuschaltungen über die Gesamtdauer des Netzwiederaufbaus für alle 100 simulierten Pfade in einem Streudiagramm dargestellt.

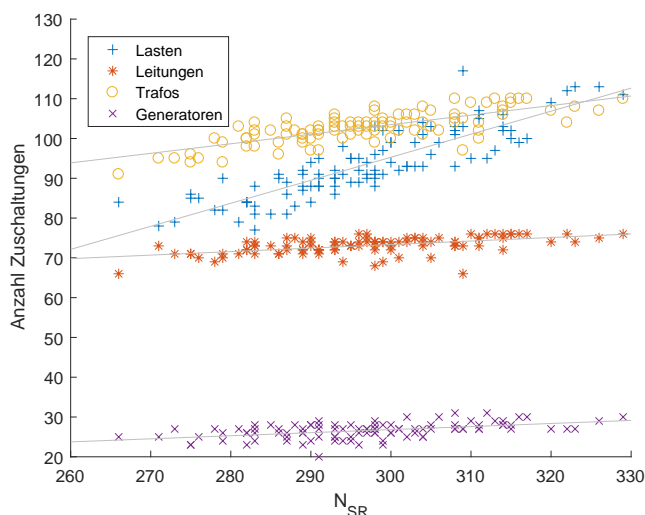


Abbildung 4.1.: Streudiagramm mit Anzahl der Zuschaltungen einzelner Betriebsmittel über N_{SR}

Darin ist erkennbar, dass die Anzahl zugeschalteter bzw. synchronisierter Leitungen bzw. Generatoren bei allen Pfaden einigermaßen gleich ist. Die Anzahl verbundener Transformatoren variiert leicht, aber die größten Unterschiede gibt es bei der Anzahl an Lastzuschaltungen. Da der Versorgungsgrad am Ende des Netzwiederaufbaus aber bei allen Pfaden 65% beträgt, bedeutet das, dass bei langsameren Pfaden Lastknoten in kleineren Schritten zugeschaltet wurden. Das tritt insbesondere dann auf, wenn zum Zeitpunkt der Wiederversorgung des jeweiligen Knotens

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

am Netz noch nicht ausreichend Generatorleistung für größere Zuschaltungen im Netz vorhanden ist.

4.4. Energiemenge und durchschnittliche Leistung

E_{SR} und P_{SR} sind die tatsächlichen Referenzwerte für die während des Netzwiederaufbaus gelieferte Energie bzw. die durchschnittlich bereitgestellte Leistung. Wie in Kapitel 3.3.2 beschrieben, sind diese Werte beim Vergleich einzelner Pfade wegen der höheren Werte für Pfade mit größerem N_{SR} irreführend. Anhand dieser Referenzwerte soll die Plausibilität der berechneten KPIs überprüft werden.

E_{SR} [MWh]	$E_{SR,95\%}$ [MWh]	P_{SR} [MW]	$P_{SR,95\%}$ [MW]
$\hat{\mu} = 2067.51$	$2023.97 \leq \mu \leq 2111.05$	$\hat{\mu} = 166.90$	$164.08 \leq \mu \leq 169.73$
$s = 219.43$	$192.66 \leq \sigma \leq 254.90$	$s = 14.24$	$12.50 \leq \sigma \leq 16.54$

Tabelle 4.6.: Referenzwerte von E_{SR} und P_{SR} mit 95 %-Konfidenzintervall

Die Summe aller Lasten im simulierten Netz beträgt 754.698 MW. Abzüglich der installierten dezentralen Erzeugung, die im simulierten Fall 145.8 MW entspricht, ergibt sich eine notwendige Generatorleistung von 608.898 MW. Mit einem Versorgungsgrad von 65 % ergibt sich folgender Wert für die notwendige Generatorleistung am Ende jedes Pfades.

$$608.898MW \cdot 0.65 = 395.784MW \quad (4.4.1)$$

Würde diese Leistung die gesamte mittlere Wiederherstellungsdauer lang geliefert werden, würde sich folgende Energiemenge ergeben.

$$395.784MW \cdot 12.38h = 4899.8MWh \quad (4.4.2)$$

Diese Leistung und Energie sind nicht zu erreichende Maximalwerte für E_{SR} und P_{SR} . Die berechneten Werte betragen beide 42.2 % dieser maximalen Werte. Da bei exakt linearem Anstieg genau 50 % erreicht werden würden, erscheinen diese Werte als plausibel. Da die durchschnittliche Leistung eine Größe ist, die von der durchschnittlichen Dauer einzelner Schalthandlungen unabhängig ist, kann diese mit anderen Simulationen, die mit anderen zeitlichen Größen arbeiten, direkt verglichen werden. Soll die gelieferte Energiemenge mit Simulationen, die mit anderer

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

durchschnittlicher Schaltdauer (t_s) berechnet werden, verglichen werden, so ist es notwendig, diese mit folgender Formel zu korrigieren.

$$E_{SR,t_s} = E_{SR} \cdot \frac{t_s}{150s} \quad (4.4.3)$$

Dadurch wird die gelieferte Energiemenge der neuen, durchschnittlichen Schaltdauer t_s angepasst.

4.5. Korrigierte Energiemenge und Leistung

Die beiden zum Vergleich einzelner Pfade korrigierten Werte E_{SR}^* und P_{SR}^* mit 95 %-Konfidenzintervall sind in Tabelle 4.7 angeführt. Erwartungsgemäß sind diese beiden Werte größer als die nicht korrigierten, weil sie ja nach Kapitel 3.3.2 dahingehend korrigiert wurden, dass die durchschnittliche Leistung und gelieferte Energiemenge schnellerer Wiederherstellungspfade größer werden, während jene langsamerer Pfade gleich bleiben. Um Vergleiche mit anderen Pfaden durchführen zu können, ist es notwendig, die maximal auftretende Wiederherstellungszeit, mit der alle Pfade korrigiert wurden, zu kennen. Die maximal auftretende Wiederherstellungszeit bei den untersuchten Wiederherstellungspfaden, mit der die korrigierten Werte berechnet wurden, beträgt in dieser Arbeit 13.71 h, was 329 Schalthandlungen entspricht.

E_{SR}^* [MWh]	$E_{SR,95\%}^*$ [MWh]	P_{SR}^* [MW]	$P_{SR,95\%}^*$ [MW]
$\hat{\mu} = 2720.97$	$2678.15 \leq \mu \leq 2763.79$	$\hat{\mu} = 198.49$	$195.37 \leq \mu \leq 201.61$
$s = 215.80$	$189.47 \leq \sigma \leq 250.69$	$s = 15.74$	$13.82 \leq \sigma \leq 18.29$

Tabelle 4.7.: Referenzwerte von E_{SR}^* und P_{SR}^* mit 95 %-Konfidenzintervall

An dieser Stelle soll die Auswirkung und die Notwendigkeit dieser Korrektur noch diskutiert werden. Wenn die durchschnittlichen Leistungen P_{SR} der einzelnen Wiederherstellungspfade gemeinsam mit der zugehörigen Wiederherstellungszeit T_{SR} in einem Streudiagramm abgebildet werden (Abbildung 4.2), ist ein, wenn auch nur leicht ausgeprägter Trend erkennbar, dass Pfade mit größerer Wiederherstellungszeit höhere durchschnittliche Leistung haben. Da dieser Trend zwar mathematisch Sinn ergibt, als Vergleichswert aber den Anschein erzeugt, dass langsamere Wiederherstellungspfade bzgl. der durchschnittlichen Leistung einen Vorteil gegenüber schnelleren Pfaden hätte, werden diese Werte nach dem beschriebenen Verfahren korrigiert.

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

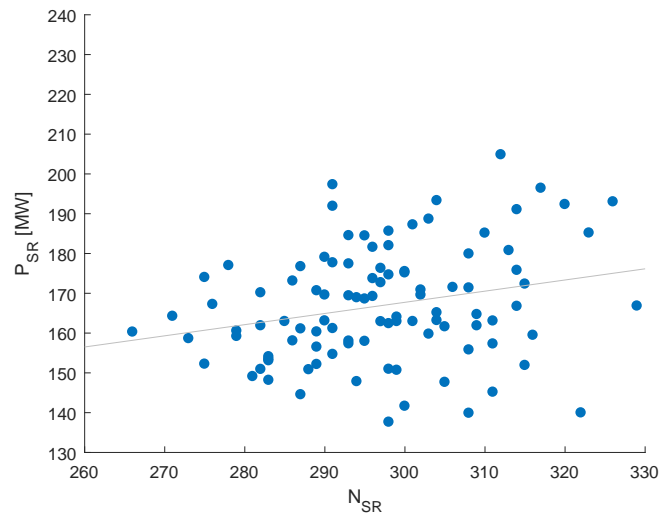


Abbildung 4.2.: Streudiagramm P_{SR} über T_{SR} mit Trendlinie der 100 simulierten Pfade

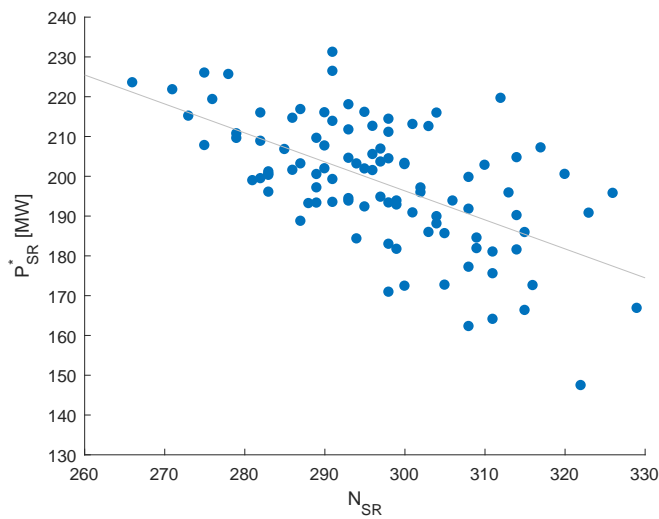


Abbildung 4.3.: Streudiagramm P^*_{SR} über T_{SR} mit Trendlinie der 100 simulierten Pfade

In Abbildung 4.3 sind die korrigierten Werte P^*_{SR} über die ursprünglichen Zeiten N_{SR} dargestellt. P^*_{SR} ist eine fiktive Vergleichsgröße, die zum Vergleich verschiedener Pfade herangezogen wird. Die zeitliche Dauer des Netzwiederaufbaus der einzelnen Pfade wird durch diese Korrektur nicht beeinflusst. In der Abbildung ist deutlich der, durch die Korrektur erzeugte, erwünschte Trend erkennbar,

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

dass Wiederherstellungspfade mit kürzerer Gesamtzeit einen höheren Wert für die durchschnittliche Leistung haben.

4.6. Spannungsabweichung

Die Referenzwerte für maximale bzw. durchschnittliche Spannungsabweichung sind in Tabelle 4.8 angegeben. Der geschätzte Mittelwert der maximalen Spannungsabweichung liegt mit 8.89% sehr nahe an der maximal erlaubten positiven Spannungsabweichung im Hochspannungsnetz von 9.09%. Die maximal zulässige negative Spannungsabweichung im Hochspannungsnetz beträgt hier -4.55% und ist mit diesen Referenzwerten bereits überschritten. Zuschaltungen, die die Grenzen des Spannungsbandes verletzen, sind allerdings unzulässig. Die maximale Spannungsabweichung wurde für alle Knoten im Netz unabhängig ihrer Nennspannung ermittelt. Da in den niedrigeren Spannungsleveln die erlaubten Spannungsabweichungen deutlich größer sind, ist davon auszugehen, dass die gemessenen maximalen Werte hauptsächlich in diesen Ebenen auftreten.

Δu_{max} [%]	$\Delta u_{max,95\%}$ [%]	$\overline{\Delta u}_{max}$ [%]	$\overline{\Delta u}_{max,95\%}$ [%]
$\hat{\mu} = 8.89$ $s = 0.96$	$8.70 \leq \mu \leq 9.08$ $0.84 \leq \sigma \leq 1.11$	$\hat{\mu} = 6.15$ $s = 0.45$	$6.06 \leq \mu \leq 6.24$ $0.40 \leq \sigma \leq 0.53$

Tabelle 4.8.: Referenzwerte von Δu_{max} und $\overline{\Delta u}_{max}$ mit 95%-Konfidenzintervall

In Abbildung 4.4 sind die auftretenden maximalen Spannungsabweichungen nach den Spannungsleveln sortiert. Die Ebene, bei der der maximale Anteil an großen Spannungsabweichungen auftritt, ist die 20KV-Ebene. Da der Großteil der Lastknoten auf der 20KV-Ebene mit dem Netz verbunden wird und an diesen Knoten die maximale Spannungsabweichung erwartet wird, ist dieses Ergebnis plausibel. Da an den diese Ebene mit der 110KV-Ebene verbindenden Transformatoren auch eine Spannungsabweichung entsteht, ist die Abweichung am 110KV-Knoten geringer.

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

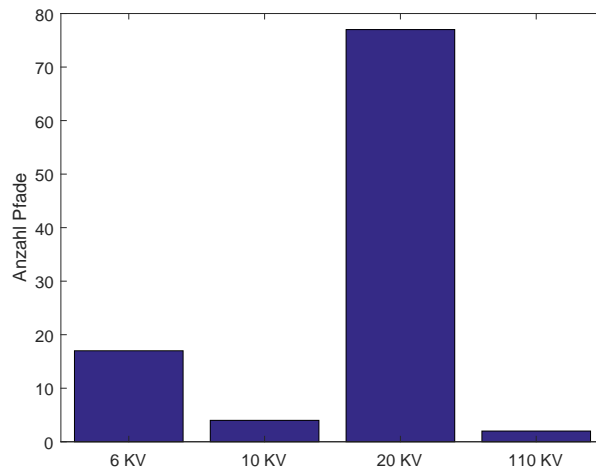


Abbildung 4.4.: Aufteilung der auftretenden Spannungsmaxima auf die verschiedenen Spannungsebenen

4.6.1. Spannungsabweichung 110KV-Ebene

Um auszuschließen, dass das zulässige Spannungsband der 110KV-Ebene eine Verletzung erleidet, werden die maximal auftretenden Spannungsabweichungen dieser Ebene hier noch genauer untersucht. Dazu werden im ersten Schritt die Maximal- und die Minimalwerte der Spannungsabweichung in Abbildung 4.5 dargestellt.

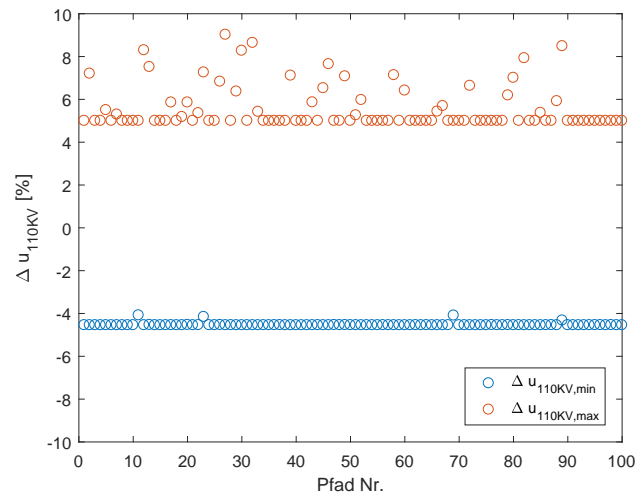


Abbildung 4.5.: Spannungsmaxima und -minima der simulierten Wiederherstellungspfade auf 110KV-Ebene

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

Die maximal auftretende Spannung liegt in den meisten Fällen bei etwa 5 % und die minimale Spannung meistens im Bereich von -4.5% . Im Fall der oberen Spannung ist dieser Wert damit zu erklären, dass die Knoten, die von Kraftwerken versorgt werden, PV-Knoten sind, die die Spannung auf 1.05-fache Nennspannung regeln. Die Kraftwerke speisen zwar bei geringeren Spannungen ein und der Transformator, der diese Spannungsebenen mit dem 110KV-Netz verbindet, führt zu einer Spannungsabweichung, diese ist aber, insbesondere wenn keine Lastknoten mit dem Netz verbunden sind, sehr gering. Die auftretenden höheren Spannungen sind auf den Ferranti-Effekt zurückzuführen, der bei unbelasteten Leitungen auftritt [12, S.211ff]. Die auftretenden negativen Spannungen sind mit der erlaubten maximalen negativen Spannungsabweichung von -4.55% gut erklärbar. In der Simulation sind Zuschaltungen, die die Spannungsbänder verletzen, nicht erlaubt, da bei Lastzuschaltung die Last aber so weit reduziert wird, bis die Spannungsbänder nicht mehr verletzt werden, liegt die maximale Spannungsabweichung sehr nahe an dieser Grenze. Die Pfade, bei denen die maximale negative Spannungsabweichung geringer ist, haben einen Vorteil in der Betriebssicherheit, da bei Ausfall eines Betriebsmittels eine Spannungsbandverletzung unwahrscheinlicher ist.

Neben der Höhe der auftretenden Spannungsmaxima und -minima wird untersucht, ob Extremwerte an bestimmten Sammelschienen gehäuft auftreten. Bei dieser Betrachtung werden jene Maximalwerte, bei denen die Spannungsabweichung in etwa 5 % beträgt, nicht berücksichtigt, weil diese Abweichung an allen Kraftwerksknoten auftritt und der Informationsgehalt dieser Werte gering ist. In den Abbildungen 4.6 und 4.7 sind die Sammelschienen angegeben, in denen Maximal- bzw. Minimalwerte auftreten. Dabei ist ersichtlich, dass es Orte gibt, an denen Maximal- bzw. Minimalwerte gehäuft auftreten. Durch den Vergleich dieser Sammelschienen mit den in Kapitel 3.4 eingeführten Blöcken kann das gehäufte Auftreten an diesen Sammelschienen erklärt werden.

Bei den maximalen positiven Spannungsabweichungen sind fünf der am häufigsten auftretenden Orte im Block 6 (Nr. 76, Nr. 102, Nr. 82, Nr. 80 und Nr. 78). Auch Nr. 34 gehört zum Block 6. Abgesehen von der Sammelschiene Nr. 5, die im Block 2 an der Grenze zu Block 6 und Block 7 liegt, liegen alle anderen Sammelschienen in Block 7 (Nr. 3, Nr. 131, Nr. 124, Nr. 144, Nr. 87 und Nr. 14). Der Netzwiederaufbau wird von einem schwarzstartfähigen Kraftwerk in Block 1 aus begonnen. Da die Blöcke 6 und 7, in denen die maximalen positiven Spannungsabweichungen auftreten, räumlich am weitesten von Block 1 entfernt sind, tritt in diesen, aufgrund der verhältnismäßig großen Leitungslängen, der Ferranti-Effekt am stärksten auf.

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

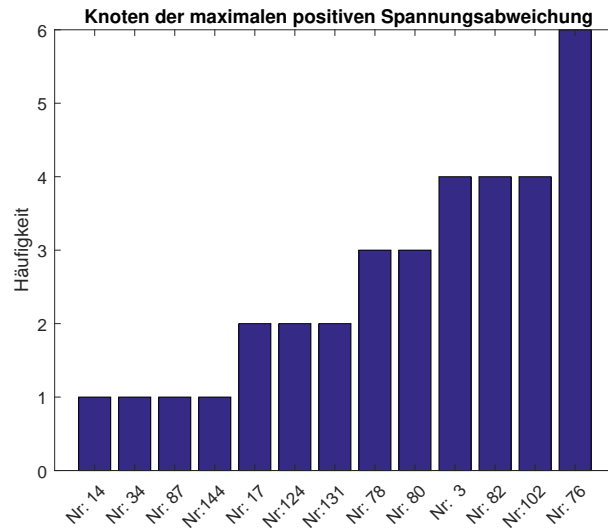


Abbildung 4.6.: Häufigkeit der Orte, in denen in den einzelnen Simulationen die maximale positive Spannungsabweichung auftritt

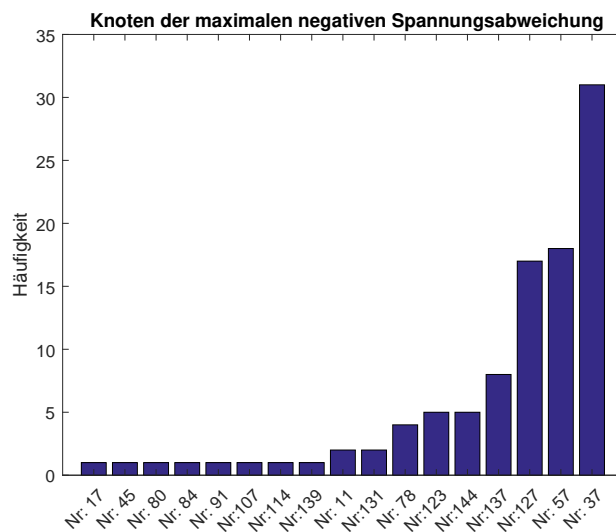


Abbildung 4.7.: Häufigkeit der Orte, in denen in den einzelnen Simulationen die maximale negative Spannungsabweichung auftritt

Bei den negativen maximalen Spannungsabweichungen liegen fünf der sechs am häufigsten vorkommenden Orte im Block 2. Dazu gehören die Sammelschienen Nr. 37, Nr. 57, Nr. 127, Nr. 137 und Nr. 123. Grund für das häufige Auftreten negativer Spannungsabfälle in diesen Orten ist das Fehlen von Kraftwerken, die

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

mit ihrer Blindleistungsregelung die Spannung stabilisieren. Die Sammelschiene Nr. 144 liegt in Block 7. In allen Fällen, in denen in diesem Knoten die maximale Spannungsabweichung auftritt, sind die an diesem Knoten anliegenden Lastknoten bereits versorgt und die umliegenden Generatoren noch nicht mit dem Netz synchronisiert. Die versorgten Lasten sind damit sehr weit von den aktiven Generatoren entfernt, was zu einem großen Spannungsabfall führt.

Neben den auftretenden Orten ist es interessant, bei der wievielten Schalthandlung die maximalen Abweichungen auftreten. Zu diesem Zweck wurde das in Abbildung 4.8 dargestellte Streudiagramm erstellt. Dabei wurden wiederum, aus den oben genannten Gründen, die Maxima nahe 5% nicht berücksichtigt. Aus dem Streudiagramm geht hervor, dass die maximale Spannung meist im ersten Drittel der Simulationszeit auftritt, da in dieser Zeit noch wenige Lastknoten verbunden sind und deshalb der Ferranti-Effekt verstärkt auftritt. Die größten Abweichungen in negative Richtung treten überwiegend im letzten Drittel auf, da hier bereits viele Lastknoten versorgt sind und dementsprechend die Leistungsflüsse und die daraus resultierenden Spannungsabfälle an den Leitungen größer als am Anfang des Netzwiederaufbaus sind. Die Häufung zwischen Level 150 und Level 200 ist damit zu erklären, dass manchmal in diesen Leveln noch für die Spannungshaltung wichtige Kraftwerke nicht synchronisiert sind und Leiterschleifen noch nicht geschlossen sind. In diesem Fall kann die maximale Abweichung schon zu einem früheren Zeitpunkt auftreten.

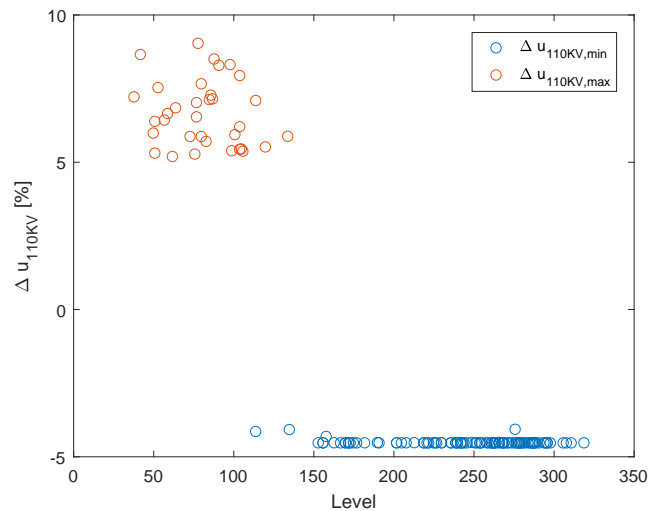


Abbildung 4.8.: Zeitliches Auftreten und Höhe der maximalen Spannungsabweichungen im 110KV-Netz

4.7. Frequenzabweichung

Der Referenzwert für die maximal auftretende Frequenzabweichung beträgt laut Tabelle 4.9, 0.73 Hz. Im Kärntner Netz beträgt die Sollfrequenz während eines Netzwiederaufbaus 50.7 Hz. Die untere Grenze des Frequenzbandes liegt in der durchgeführten Simulation bei 49.5 Hz, die obere Grenze liegt bei 51 Hz. Bei der Zuschaltung jeder Last findet ein Einschwingvorgang der Frequenz statt. Liegt der Minimalwert der Frequenz beim Einschwingvorgang im Bereich von 0.8 Hz unter dem Sollwert, dann liegt der Maximalwert im Bereich von 0.3 Hz über dem Sollwert. Dieser Maximalwert führt bei größeren Zuschaltungen zur Verletzung der 51 Hz Obergrenze der Frequenz. Somit ist die maximal mögliche Frequenzabweichung nahe 0.8 Hz. Da beim Wiederherstellungsprozess immer versucht wird, große Lasten möglichst schnell zuzuschalten, wird damit indirekt versucht diese Grenze möglichst auszureizen. Da die Lastknoten aber, um die Simulationszeit gering zu halten, nur in minimal 10 % großen Schritten abgestuft werden kann, ist es nicht möglich sich beliebig an die Grenze anzunähern. Die durchschnittliche Frequenzabweichung ist mit 0.11 Hz durchaus plausibel, weil ein Großteil der Schalthandlungen Leitungen, Transformatoren und Generatoren betrifft und bei Zuschaltung dieser Betriebsmittel die Frequenz nur geringfügig beeinflusst wird.

Δf_{max} [Hz]	$\Delta f_{max,95\%}$ [Hz]	$\overline{\Delta f}_{max}$ [Hz]	$\overline{\Delta f}_{max,95\%}$ [Hz]
$\hat{\mu} = 0.73$	$0.73 \leq \mu \leq 0.74$	$\hat{\mu} = 0.11$	$0.10 \leq \mu \leq 0.11$
$s = 0.04$	$0.03 \leq \sigma \leq 0.04$	$s = 0.01$	$0.01 \leq \sigma \leq 0.02$

Tabelle 4.9.: Referenzwerte von Δf_{max} und $\overline{\Delta f}_{max}$ mit 95 %-Konfidenzintervall

4.8. Kritische Elemente

Bei der maximalen Anzahl kritischer Elemente kann keine Normalverteilung angenommen werden. Deshalb wird nur der Mittelwert aus den 100 simulierten Pfaden berechnet. Dieser Mittelwert ist in Tabelle 4.4 angeführt und wird als Vergleichswert verwendet. Zusätzlich zum maximal auftretenden Wert an kritischen Elementen ist der Referenzbereich für die durchschnittliche Anzahl an kritischen Betriebsmittel in die Tabelle eingetragen. Da diese Größe als normalverteilt angenommen werden kann, wird das 95 %-Konfidenzintervall berechnet.

Berücksichtigt man alle in der Simulation vorhandenen Betriebsmittel, so ergibt sich eine Gesamtzahl von 361 Betriebsmittel. Wenn man den Mittelwert bei 162.8

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

annimmt, ergibt sich der Anteil an kritischen Betriebsmittel mit 45.1% aller im Netz befindlichen Betriebsmittel. Diese hohe Anzahl soll im folgenden Abschnitt genauer untersucht werden. Da der Mittelwert der durchschnittlichen Anzahl kritischer Betriebsmittel weitaus niedriger liegt, ist davon auszugehen, dass die maximale Anzahl nur temporär im Verlauf der kritischen Elemente auftritt.

kB_{max} [1]	\overline{kB} [1]	$\overline{kB}_{95\%}$ [1]
$\hat{\mu} = 162.48$	$\hat{\mu} = 31.43$	$29.93 \leq \mu \leq 32.93$
	$s = 7.56$	$6.64 \leq \sigma \leq 8.79$

Tabelle 4.10.: Referenzwerte von kB_{max} und \overline{kB} mit 95 %-Konfidenzintervall

In einem ersten Schritt soll untersucht werden, wie viele der ausgefallenen Betriebsmittel jeweils Leitungen oder Transformatoren, wie viele Generatoren und wie viele Lastknoten sind. Im in Abbildung 4.9 angeführten Streudiagramm ist die Aufteilung auf die einzelnen Betriebsmittel dargestellt.

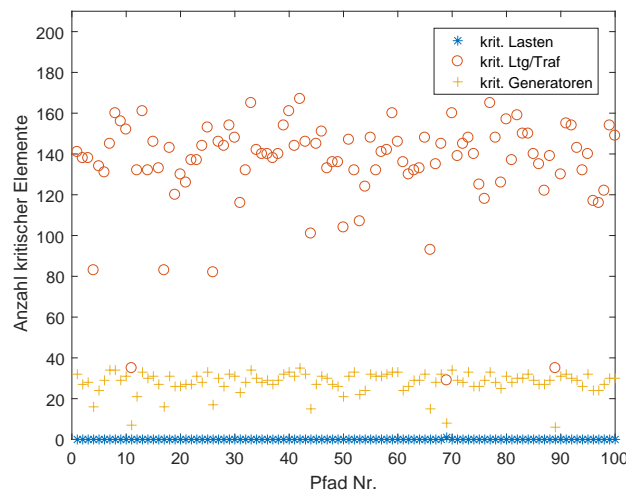


Abbildung 4.9.: Verteilung der kritischen Elemente auf Betriebsmittel

In dieser Abbildung ist erkennbar, dass die meisten der kritischen Betriebsmittel Leitungen und Transformatoren sind. Meistens werden an die 30 Generatoren als kritisch bewertet. In fast keinen Fällen werden Lastknoten als kritisch bewertet. Das liegt insbesondere daran, dass Lasten immer nur in so großen Schritten zugeschaltet werden, dass keine Verletzung des Frequenzbandes erfolgt. Eine Verletzung des Frequenzbandes erfolgt deshalb nur, wenn mehrere Teile einer Last

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

bereits zugeschaltet wurden. Da es aber bei einer hohen Anzahl möglicher Schalthandlungen eher unwahrscheinlich ist, dass in kurzer Zeit ein und dieselbe Last mehrmals ausgewählt wird, sind die Lastknoten meistens unkritisch.

Als nächstes wird analysiert, weshalb die kritischen Zuschaltungen als kritisch bewertet wurden. Dazu wird zwischen den Ursachen Frequenzbandverletzung, Spannungsbandverletzung, Überlastung von Leitungen oder Transformatoren und Zerfall des Netzes in mehrere Inseln unterschieden. Die Aufteilung ist in der Abbildung 4.10 dargestellt. Aus dieser Darstellung wird ersichtlich, dass in den meisten Fällen eine mögliche Spannungsbandverletzung der Grund für die kritische Bewertung ist. Grund für die Spannungsbandverletzungen ist in den meisten Fällen, dass das Netz wegen ungleichmäßig verteilter Generatorleistung stark ausgelastet ist. Zusätzlich sind häufig wichtige umliegende Generatoren noch nicht synchronisiert, oder bereits synchronisiert aber nicht in der Lage ausreichend Blindleistung für eine Spannungsstabilisierung zu liefern.

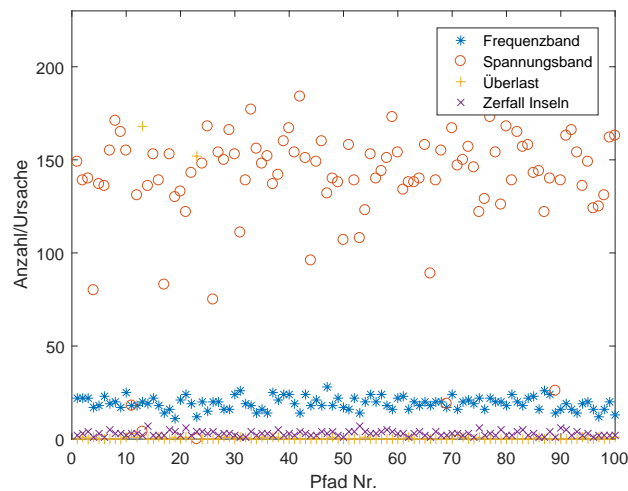


Abbildung 4.10.: Verteilung der kritischen Elemente auf verschiedene Ursachen

Ein Anteil von etwa 20 Betriebsmitteln wird aufgrund einer Frequenzbandverletzung beim Ausfall des betreffenden Betriebsmittels als kritisch bewertet. Diese Ursache tritt hauptsächlich beim Ausfall von Generatoren oder deren Anschluss-Transformatoren auf. Sehr wenige Ausfälle führen zum Zerfall des Netzes in mehrere Inseln, wobei dabei zu beachten ist, dass hier nur die Fälle untersucht werden, in denen die maximale Anzahl kritischer Elemente auftritt. Verantwortlich für die hohe Anzahl an kritischen Elementen sind also hauptsächlich Leitungen und Transformatoren, die bei einem Ausfall zur Verletzung des Spannungsbandes führen.

Unter der Annahme, dass die Ursache für die meisten kritischen Bewertungen die

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

Spannungshaltung ist, macht es Sinn zu untersuchen, welche Zuschaltungen sich in diesem Sinne positiv auf die Anzahl kritisch bewerteter Elemente auswirken. Theoretisch tragen zur besseren Spannungshaltung Generatoren und Leitungen bzw. Transformatoren bei. Während Generatoren in den Simulationen dieser Arbeit durch die Blindleistungsregelung die Spannung an ihrem Einspeisepunkt auf 1.05-fache Nennspannung regeln, tragen Leitungen und Transformatoren vor allem durch eine Vermaschung des Netzes zur Spannungshaltung bei. Die Wiederversorgung von Lasten hat wegen der steigenden Wirk- und Blindleistungsflüsse einen negativen Einfluss auf die Einhaltung des Spannungsbandes.

4.8.1. Einfluss Generatorzuschaltung auf kritische Elemente

Da der zeitliche Verlauf der 100 simulierten Pfade zwar in gewissen Aspekten Ähnlichkeiten aufweist, die Pfade sich aber im zeitlichen Verlauf stark unterscheiden, ist es schwierig auftretende Effekte an allen Pfaden übersichtlich darzustellen. Aus diesem Grund wird der Einfluss der Generatorzuschaltungen auf die kritischen Elemente anhand eines repräsentativen Pfades untersucht. In Abbildung 4.11 ist der Einfluss der Generatorzuschaltungen auf die Anzahl kritischer Betriebsmittel für den simulierten Pfad mit der Nummer 99 dargestellt.

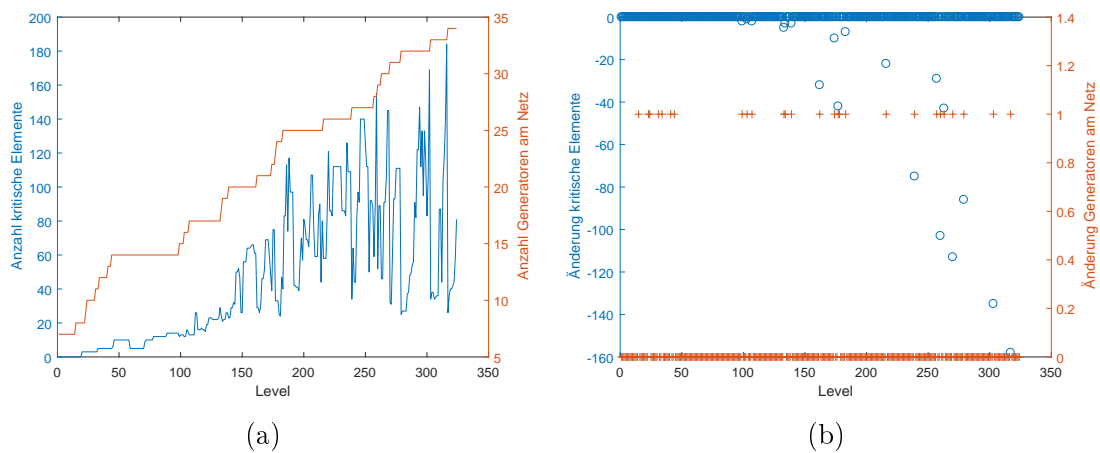


Abbildung 4.11.: (a)Kritische Elemente und Generatoren am Netz (b)Änderung kritischer Betriebsmittel bei Änderung der Generatoranzahl am Netz

Auf der linken Seite ist dabei der Verlauf der kritischen Elemente während des gesamten Wiederherstellungspfades gemeinsam mit der Anzahl an Generatoren am Netz abgebildet. Um den Einfluss der Generatorzuschaltungen ersichtlicher zu machen, wurde auf der rechten Seite die Änderung der Generatoranzahl pro

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

Schalthandlung dargestellt. Die Änderung der Anzahl kritischer Elemente wurde, zur besseren Übersicht bei allen Schalthandlungen außer bei der Zuschaltung der Generatoren auf Null gesetzt. Dadurch wird der Einfluss der Generatoren auf die kritischen Betriebsmittel sehr gut erkennbar.

Während im ersten Drittel der Wiederherstellungszeit die Zuschaltung einzelner Generatoren wenig Einfluss auf die Gesamtzahl der kritischen Elemente hat, führt die Zuschaltung weiterer Generatoren in den letzten beiden Abschnitten zu einer starken Reduktion der Anzahl kritischer Elemente. Dieses Ergebnis ist in dieser Form sinnvoll, weil im ersten Teil des Netzwiederaufbaus aufgrund der geringen Anzahl an versorgten Lastknoten die Spannungshaltung unproblematischer ist als gegen Ende des Netzwiederaufbaus. Bei 98 der 100 simulierten Pfade sind diese Auswirkungen der Generatorzuschaltung erkennbar.

4.8.2. Einfluss Zuschaltung Leitung/Transformator auf kritische Elemente

Neben Generatoren trägt auch die Zuschaltung weiterer Leitungen oder Transformatoren zur Erhöhung der Betriebssicherheit bei. Genau wie oben soll hier der Einfluss der Leitungs- bzw. Transformatorzuschaltungen anhand eines repräsentativen Pfades untersucht werden. Zu diesem Zweck wurde wieder der Pfad Nummer 99 herangezogen. In Abbildung 4.12 ist nach dem selben Prinzip wie bei der Generatorzuschaltung die Änderung der Anzahl kritischer Elemente bei Zuschaltung einer oder mehrerer Leitungen bzw. Transformatoren dargestellt.

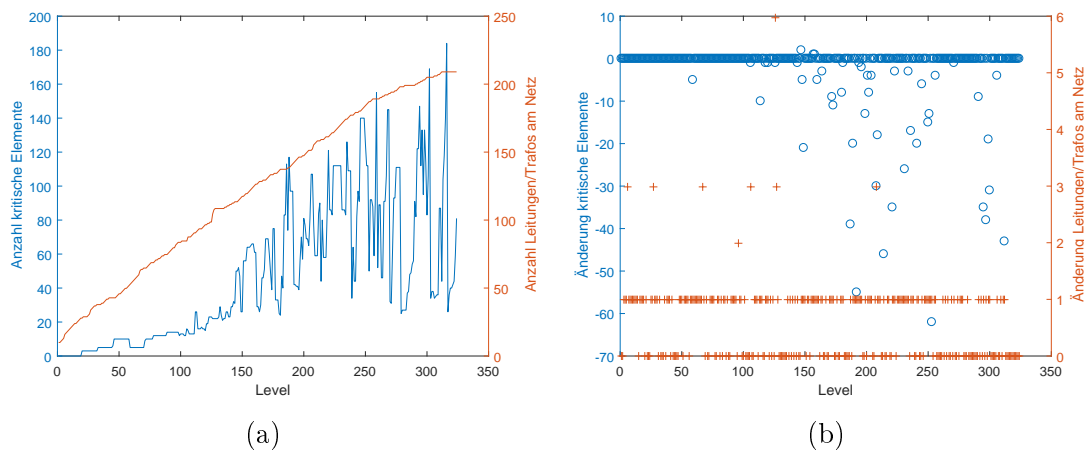


Abbildung 4.12.: (a) Kritische Elemente und Leitungen/Transformatoren am Netz
(b) Änderung kritischer Betriebsmittel bei Änderung der Leitungs-/Trafoanzahl am Netz

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, führen ab dem zweiten Drittel der Wiederherstellungszeit Zuschaltungen von Leitungen zu einer teils großen Reduktion der Anzahl kritischer Elemente am Netz. Im ersten Drittel ist vor allem aufgrund der insgesamt sehr niedrigen Anzahl kritischer Elemente keine oder nur eine geringe Reduktion dieser erkennbar.

4.9. Korrelation verschiedener KPIs

Bereits im Kapitel 4.5 wurde kurz der Zusammenhang zwischen zeitlicher Dauer des Netzwiederaufbaus und der korrigierten gelieferten Energiemenge angesprochen. Die Korrelation dieser beiden Größen ist in Abbildung 4.3 erkennbar. Durch Kenntnis von Korrelationen der KPIs untereinander ist es möglich, Auswirkungen von gezielten Veränderungen eines dieser Vergleichsparameter auf die anderen abzuschätzen. In den folgenden Unterkapiteln werden einige auftretende Korrelationen präsentiert und die möglichen Gründe für ihr Auftreten diskutiert.

4.9.1. Korrelationen mit der Wiederherstellungszeit

In Ergänzung zur schon besprochenen Korrelation der Wiederherstellungszeit mit der gelieferten Energiemenge bzw. der durchschnittlichen Leistung wird die Korrelation von N_{SR} mit den anderen KPIs untersucht. Aus diesen Korrelationen der einzelnen KPIs mit der Wiederherstellungszeit lassen sich Korrelationen der anderen KPIs untereinander ableiten.

Wiederherstellungszeit und kritische Betriebsmittel

Zwischen der maximal auftretenden Anzahl kritischer Elemente und der gesamten Wiederherstellungszeit besteht, wie in Abbildung 4.13 ersichtlich ist, eine Korrelation. Um diese Korrelation verstehen zu können, ist es notwendig, die Einflussfaktoren auf die Wiederherstellungszeit zu analysieren. Wie in Kapitel 4.3 gezeigt wird, ist hauptsächlich die Anzahl an Lastzuschaltungen verantwortlich für die Länge der Wiederherstellungszeit. Wenn diese Anzahl gering ist, bedeutet das, dass Lasten in großen Blöcken zugeschaltet werden. Um diese großen Zuschaltungen zu ermöglichen, ist eine hohe Generatorleistung also die Synchronisation vieler Generatoren mit dem Netz erforderlich. Dadurch wird die Leistung dieser zugeschalteten Lasten besser auf die Generatoren verteilt, was die Netzbelastung verringert. Außerdem begünstigt die von der größeren Anzahl an Generatoren bereitgestellte Blindleistung die Einhaltung der Spannungsbänder. Da der größte Teil der Bewertungen als kritische Betriebsmittel durch die Verletzung des Span-

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

nungsbandes auftritt, sind diese kritischen Bewertungen also bei einer größeren Anzahl an zu diesem Zeitpunkt synchronisierten Generatoren seltener.

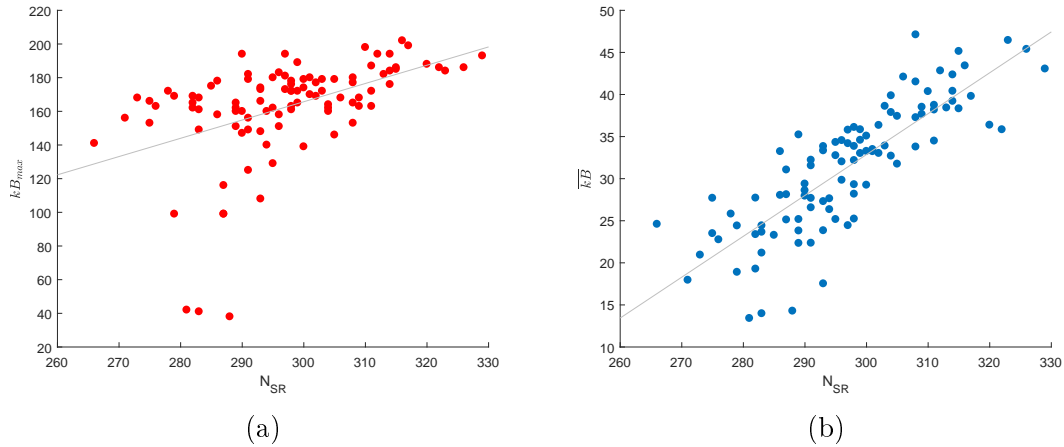


Abbildung 4.13.: (a) Korrelation N_{SR} mit kB_{max} (b) Korrelation N_{SR} mit kB

Wiederherstellungszeit und Spannungs- bzw. Frequenzhaltung

Die Korrelationen zwischen Wiederherstellungszeit und durchschnittlicher Spannungs- bzw. Frequenzabweichung sind, wie aus Abbildung 4.14 hervorgeht, weniger ausgeprägt als der Zusammenhang mit den kritischen Elementen. Die leichte Korrelation mit der Spannung ist ebenso wie bei den kritischen Elementen auf eine größere Anzahl synchronisierter Generatoren und eine bessere Leistungsverteilung auf diese zurückzuführen. Die Korrelation der Wiederherstellungszeit mit der durchschnittlichen maximalen Frequenzabweichung ist sehr gering und wird aus diesem Grund nicht näher erörtert.

4. Auswertung zufälliger Wiederherstellungspfade

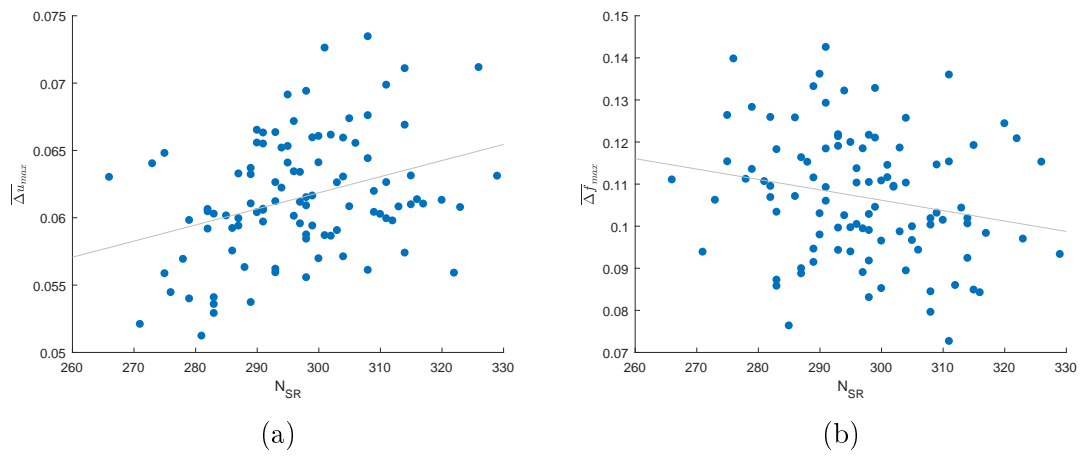


Abbildung 4.14.: (a) Korrelation N_{SR} mit $\overline{\Delta u_{max}}$ (b) Korrelation N_{SR} mit $\overline{\Delta f_{max}}$

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

Nach Untersuchung der Gesamtergebnisse der 100 Wiederherstellungspfade, sollen in diesem Kapitel einige Pfade genauer untersucht werden. Dabei soll die räumliche Ausbreitung des Netzes inklusive zeitlichem Verlauf und die räumliche Aufteilung der 65 % an wieder versorgten Lastknoten untersucht werden. Außerdem wird analysiert, warum einzelne KPIs bei diesen Pfaden bestimmte Werte annehmen. Dadurch werden die Aussagen der vorherigen Kapitel mit konkreten Beispielen untermauert.

5.1. Analyse des Pfades mit minimaler Wiederherstellungszeit

Der erste Pfad, der in diesem Kapitel untersucht wird, ist jener, der mit der minimalen Anzahl an Schalthandlungen unter den simulierten Pfaden einen Versorgungsgrad von 65 % erreicht. Unter den 100 Wiederherstellungspfaden ist das der Pfad mit der Nummer 96. Dieser Pfad erreicht einen Wiederversorgungsgrad von 65 % mit 266 Schalthandlungen. Um diesen Pfad einordnen zu können, sind seine KPIs in Tabelle 5.1 mit den Mittelwerten aus allen 100 Pfaden gegenübergestellt.

	N_{SR} [1]	E_{SR} [MWh]	P_{SR} [MW]	E_{SR}^* [MWh]	P_{SR}^* [MW]	Δu_{max} [%]	$\overline{\Delta u}_{max}$ [%]	Δf_{max} [Hz]	$\overline{\Delta f}_{max}$ [Hz]	kB_{max} [1]	\overline{kB} [1]
$\bar{\mu}$	297.03	2067.51	166.90	2720.97	198.49	8.89	6.15	0.73	0.11	162.48	31.43
Nr. 96	266	1776.25	160.26	3063.95	223.51	9.09	6.30	0.73	0.11	141	24.59

Tabelle 5.1.: Vergleich Pfad 96 mit berechneten Mittelwerten

Die Wiederherstellungszeit liegt aufgrund des gewählten Pfades unterhalb des berechneten Durchschnitts. Aufgrund des starken Zusammenhangs zwischen Wiederherstellungszeit und korrigierter gelieferter Energiemenge bzw. zur Verfügung gestellter korrigierter durchschnittlicher Leistung haben diese beiden KPIs überdurchschnittlich hohe Werte. Die auftretende maximale Spannungsabweichung liegt ebenso wie die mittlere maximale Spannungsabweichung geringfügig oberhalb des

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

95%-Konfidenzintervalls. Die Frequenz ist unauffällig. Die maximale Anzahl kritischer Betriebsmittel liegt, genau wie ihr Mittelwert, unterhalb des Referenzwertes der 100 Pfade. Abgesehen von der Spannungsabweichung, die sich entgegen der in Kapitel 4.9.1 berechneten Korrelation verhält (was auch in Abbildung 4.14 erkennbar ist), verhalten sich alle KPIs wie im Kapitel 4.9 beschrieben.

Im Anschluss an die Analyse der KPIs wird der Verlauf des Netzaufbaus mithilfe der, in Kapitel 3.4 beschriebenen, Aufteilung des Netzes in verschiedene Bereiche durchgeführt. Dabei wird das Netz prinzipiell nach 99 Schalthandlungen, nach 199 und beim Erreichen des Endzustandes, also in diesem Fall nach 266 Schalthandlungen, genauer betrachtet. Sollte es auffällige Werte unter den maximalen KPIs geben, wie in diesem Fall bei der Spannung, so wird auch das Level untersucht, in dem dieser Extremwert auftritt. Da der Extremwert der Spannung im Level 203 auftritt und dieses Level sehr nahe an 200 liegt, wird statt dem Level 200 das Level 203 untersucht.

Level 100: In der Abbildung 5.1 ist die Aufteilung der Betriebsmittel bei Level 100 dargestellt. In diesem Level sind nur im Netzgebiet 1, 3 und 4 Generatoren synchronisiert.

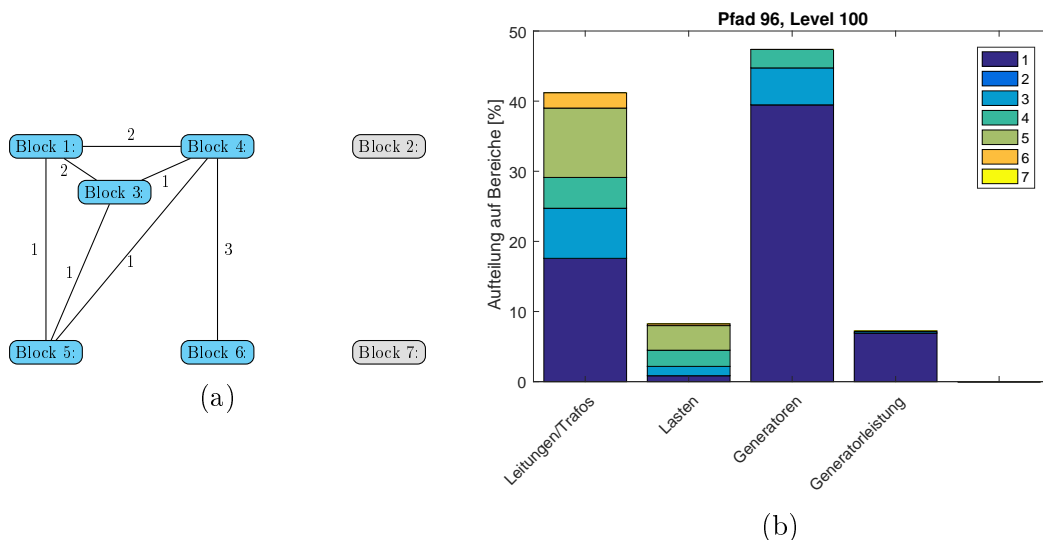


Abbildung 5.1.: Analyse von Pfad 96, Level 100 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Die Gesamtlast, die noch bei unter 10% liegt, wird hauptsächlich in den Gebieten 4 und 5 versorgt, wobei die benötigte Leistung zu 96.04% im Netzbereich 1, also im

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

Bereich des schwarzstartfähigen Kraftwerks erzeugt wird. Die aktuelle Anzahl an kritischen Betriebsmittel liegt bei sieben, was eine sehr geringe Anzahl ist und nur auf Generatoren, deren Anschlußtransformatoren und auf eine Kraftwerkszuleitung entfällt. Auf der linken Seite von Abbildung 5.1 sind die Anzahl der Verbindungen der Netzbereiche untereinander eingezeichnet. Aus dieser Abbildung geht hervor, dass von allen verbundenen Netzbereichen beginnend mehr als ein Leitungspfad zu allen anderen Bereichen führt, was auf einen stabilen Betriebszustand hindeutet.

Level 203: 103 Schalthandlungen später sind die aktiven Betriebsmittel entsprechend Abbildung 5.2 aufgeteilt. Die einzelnen Netzbereiche sind, mit Ausnahme einer Leitung zwischen den Bereichen 6 und 2, vollständig vernetzt.

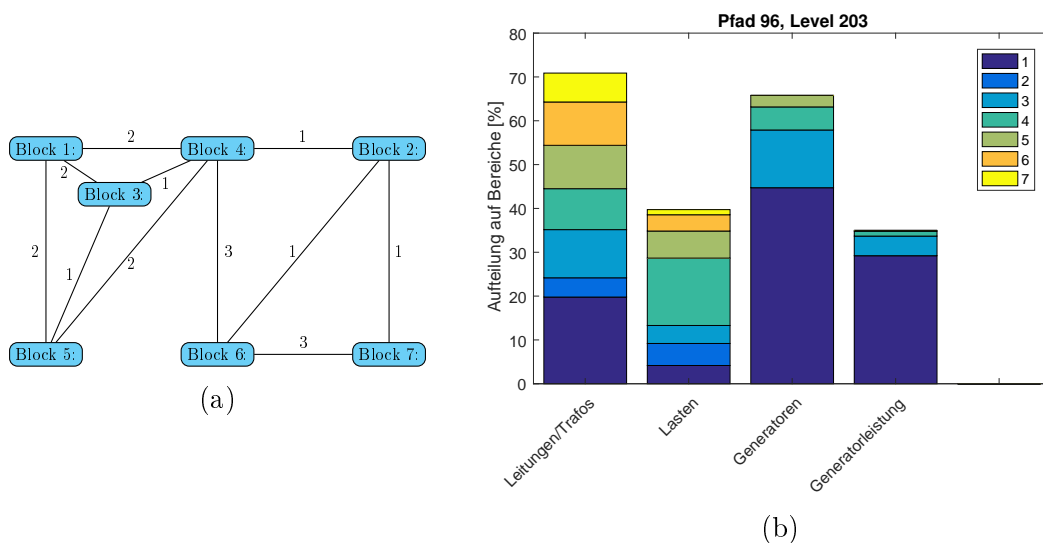


Abbildung 5.2.: Analyse von Pfad 96, Level 203 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Trotz der guten Vernetzung der einzelnen Betriebsbereiche ist die Anzahl an kritischen Betriebsmittel in diesem Fall 112. Die Ursache dafür liegt in der Verteilung der Generatoren und der Generatorleistung. Von den 112 Betriebsmittel entfallen 15 auf Generatoren, wobei der Ausfall von sechs dieser Generatoren zu einer Frequenzbandverletzung führt und der Ausfall der restlichen neun zu einer Verletzung des Spannungsbandes. Bei den Leitungen und Transformatoren führt der Ausfall von 85 der insgesamt 97 zu einer Spannungsbandverletzung, bei 10 weiteren zu einer Frequenzbandverletzung. Ein weiterer Ausfall führt zu einer Überlastung eines anderen Betriebsmittels und der übriggebliebene Transformator trennt einen wichtigen Teil des Netzes ab und wurde deshalb als kritisch bewertet. Diese hohe

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

Anzahl ist darauf zurückzuführen, dass noch für die Spannungserhaltung wichtige Generatoren in den Netzbereichen 6 und 7 nicht synchronisiert sind und die Leistung für alle Verbraucher fast ausschließlich in den Bereichen 1 und 3 erzeugt wird. Außerdem liefern die beiden Generatoren im Netzbereich 4 bereits ihr Maximum an Blindleistung, weshalb bei Ausfall eines Betriebsmittels die Spannungsregelung von diesen Kraftwerken nicht unterstützt werden kann. Die auftretende maximale Spannungsabweichung tritt hier im Netzbereich 6 auf der Spannungsebene 20KV auf. Die Spannungsabweichung am zugehörigen 110KV Knoten beträgt -4.07% und liegt damit nahe an der maximal erlaubten negativen Spannungsabweichung von -4.55%.

Level 267: Die Aufteilung der Betriebsmittel am Ende dieses Pfades ist in Abbildung 5.3 ersichtlich. Zu diesem Zeitpunkt sind alle möglichen Verbindungen zwischen den Netzbereichen geschlossen.

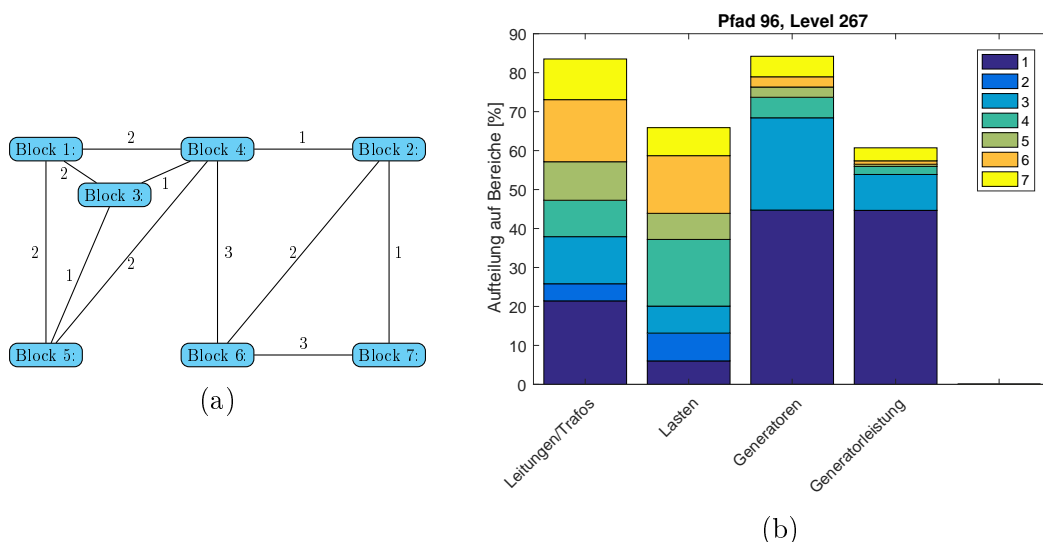


Abbildung 5.3.: Analyse von Pfad 96, Level 267 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Der Versorgungsgrad der Lasten hat wie gefordert 65% erreicht. Die Anzahl an kritischen Betriebsmittel liegt in diesem Punkt bei 85, wobei 12 davon Generatoren und 73 Leitungen bzw. Transformatoren sind. Dabei verursacht der Ausfall von 66 dieser Betriebsmittel eine Verletzung des Spannungsbandes bei 18 eine Verletzung des Frequenzbandes und bei einem einen Zerfall des Netzes in zwei Inseln. Grund für diese hohe Anzahl kann einerseits die sehr zentral in Bereich 1 erzeugte Leistung, die aber zu großen Teilen in den Bereichen 6 und 7 verbraucht wird, sein,

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

andererseits sind auch noch sieben Generatoren, hauptsächlich in den Bereichen 6 und 7, nicht synchronisiert. Die bereits synchronisierten Generatoren in den Bereichen 4 und 6 und auch im Bereich 3 an der Grenze zum Bereich 4 liefern hier zur Spannungserhaltung bereits das Maximum an ihnen möglicher Blindleistung. Um diese Generatoren, die in diesem Fall hauptsächlich Blindleistung erzeugen, zu entlasten, wäre es dringend notwendig, die restlichen Generatoren im Bereich 6 sowie einen Generator der im Bereich 3 nahe der Grenze zum Bereich 4 liegt, zu synchronisieren.

5.2. Analyse des Pfades mit maximaler Wiederherstellungszeit

Der zweite Pfad, der analysiert werden soll, ist jener, der die meisten Schalthandlungen benötigt hat, um einen Versorgungsgrad von 65% zu erreichen. Dieser Pfad ist der Pfad Nummer 59, der mit 329 Schalthandlungen am längsten unter allen 100 simulierten Pfaden braucht. Wie beim vorherigen Pfad werden in einem ersten Schritt die berechneten KPIs bewertet. Diese sind in Tabelle 5.2 angeführt. Die korrigierte gelieferte Energiemenge und die korrigierte bereitgestellte Leistung liegen aufgrund der Korrelation mit der Wiederherstellungsdauer weit unter den durchschnittlichen Werten. Und auch die anderen KPIs liegen den in Kapitel 4.9 beschriebenen Korrelationen entsprechend über oder unter dem Durchschnitt. Bei diesem Pfad werden die Level 100, 200 und 330 und aufgrund der sehr hohen Anzahl von 193 kritischen Betriebsmitteln das Level 308 genauer untersucht.

	N_{SR} [1]	E_{SR} [MWh]	P_{SR} [MW]	E_{SR}^* [MWh]	P_{SR}^* [MW]	Δu_{max} [%]	$\overline{\Delta u}_{max}$ [%]	Δf_{max} [Hz]	$\overline{\Delta f}_{max}$ [Hz]	kB_{max} [1]	\overline{kB} [1]
$\hat{\mu}$	297.03	2067.51	166.90	2720.97	198.49	8.89	6.15	0.73	0.11	162.48	31.43
Nr. 59	329	2286.63	166.81	2286.63	166.81	8.34	6.31	0.75	0.09	193	43.05

Tabelle 5.2.: Vergleich Pfad 59 mit berechneten Mittelwerten

Level 100: Auf Level 100 dieses Pfades, das in Abbildung 5.4 veranschaulicht wird, liegt die Anzahl an versorgten Leitungen und Transformatoren bei 38.46%, wobei außer dem Bereich 7 bereits alle Bereiche mit dem Netz verbunden sind. Außerdem sind zu diesem Zeitpunkt 39.47% der Generatoren, was einer Anzahl von 15 entspricht, mit dem Netz synchronisiert. Vergleicht man diese Werte mit denen vom Pfad mit minimaler Wiederherstellungsdauer, dann waren bei diesem Pfad zum selben Zeitpunkt 41.21% der Leitungen und Generatoren verbunden und bereits 18 Generatoren synchronisiert. Der Versorgungsgrad liegt bei diesem Pfad zu diesem Zeitpunkt schon bei 13.47%, während der Versorgungsgrad beim vorherigen

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

Pfad zum selben Zeitpunkt nur 8.26% betrug. Das bedeutet also, dass in diesem Fall während der ersten 99 Zuschaltungen ein größerer Anteil Lasten zugeschaltet wurde als beim vorherigen Pfad. Da aber bei geringerer synchronisierter Generatorleistung nur geringere Lasten zugeschaltet werden können, wirkt sich eine frühe Zuschaltung von Lasten verzögernd auf die Gesamtdauer aus. Außer dem Bereich 7 sind bereits alle Bereiche mit dem Netz verbunden, wobei der Bereich 2 erst eine Zuleitung besitzt, was insbesondere deshalb problematisch ist, weil in diesem Bereich bereits 10.78 MW an Lasten versorgt werden. Auch die Anzahl an kritischen Betriebsmitteln liegt mit 12 höher als beim vorherigen Pfad, wobei ebenso drei davon auf Kraftwerke und der Rest auf Leitungen entfällt. Allerdings entfallen jetzt schon vier dieser kritischen Elemente auf die Spannungserhaltung, was auf die bereits relativ hohe Anzahl an Lasten bei gleichzeitig noch eher geringer Vermaschung des Netzes zurückzuführen ist.

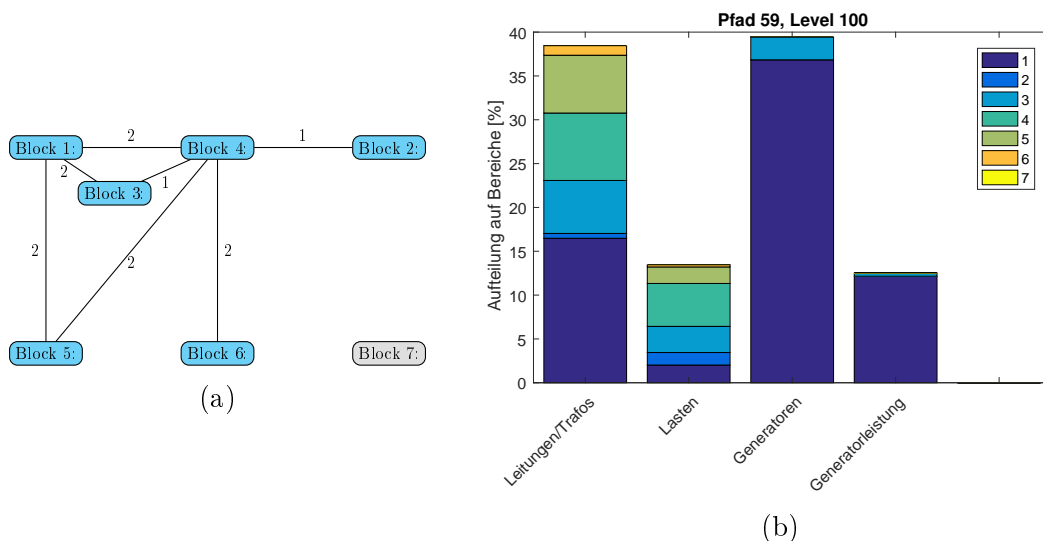


Abbildung 5.4.: Analyse von Pfad 59, Level 100 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Level 200: Der Zustand nach 199 Schalthandlungen ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Der auf Level 100 existierende Rückstand bei den verbundenen Leitungen und Transformatoren zum vorherigen Pfad wurde hier aufgeholt. Der letzte Block ist nun auch mit dem Netz verbunden und außer zwei Verbindungsleitungen sind alle Verbindungen zwischen den Blöcken aktiv. Bei den Generatoren sind um drei weniger synchronisiert als beim Simulationspfad mit minimaler Wiederherstellungsdauer in diesem Level. Im Gegensatz zum vorherigen Pfad ist jetzt

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

ein Generator im Netzgebiet 6 verbunden, was die Spannung in diesem Bereich stabilisieren sollte. Der Versorgungsgrad zu diesem Zeitpunkt ist, mit 28.47% um 11.26% geringer als beim Pfad mit minimaler Wiederherstellungsdauer. Deshalb ist die Anzahl kritischer Betriebsmittel mit 66 deutlich geringer als beim anderen Pfad, wo sie 112 betrug. Dabei führt der größte Teil der in diesem Fall 60 kritischen Leitungs-/Trafoausfälle zu einer Spannungsbandverletzung und fünf der sechs kritischen Generatorausfälle zu einer Frequenzbandverletzung.

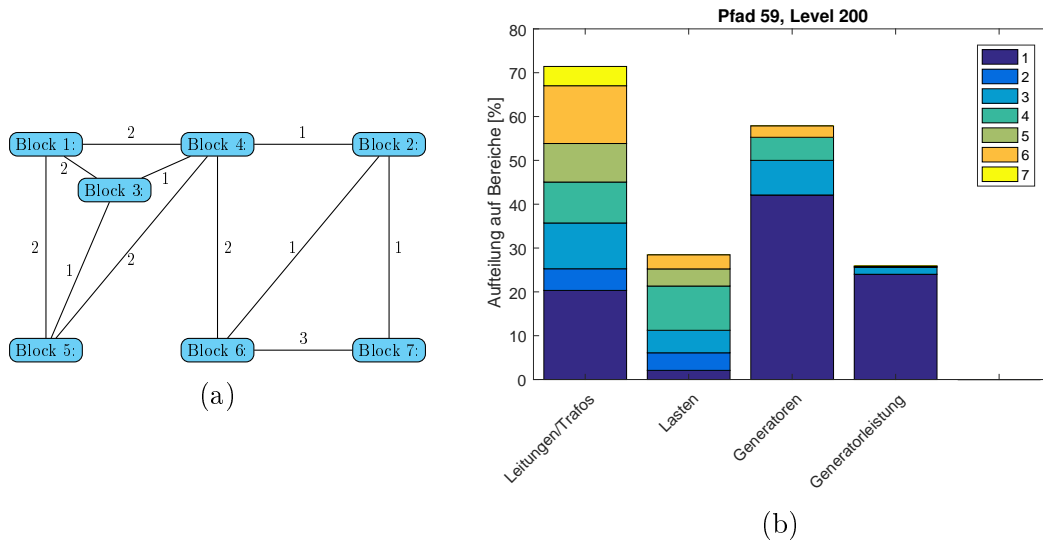


Abbildung 5.5.: Analyse von Pfad 59, Level 200 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Level 308: In Level 308 liegt die Anzahl an kritischen Betriebsmitteln bei 193. Die Verteilung der mit dem Netz verbundenen Betriebsmittel zu diesem Zeitpunkt ist in Abbildung 5.6 dargestellt. In dieser Verteilung ist ersichtlich, dass 80% der Generatorleistung im Netzbereich 1 erzeugt wird. Der Transport von dieser Wirkleistung quer durch das Netzgebiet zu den Verbrauchern in den Bereichen 4, 6 und 7 belastet das Netz. Die Spannungserhaltung wird dabei schwieriger. Von den 193 kritischen Betriebsmitteln verursachen 173 eine Verletzung des Spannungsbandes. Der Grund dafür liegt neben der hohen Netzauslastung darin, dass alle synchronisierten Kraftwerke in den Bereichen 4, 6 und 7 volle Blindleistung liefern, um die Spannung zu stabilisieren. Um diese Kraftwerke zu entlasten, müssen entweder weitere Kraftwerke in diesen Bereichen synchronisiert oder die Aufteilung der Erzeugung verändert werden.

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

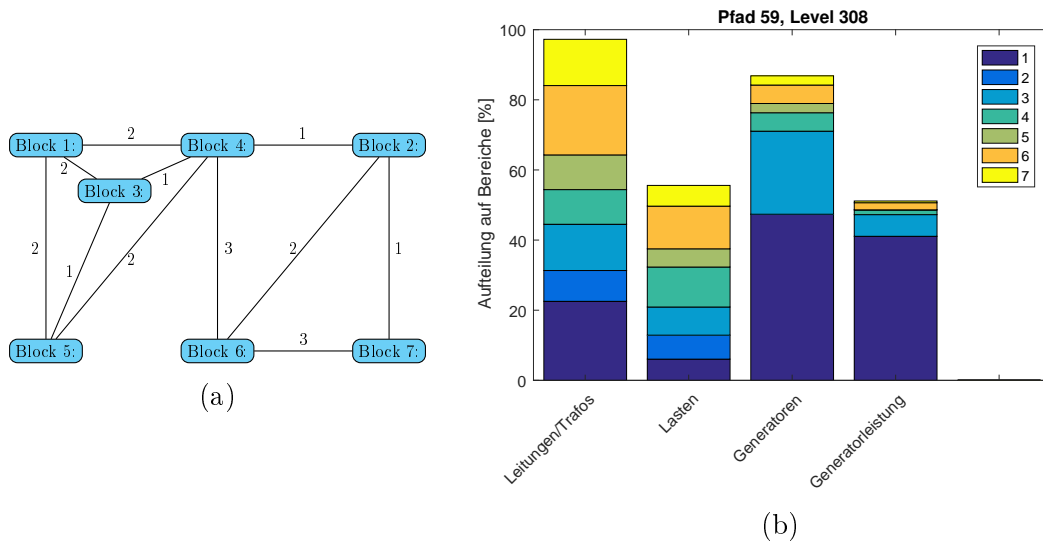


Abbildung 5.6.: Analyse von Pfad 59, Level 308 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Level 330: Der Wiederversorgungsgrad von 65% wird bei diesem Pfad erst nach 329 Schalthandlungen erreicht. Der Netzzustand bei diesem Level ist in Abbildung 5.7 dargestellt. Abgesehen von einem Transformator, der einen Lastknoten im Netzbereich 7 verbindet, sind alle Leitungen und Transformatoren mit dem Netz verbunden. Mit Ausnahme von einem Generator, der sich ebenfalls im Bereich 7 befindet, sind jetzt auch alle Generatoren mit dem Netz synchronisiert. Die Lasten sind auf alle Bereiche verteilt, wobei die meisten in den Bereichen 4 und 6 verbunden sind, was aufgrund der hohen Verbraucherdichte in diesen Bereichen (siehe Abbildung 3.5) auch durchaus Sinn macht. Da alle Generatoren im Leerlauf synchronisiert werden und erst bei einer darauffolgenden Lastzunahme beginnen Energie ins Netz einzuspeisen, werden Generatoren, die zu Beginn des Netzwiederaufbaus synchronisiert werden, stärker belastet als jene, die erst spät zugeschaltet werden. Deshalb wird in diesem Punkt 75.92% der benötigten Leistung von Kraftwerken aus dem Bereich 1 geliefert. Da sich im Bereich 1 die meisten Generatoren (53% der installierten Leistung) befinden, ist es normal, dass in diesem Bereich der Großteil der benötigten elektrischen Energie erzeugt wird. Diese 75.92% sind zwar kleiner als die 80% bei Level 308, aber sie sind immer noch ein sehr hoher Anteil, der wegen des notwendigen weiten Transportes das Netz belastet. Aufgrund der guten Vernetzung und der jetzt höheren Anzahl an synchronisierten Generatoren, insbesondere in den Bereichen 6 und 7, werden in diesem Punkt nur 29 Betriebsmittel als kritisch eingestuft. Dabei verursachen von den 8 als kritisch eingestuft

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

Generatoren 7 bei einem Ausfall eine Verletzung des Frequenzbandes und der letzte eine Überlastung einer oder mehrerer Leitungen und Transformatoren. Von den 21 Leitungen verursachen 9 beim Ausfall eine Verletzung des Frequenzbandes, wobei diese Betriebsmittel ausschließlich Transformatoren und Leitungen zu großen Generatoren sind. Kein Ausfall führt zu einer Spannungsbandverletzung, allerdings führen acht dieser Ausfälle zu Überlastungen anderer Betriebsmittel was auf die Ungleichverteilung der Generatorleistungen zurückzuführen ist. Die restlichen vier kritischen Betriebsmittel verursachen den Ausfall von zumindest einem Generator und einer Last gleichzeitig, was einen Zerfall des Netzes in mehrere Inseln bedeutet und hier als kritisch bewertet wird.

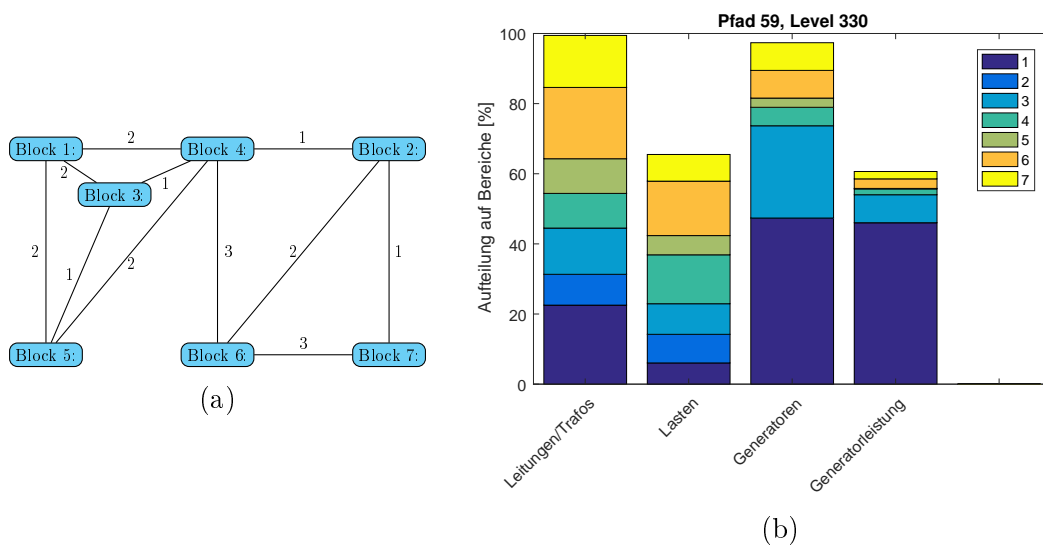


Abbildung 5.7.: Analyse von Pfad 59, Level 330 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

5.3. Analyse des Pfades mit minimaler Anzahl kritischer Betriebsmittel

Während in den meisten Pfaden die maximale Anzahl an kritischen Elementen mehr als 100 beträgt, gibt es auch drei Pfade, bei denen die maximale Anzahl kritischer Betriebsmittel bei unter 50 liegt. Wodurch eine solche im Vergleich zu den restlichen Wiederherstellungspfaden sehr hohe Betriebssicherheit zustande kommt, soll anhand eines dieser Pfade untersucht werden. Der Pfad mit der geringsten auftretenden Anzahl kritischer Elemente ist der Pfad Nummer 69, mit einer maximalen Anzahl kritischer Elemente von nur 38. Im Vergleich mit den allgemein

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

berechneten KPIs ist dieser Wiederherstellungspfad mit 288 Schalthandlungen bis zum 65%-Versorgungsgrad überdurchschnittlich schnell in der Netzwiederherstellung. Da die korrigierte gelieferte Energiemenge und Leistung aber leicht unter dem Durchschnitt liegt, ist davon auszugehen, dass der Großteil der Lastknoten sehr spät im Verlauf des Netzwiederaufbaus zugeschaltet wird. Das passt auch damit zusammen, dass die maximal auftretende Spannungsabweichung geringer als im Durchschnitt und die durchschnittliche maximale Frequenzabweichung geringfügig höher ist. Maximale und durchschnittliche Anzahl kritischer Betriebsmittel liegen weit unter dem durchschnittlichen Wert. Bei diesem Fall werden die Level 100, 200 und 289 untersucht.

	N_{SR} [1]	E_{SR} [MWh]	P_{SR} [MW]	E_{SR}^* [MWh]	P_{SR}^* [MW]	Δu_{max} [%]	$\overline{\Delta u}_{max}$ [%]	Δf_{max} [Hz]	$\overline{\Delta f}_{max}$ [Hz]	kB_{max} [1]	\overline{kB} [1]
$\bar{\mu}$	297.03	2067.51	166.90	2720.97	198.49	8.89	6.15	0.73	0.11	162.48	31.43
Nr. 69	288	1809.66	150.81	2647.69	193.14	7.34	5.63	0.74	0.12	38	14.27

Tabelle 5.3.: Vergleich Pfad 69 mit berechneten Mittelwerten

Level 100: Der erste zu untersuchende Netzzustand, das Level 100 dieses Pfades, ist in Abbildung 5.8 dargestellt.

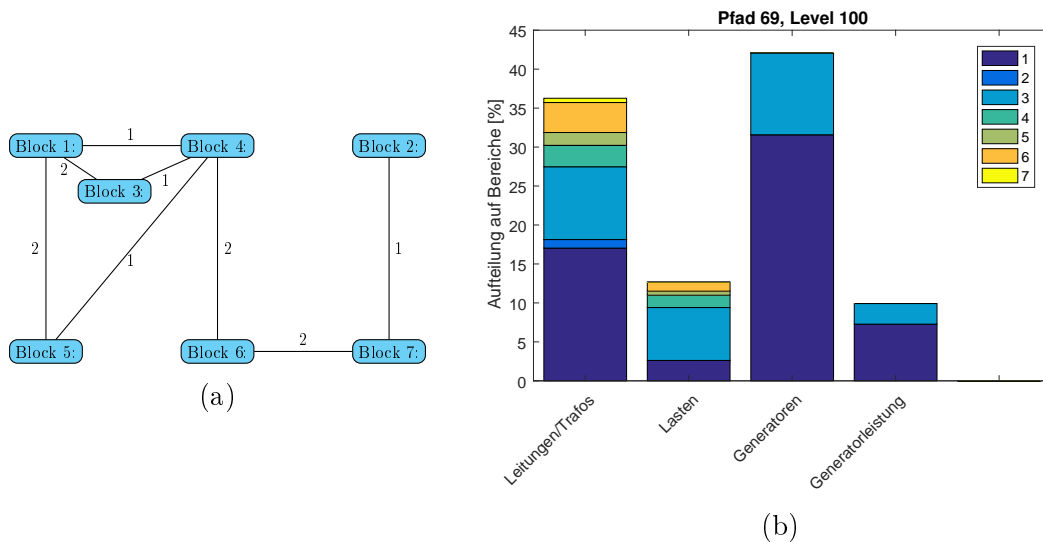


Abbildung 5.8.: Analyse von Pfad 69, Level 100 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Im Vergleich zu den anderen beiden Pfaden sind hier, trotz des geringen Anteils an verbundenen Leitungen und Generatoren von 36% innerhalb der Blöcke, be-

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

reits alle sieben Bereiche mit dem Netz verbunden. Außerdem sind, abgesehen vom Netzbereich 2, in dem noch keine Lasten versorgt werden, alle Bereiche mit mehr als einer Leitung mit den anderen Bereichen verbunden. Der Anteil bereits versorgter Lasten liegt bei 12.68%, was zwar weniger als bei dem Pfad mit der maximalen Wiederherstellungsdauer ist, aber eindeutig mehr als beim Pfad mit minimaler Wiederherstellungsdauer. Die Anzahl an kritischen Betriebsmittel liegt zu diesem Zeitpunkt bei 10, was zwischen den beiden anderen Pfaden liegt. Zu diesem Zeitpunkt ist die weitaus höhere Betriebssicherheit im Vergleich zu den anderen Pfaden noch nicht erkennbar.

Level 200: Aus der Verteilung der Betriebsmittel in Level 200, die in Abbildung 5.9 dargestellt ist, geht hervor, dass die Lasten bei diesem Wiederherstellungspfad gut auf die einzelnen Blöcke verteilt sind. Außerdem ist die Generatorleistung bei diesem Pfad schon besser verteilt als bei den vorherigen und es sind alle Leitungen zwischen den einzelnen Blöcken mit dem Netz verbunden. Die Anzahl kritischer Elemente in diesem Punkt beträgt 14, wobei zwölf davon aufgrund einer Frequenzbandverletzung und zwei wegen des Zerfalls des Netzes in Inseln als kritisch bewertet wurden.

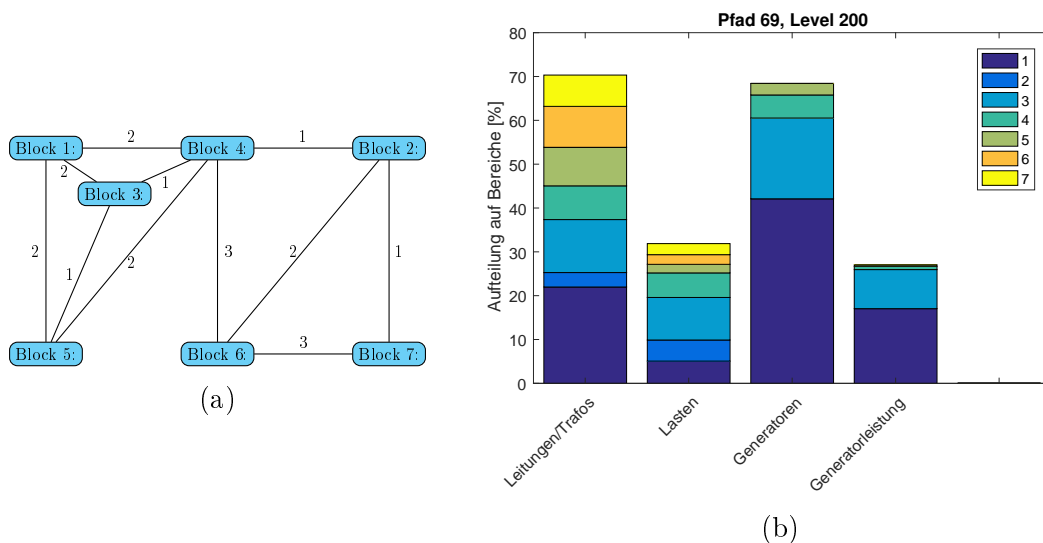


Abbildung 5.9.: Analyse von Pfad 69, Level 200 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Level 289: Beim letzten Zustand dieses Pfades sind, wie aus Abbildung 5.10 hervorgeht, 94.51% der Leitungen mit dem Netz verbunden. Von den 38 im Netz

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

vorhandenen Generatoren sind zu diesem Zeitpunkt 35 mit dem Netz synchronisiert. Die drei fehlenden sind einzelne Generatoren in den Bereichen 3, 6 und 7. Der Anteil der Generatorleistung aus dem Bereich 1 an der gesamten Generatorleistung beträgt hier 55%, was nahe an den 53% installierter Generatorgesamtleistung in diesem Bereich liegt. Für eine gleichmäßige Erzeugung nach der installierten Generatorleistung müssten die Bereiche 6 und 7 einen höheren Anteil an der bereitgestellten Gesamtleistung übernehmen. Da die Verhältnisse aber trotzdem sehr gut ausgewogen sind, beträgt die Anzahl kritischer Betriebsmittel in diesem Punkt nur 25. Von diesen 25 sind sieben Generatoren, wobei der Ausfall dieser ausnahmslos eine Verletzung des Frequenzbandes verursacht. Von den 18 Leitungen und Transformatoren verursachen zehn beim Ausfall auch einen Ausfall eines Generators und dadurch eine Frequenzbandverletzung. Die restlichen acht verteilen sich auf Überlastungen anderer Betriebsmittel und den Zerfall des Netzes in Inseln. Da die Last sehr gut auf die Generatoren verteilt ist, ist davon auszugehen, dass die meisten Generatoren, die zwischen dem Level 200 und dem Level 289 synchronisiert wurden, schon vor der Wiederversorgung der meisten Lastknoten mit dem Netz verbunden waren und deshalb und wegen des guten Vernetzungsgrades die Anzahl der kritischen Elemente während des gesamten Wiederherstellungspfadest sehr gering war.

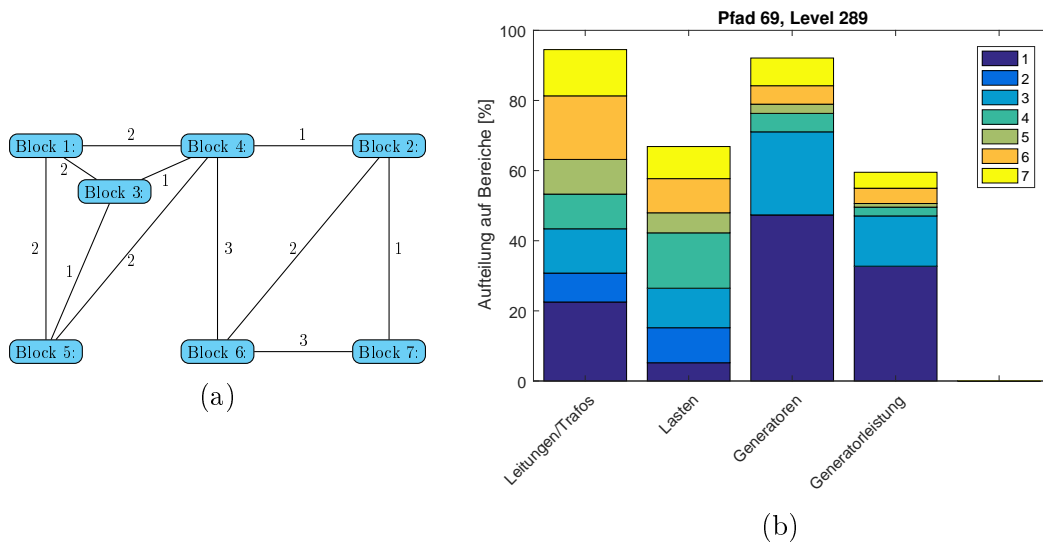


Abbildung 5.10.: Analyse von Pfad 69, Level 289 (a) Verbindungen zwischen Netzbereichen (b) Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

5.4. Analyse eines zufällig ausgewählten Pfades

Um nicht nur Pfade mit herausragenden Eigenschaften zu präsentieren, wird hier ein zufälliger Pfad diskutiert. Zu diesem Zweck wird der Pfad mit der Nummer 82 ausgewertet. Die KPIs dieses Pfades sind unauffällig. Die zeitliche Dauer liegt am oberen Ende des 95% Konfidenzintervalls der durchschnittlichen Gesamtzeit. Daraus resultiert, dass die korrigierte Energiemenge und Leistung leicht unterhalb des Vertrauensbereichs des Mittelwertes liegt. Die einzige größere Abweichung ist die Anzahl kritischer Elemente, die bei diesem Pfad deutlich über dem Mittelwert liegt, allerdings ist dieser Pfad nicht der mit der größten Anzahl kritischer Elemente. Neben den Level 100, 200, und 300 wird aufgrund der dort auftretenden hohen Anzahl kritischer Betriebsmittel auch das Level 285 untersucht.

	N_{SR} [1]	E_{SR} [MWh]	P_{SR} [MW]	E_{SR}^* [MWh]	P_{SR}^* [MW]	Δu_{max} [%]	$\overline{\Delta u}_{max}$ [%]	Δf_{max} [Hz]	$\overline{\Delta f}_{max}$ [Hz]	kB_{max} [1]	\overline{kB} [1]
$\hat{\mu}$	297.03	2067.51	166.90	2720.97	198.49	8.89	6.15	0.73	0.11	162.48	31.43
Nr. 82	299	2043.44	164.02	2656.63	193.80	8.97	6.16	0.70	0.10	189	34.58

Tabelle 5.4.: Vergleich Pfad 82 mit berechneten Mittelwerten

Level 100: Die Aufteilung der Betriebsmittel bei Level 100 ist in Abbildung 5.11 dargestellt.

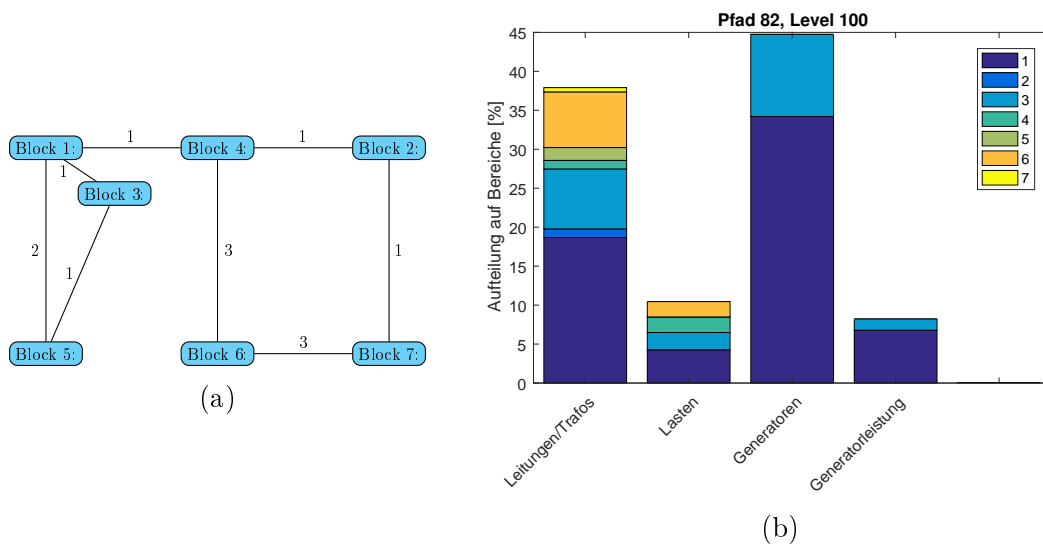


Abbildung 5.11.: Analyse von Pfad 82, Level 100 (a) Verbindungen zwischen Netzbereichen (b) Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

Zu diesem Zeitpunkt sind 37.91% der Leitungen und Transformatoren in den Blöcken mit dem Netz verbunden. Bei den Verbindungen zwischen den Blöcken existiert eine Besonderheit. Die Blöcke 2, 4, 6 und 7 sind untereinander gut vernetzt. Aber der Block 4 ist nur mit einer Leitung mit dem Block 1 verbunden. In diesem Betriebszustand stellt diese Leitung eine Schwachstelle dar, da bei einem Ausfall dieser Leitung die Blöcke 2, 4, 6 und 7 vom Netz getrennt werden. Daher ist diese Leitung als kritisches Betriebsmittel gelistet. Insgesamt gibt es zu diesem Zeitpunkt 14 kritische Betriebsmittel wobei beide Generatoren und vier der Leitungen bei einem Ausfall das Frequenzband verletzen. Vier Leitungen und ein Transformator führen bei Ausfall zu einer Spannungsbandverletzung und der Rest zu einem Zerfall in zwei Inseln.

Level 200: Bei Level 200 hat sich die Situation mit den Verbindungsleitungen entschärft. Die Aufteilungen sind in Abbildung 5.12 dargestellt. Es fehlen zu diesem Zeitpunkt noch 3 Verbindungsleitungen, wobei alle Bereiche mit mehr als einer Leitung mit den benachbarten Bereichen verbunden sind.

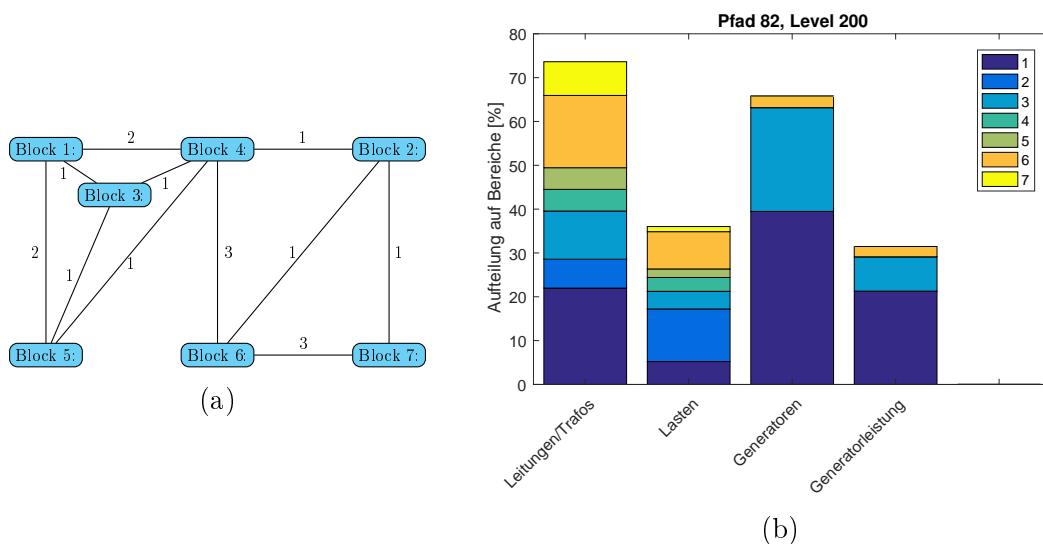


Abbildung 5.12.: Analyse von Pfad 82, Level 200 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

Die Lasten sind auch gut auf die einzelnen Bereiche verteilt. Bei den Generatoren sind zwar schon 25 der insgesamt 38 synchronisiert, aber außer einem im Netzbereich 6 liegen alle Generatoren in den Bereichen 1 und 3. Zu diesem Zeitpunkt stellt das noch kein Problem dar und die Anzahl kritischer Betriebsmittel ist mit 37 vergleichsweise gering. Diese 37 kritischen Betriebsmitteln setzen sich aus acht

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

Generatoren und 29 Leitungen zusammen. Während ein Ausfall der Generatoren wieder in fast allen Fällen eine Verletzung des zulässigen Frequenzbandes zur Folge hat, verteilen sich die Auswirkungen bei einem Leitungs-/Transformatorausfall in etwa zu gleichen Teilen auf Frequenz- und Spannungsbandverletzungen.

Level 285: Wie oben erwähnt treten im Level 285 die meisten kritischen Betriebsmittel auf. In Abbildung 5.13 ist die Begründung nicht eindeutig ersichtlich. Das Netz ist zu diesem Zeitpunkt gut vernetzt, die Lasten sind gleichmäßig auf alle Bereiche verteilt, es ist bereits ein hoher Anteil an Generatoren synchronisiert und die Generatorleistung ist auch verhältnismäßig gut auf die Bereiche verteilt. Dennoch liegt die Anzahl an kritischen Elementen zu diesem Zeitpunkt bei 189. Von diesen 189 kritischen Fällen werden 38 von ausfallenden Generatoren und 159 von ausfallenden Leitungen bzw. Transformatoren verursacht. Bei den Leitungen ist die Begründung in 143 Fällen eine Spannungsbandverletzung und auch bei den Generatoren ist das in 22 Fällen die Ursache. Grund für diese sehr hohe Anzahl ist, dass wegen der fehlenden Generatoren in den Bereichen 4 und 7 und wegen der hohen Anzahl an Lasten in den Bereichen 6 und 7 die schon synchronisierten Generatoren in den Bereichen 4, 6 und 7 das Maximum an ihnen möglicher Blindleistung zur Verfügung stellen. Da sie in diesem Fall die Fähigkeit zur Spannungsregelung an ihren Einspeiseknoten verlieren, kommt es bei vielen Ausfällen zu Spannungsbandverletzungen.

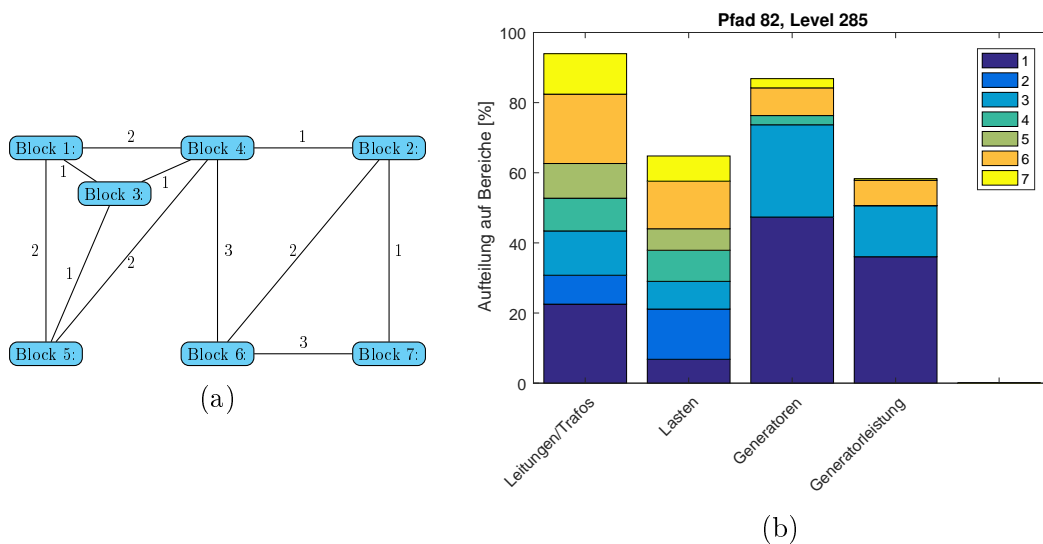


Abbildung 5.13.: Analyse von Pfad 82, Level 285 (a)Verbindungen zwischen Netzbereichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

Level 300: Beim Level 300 sind, wie in Abbildung 5.14 erkennbar ist, mehr Generatoren in den Bereichen 4 und 7 synchronisiert. Da diese neu synchronisierten Generatoren Blindleistung zur Verfügung stellen, hat sich die Situation von Level 285 weitgehend entspannt. Die Anzahl an kritischen Betriebsmitteln beträgt jetzt nur mehr 37, davon 10 Generatoren und 27 Leitungen/Trafos. Die Ursache für diese kritischen Bewertungen ist jetzt mehrheitlich eine mögliche Verletzung des Frequenzbandes.

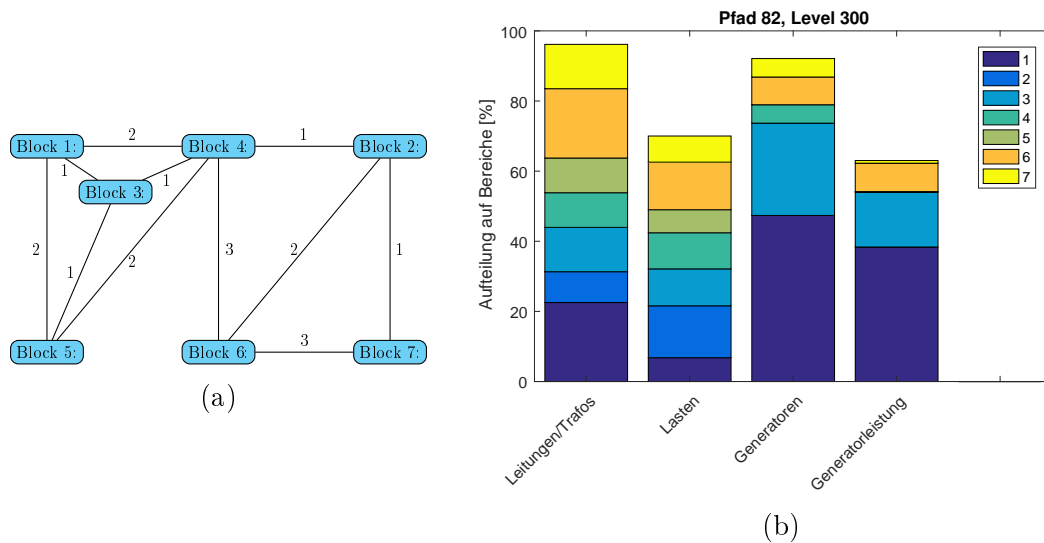


Abbildung 5.14.: Analyse von Pfad 82, Level 300 (a) Verbindungen zwischen Netzbereichen (b) Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche

5.5. Erkenntnisse aus Wiederherstellungspfaden

Bei der Betrachtung der Einzelpfade konnten einige Gemeinsamkeiten und mögliche Schwierigkeiten erkannt werden, die in diesem Abschnitt abschließend erläutert werden sollen.

Leitungs- und Transformatorzuschaltung Betrachtet man die vier diskutierten Pfade, dann fällt auf, dass bei keinem durch die zufällige Zuschaltung das Netz auf einen kleineren Teil des Gesamtgebiets beschränkt war. Spätestens bei Level 200 waren bei jedem dieser Pfade alle sieben Netzbereiche mit dem Netz verbunden. Außerdem waren zu diesem Zeitpunkt bereits alle Bereiche mit mehr als einer Leitung mit den benachbarten Bereichen verbunden. Der Wiederaufbau

5. Untersuchung einzelner Wiederherstellungspfade

der vermaschten Leitungsverbindungen innerhalb des Netzes scheint also auch bei zufälliger Zuschaltung gut zu funktionieren.

Lastzuschaltung Auch bei der Wiederversorgung der Lastknoten ist bei allen untersuchten Pfaden eine Aufteilung auf die Bereiche entsprechend der Gesamtverteilung aus Abbildung 3.4 zu beobachten. Zwar werden insbesondere in den ersten 100 Level hauptsächlich Lasten in den umliegenden Gebieten der ersten Kraftwerke wieder versorgt, spätestens ab Level 200 wo alle Bereiche mit dem Netz verbunden und gut vernetzt sind teilt sich die Last aber bis zu dem gewünschten Versorgungsgrad von 65% entsprechend ihrer räumlichen Verteilung auf.

Generatorzuschaltung Als problematisch ist bei allen dieser Pfade zu bewerten, dass während der ersten 99 Schaltheandlungen die Anzahl der Generatoren zwar mehr als verdoppelt wird, dabei aber fast ausschließlich Generatoren in den Bereichen 1 und 3 synchronisiert werden. Die Zuschaltung dieser Generatoren ist aufgrund der räumlichen Nähe zum schwarzstartfähigen Kraftwerk wahrscheinlicher als eine Synchronisation von Generatoren in anderen Bereichen. Im späteren Verlauf des Netzwiederaufbaus führt sie zu einer Ungleichverteilung der Erzeugung, die die Einhaltung der zulässigen Spannungsbänder erschwert und die Betriebssicherheit negativ beeinflusst. Diese Ungleichverteilung wird als Hauptgrund für die hohe Anzahl an kritischen Betriebsmitteln identifiziert.

6. Zusammenfassung

Die Motivation für diese Arbeit war die durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energieträger und die schrittweise Stilllegung fossiler Kraftwerke verursachte steigende Wahrscheinlichkeit einer Versorgungsunterbrechung. Durch diese Veränderungen ergeben sich für den Netzwiederaufbau Bedingungen, die von der aktuellen Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger abhängen. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, Wiederaufbauverfahren im Netz zu untersuchen und zu bewerten.

Mit einem Simulationstool wurden zur Bewertung des Verteilnetzes der Kärntner Netz GmbH 100 zufällige Wiederherstellungspfade erstellt und mit einem erweiterten Bewertungssystem bewertet. Dabei wurden Parameter eingeführt, um die Betriebssicherheit während des Netzwiederaufbaus bewerten zu können.

Mit den Bewertungsparametern aus den 100 simulierten Pfaden wurden als Referenzgrößen Normalverteilungen für die einzelnen Parameter ermittelt. Diese Referenzwerte wurden hinsichtlich ihrer Plausibilität untersucht und spezielle Einflussfaktoren auf diese Werte diskutiert. Die Referenzbereiche ermöglichen die Einteilung neu simulierter Pfade und ermöglichen eine Bewertung dieser.

Auftretende Korrelationen in den Bewertungsparametern wurden mit Streudiagrammen veranschaulicht und ermöglichen Zusammenhänge zwischen den einzelnen Parametern zu erkennen und zu begründen.

Abschließend wurden einige Einzelpfade mit den vorher definierten Referenzwerten eingeteilt und deren Aufbauverlauf anhand eines in Blöcke unterteilten Netzplanes visualisiert. Durch diese grafische Darstellung und die Untersuchung einzelner Simulationsparameter können auftretende Extremwerte begründet werden.

Durch den zufälligen Aufbau werden bei den meisten Pfaden wichtige Generatoren zu spät synchronisiert. Die Aufteilung der Lasten erfolgt ausschließlich über die Regelleistung der zum Zeitpunkt der Wiederversorgung synchronisierten Kraftwerke. Dadurch gibt es in vielen Fällen eine Ungleichverteilung der Erzeugung, die das Netz belastet und die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes erschwert. Bedingt durch die zu späte Synchronisation ist in den meisten Fällen die Blindleistungsreserve zu gering, um die Spannung im Falle des Ausfalls eines Betriebsmittels innerhalb des zulässigen Spannungsbandes zu halten.

Eine Verbesserung dieser Verhältnisse trat bei den simulierten Pfaden in zwei Fäl-

6. Zusammenfassung

len auf. Durch eine frühe Synchronisation vieler Kraftwerken in allen Bereichen während des Netzwiederaufbaus bei bestimmten zufälligen Pfaden konnte eine gute Aufteilung der Erzeugung auf die einzelnen Bereiche erreicht werden. Außerdem steht in diesem Fall während des Netzwiederaufbaus eine große Blindleistungsreserve zur Verfügung. Dadurch wird eine hohe Betriebssicherheit bei diesen Pfaden erreicht.

Eine Verbesserung der Betriebssicherheit konnte außerdem durch gezielte Aufteilung der Erzeugungsleistung während des Netzwiederaufbaus erreicht werden. Dazu wurde Generatorleistung in Bereichen, in denen ein großer Anteil an Verbrauchern ist, gezielt erhöht und in Bereichen mit geringer Verbraucherlast verringert. Durch die damit verbundenen geringeren Energieflüsse wurde das Netz entlastet. Dadurch konnte die Anzahl der Betriebsmittel, die bei einem Ausfall das zulässige Spannungsband verletzen, deutlich reduziert werden.

Das erstellte Bewertungssystem bietet die Möglichkeit, beliebige Netzwiederaufbaustrategien zu bewerten und die Ergebnisse mit dem zufällig simulierten Bottom-Up-Ansatz zu vergleichen.

Abbildungsverzeichnis

3.1. Prinzipieller Ablauf des Netzwiederaufbaus	8
3.2. Versorgte Lasten während Netzwiederaufbau von zwei verschiedenen Pfaden	12
3.3. Flussdiagramm zur Ermittlung kritischer Elemente	17
3.4. Aufteilung in Netzblöcke	19
3.5. Aufteilung der Betriebsmittel auf die einzelnen Netzbereiche	21
4.1. Streudiagramm mit Anzahl der Zuschaltungen einzelner Betriebsmittel über N_{SR}	29
4.2. Streudiagramm P_{SR} über T_{SR} mit Trendlinie der 100 simulierten Pfade	32
4.3. Streudiagramm P_{SR}^* über T_{SR} mit Trendlinie der 100 simulierten Pfade	32
4.4. Aufteilung der auftretenden Spannungsexima auf die verschiedenen Spannungsebenen	34
4.5. Spannungsexima und -minima der simulierten Wiederherstellungspfade auf 110KV-Ebene	34
4.6. Häufigkeit der Orte, in denen in den einzelnen Simulationen die maximale positive Spannungsabweichung auftritt	36
4.7. Häufigkeit der Orte, in denen in den einzelnen Simulationen die maximale negative Spannungsabweichung auftritt	36
4.8. Zeitliches Auftreten und Höhe der maximalen Spannungsabweichungen im 110KV-Netz	37
4.9. Verteilung der kritischen Elemente auf Betriebsmittel	39
4.10. Verteilung der kritischen Elemente auf verschiedene Ursachen	40
4.11. (a)Kritische Elemente und Generatoren am Netz (b)Änderung kritischer Betriebsmittel bei Änderung der Generatoranzahl am Netz	41
4.12. (a)Kritische Elemente und Leitungen/Transformatoren am Netz (b)Änderung kritischer Betriebsmittel bei Änderung der Leitungs-/Trafoanzahl am Netz	42
4.13. (a)Korrelation N_{SR} mit kB_{max} (b)Korrelation N_{SR} mit \overline{kB}	44
4.14. (a)Korrelation N_{SR} mit $\overline{\Delta u_{max}}$ (b)Korrelation N_{SR} mit $\overline{\Delta f_{max}}$	45

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

5.1. Analyse von Pfad 96, Level 100 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	47
5.2. Analyse von Pfad 96, Level 203 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	48
5.3. Analyse von Pfad 96, Level 267 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	49
5.4. Analyse von Pfad 59, Level 100 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	51
5.5. Analyse von Pfad 59, Level 200 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	52
5.6. Analyse von Pfad 59, Level 308 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	53
5.7. Analyse von Pfad 59, Level 330 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	54
5.8. Analyse von Pfad 69, Level 100 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	55
5.9. Analyse von Pfad 69, Level 200 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	56
5.10. Analyse von Pfad 69, Level 289 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	57
5.11. Analyse von Pfad 82, Level 100 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	58
5.12. Analyse von Pfad 82, Level 200 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	59
5.13. Analyse von Pfad 82, Level 285 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	60
5.14. Analyse von Pfad 82, Level 300 (a)Verbindungen zwischen Netzbe- reichen (b)Aufteilung Betriebsmittel auf einzelne Netzbereiche . . .	61
A.1. Histogramme einzelner KPIs Teil 1	70
A.2. Histogramme einzelner KPIs Teil 2	71
A.3. Histogramme einzelner KPIs Teil 3	72

Tabellenverzeichnis

3.1. KPIs der beiden in Abbildung 3.2 dargestellten Pfade	12
3.2. KPIs der zu bewertenden zufälligen Pfade	18
4.1. Ähnlichkeit der zufällig berechneten Lösungswege Teil 1	24
4.2. Ähnlichkeit der zufällig berechneten Lösungswege Teil 2	25
4.3. Ähnlichkeit der zufällig berechneten Lösungswege Teil 3	26
4.4. Referenzwerte der KPIs aus zufälligen Wiederherstellungspfaden mit Standardabweichungen	28
4.5. Referenzwerte von T_{SR} und N_{SR} mit 95 %-Konfidenzintervall	29
4.6. Referenzwerte von E_{SR} und P_{SR} mit 95 %-Konfidenzintervall	30
4.7. Referenzwerte von E_{SR}^* und P_{SR}^* mit 95 %-Konfidenzintervall	31
4.8. Referenzwerte von Δu_{max} und $\overline{\Delta u}_{max}$ mit 95 %-Konfidenzintervall	33
4.9. Referenzwerte von Δf_{max} und $\overline{\Delta f}_{max}$ mit 95 %-Konfidenzintervall	38
4.10. Referenzwerte von kB_{max} und \overline{kB} mit 95 %-Konfidenzintervall	39
5.1. Vergleich Pfad 96 mit berechneten Mittelwerten	46
5.2. Vergleich Pfad 59 mit berechneten Mittelwerten	50
5.3. Vergleich Pfad 69 mit berechneten Mittelwerten	55
5.4. Vergleich Pfad 82 mit berechneten Mittelwerten	58

Literaturverzeichnis

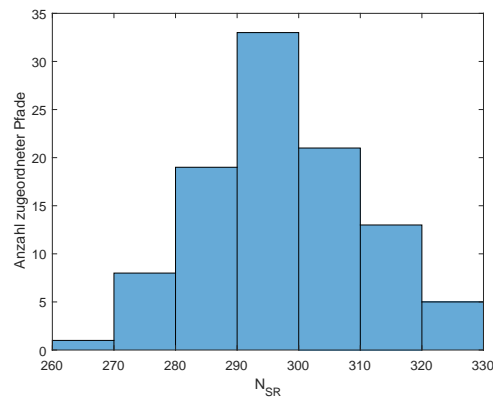
- [1] “Pariser Übereinkommen,” https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de, eingesehen am 13. September 2019.
- [2] B. für Nachhaltigkeit und Tourismus, “Mission2030,” Website, 2018, <https://mission2030.info/>, Eingesehen am 13. September 2019.
- [3] W. Gawlik, A. Kerdegarbakhsh, M. Pešek, and C. Alács, “Entwicklung des bedarfs an schneller regelleistung im europäischen verbundsystem,” *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 135, no. 8, pp. 507–513, Dec 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s00502-018-0674-8>
- [4] G. Brauner, “Die bedeutung kurzfristiger und langfristiger speichertechnologien in der energiewende,” *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 130, no. 6, pp. 148–152, Sep 2013. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s00502-013-0149-x>
- [5] R. Haas and A. Ajanovic, “Wirtschaftliche und energetische aspekte von langzeitspeichern,” *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 130, no. 6, pp. 169–176, Sep 2013. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s00502-013-0150-4>
- [6] ENTSO-E, “Policy 5: Emergency operations,” Website, 2017, <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>, Eingesehen am 22. Oktober 2019.
- [7] E-Control, “Technische und organisatorische regeln für betreiber und benutzer von netzen,” Website, 2008, <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor>, Eingesehen am 27. August 2019.
- [8] Y. Guo and E. Torabi-Makhos, “Review on network restoration strategies as a part of the restoregrid4res project,” in *Symposium Energieinnovation*, vol. 15, 2018.
- [9] E. Torabi, W. Gawlik, R. Schmaranz, E. Traxler, R. Krebs, P. Hinkel, W. H. Wellßow, and M. Ostermann, “Impact of renewable and distributed generation on grid restoration strategies,” 2019.

LITERATURVERZEICHNIS

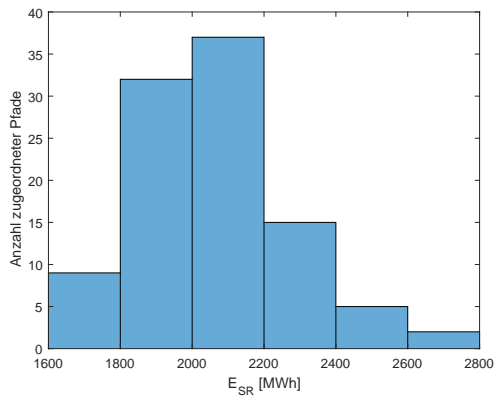
- [10] E. Torabi, Y. Guo, G. Rosa-Weber, B. Cox, M. Moser, and W. Gawlik, "An approach for fast, secure and reliable network restoration after blackouts," eingereicht im September 2019.
- [11] R. Waldi, *Statistische Datenanalyse*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [12] P. Kundur, *Power system stability and control*, ser. The EPRI power system engineering series. New York, NY [u.a.]: McGraw-Hill, 1994.

A. Anhang

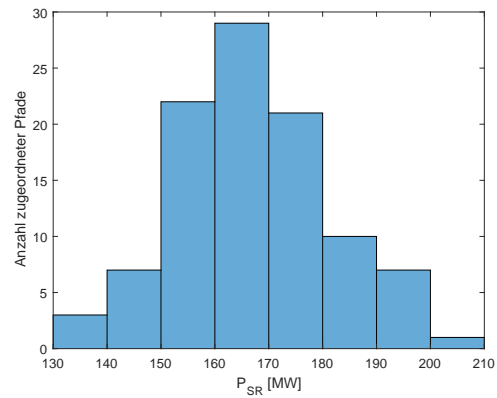
A.1. Histogramme der einzelnen KPIs



(a) Histogramm N_{SR}



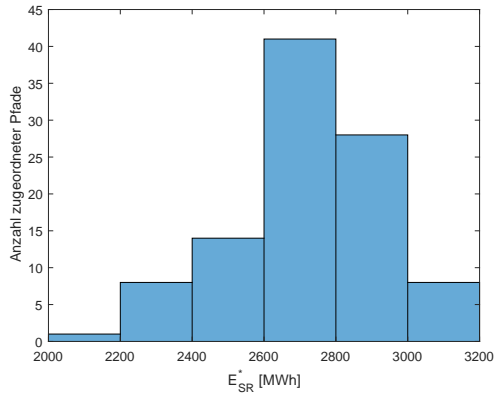
(b) Histogramm E_{SR}



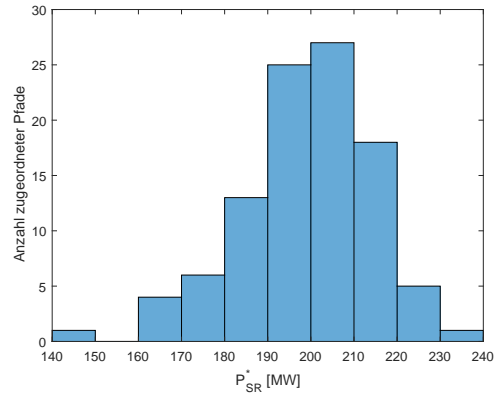
(c) Histogramm P_{SR}

Abbildung A.1.: Histogramme einzelner KPIs Teil 1

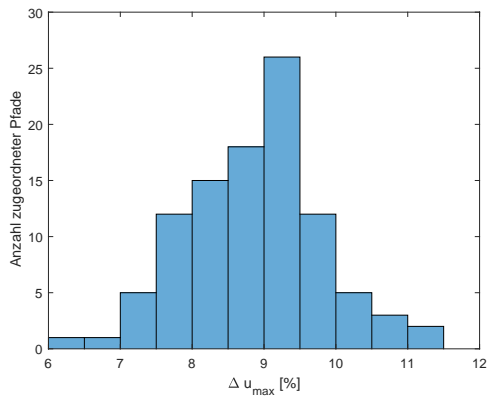
A. Anhang



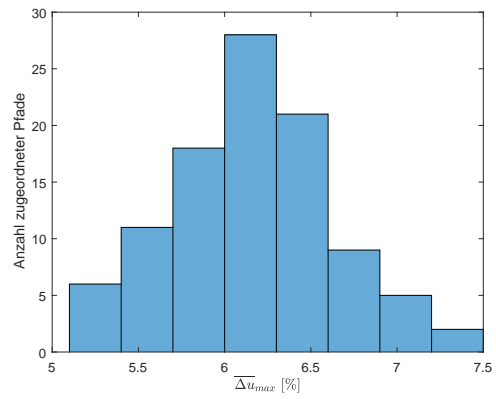
(a) Histogramm E_{SR}^*



(b) Histogramm P_{SR}^*



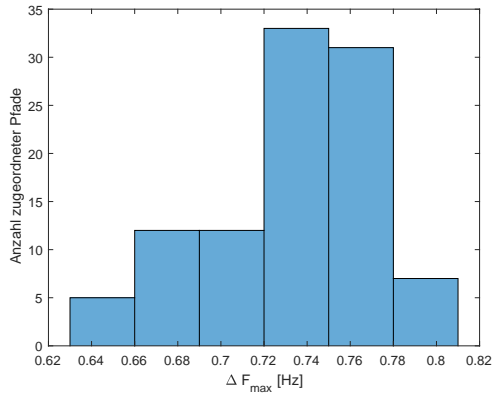
(c) Histogramm Δu_{max}



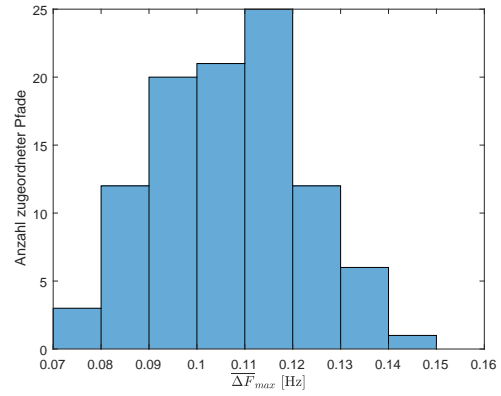
(d) Histogramm $\overline{\Delta u_{max}}$

Abbildung A.2.: Histogramme einzelner KPIs Teil 2

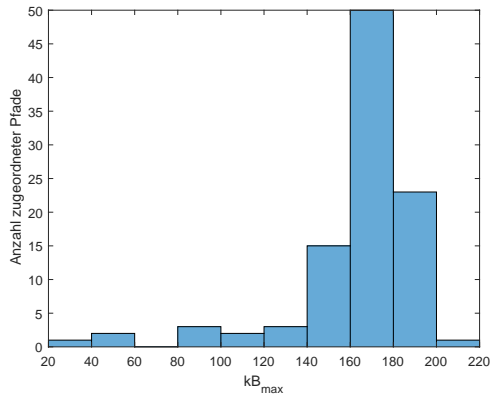
A. Anhang



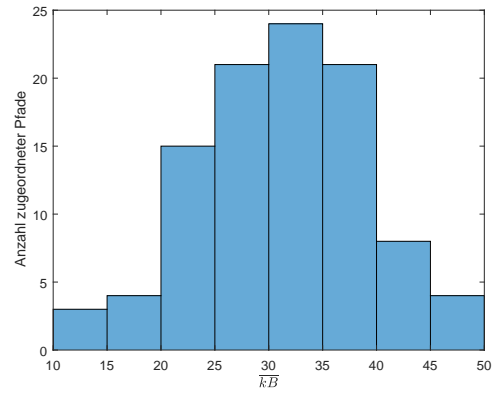
(a) Histogramm ΔF_{max}



(b) Histogramm $\overline{\Delta F_{max}}$



(c) Histogramm kB_{max}



(d) Histogramm \overline{kB}

Abbildung A.3.: Histogramme einzelner KPIs Teil 3

Eigenständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Moser Markus

Wien, am 11. November 2019

Unterschrift