

Auswirkungen von Smart-Grid-Technologien auf die Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen

Von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Kristof Kamps, M. Sc.

aus Bocholt

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

Tag der mündlichen Prüfung: 16. Juli 2021

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20211125-101423-9

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20211125-101423-9>]

DOI: 10.25926/kgrc-f552

[<https://doi.org/10.25926/kgrc-f552>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Ich möchte mich bei allen Personen bedanken, die sowohl inhaltlich als auch mental unterstützend zum Gelingen meines Promotionsvorhabens beigetragen haben.

Mein besonderer Dank gilt meiner Frau Anna Kamps für die aufgebrachte Geduld und für ihre aufbauenden und zuversichtlichen Worte, die mir insbesondere in der stressigen Zeit zum Ende des Promotionsvorhabens die notwendige Kraft gegeben haben. Ganz herzlich möchte ich mich auch bei meinen Eltern und meiner Familie bedanken, die mich bei meinem schulischen und beruflichen Werdegang unterstützt haben und mir stets mit Rat und Tat zur Seite standen.

Ein großer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, der mir die Möglichkeit zur Promotion gegeben hat und mit viel Interesse und Engagement das Promotionsvorhaben begleitet hat. Dieses umfasst sowohl die intensive und geduldige Auseinandersetzung mit den Modellen und Ergebnissen als auch das stetige Vertrauen in die weiteren Arbeiten und das Ermöglichen von Freiräumen. Ebenso möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts für die freundliche und schnelle Übernahme des Korreferats und das Interesse an meiner Arbeit bedanken.

Dem gesamten Kollegium danke ich für viele interessante Gespräche sowohl in Bezug auf die Arbeit als auch zu einer Vielzahl von Themen abseits des Lehrstuhlgeschehens. Besonders möchte ich mich bei der Forschungsgruppe Netzstrukturen und Netzplanung für die gute Zusammenarbeit und das kollegiale Miteinander bedanken. Abschließend möchte ich mich bei allen beteiligten Kollegen der Siemens PTI für die gute Zusammenarbeit und den erfolgreichen Abschluss unseres gemeinsamen Forschungsprojekts bedanken.

Wuppertal, im April 2021

Kristof Kamps

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
1.1	Anforderungen an zukünftige Mittel- und Niederspannungsnetze.....	1
1.2	Nachbildung von Smart-Grid-Technologien für Zuverlässigkeitsberechnungen - Stand der Wissenschaft und Forschung.....	3
1.3	Zielsetzung und Aufbau der Arbeit	7
2	Grundlagen der Netzausbauplanung	9
2.1	Betrachtete Netztopologien in der Mittel- und Niederspannungsebene	10
2.2	Entwicklung der Versorgungsaufgabe	12
2.3	Ermittlung des Netzausbaubedarfs	15
2.4	Konventionelle Netzausbauplanung	21
2.5	Netzausbauplanung unter Einsatz von Smart-Grid-Technologien	22
3	Grundlagen der Zuverlässigkeitsberechnung	25
3.1	Rechtlicher und regulatorischer Rahmen	25
3.2	Entwicklung der Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen.....	27
3.3	Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse	29
4	Modellbildung von Smart-Grid-Technologien.....	45
4.1	Zustandsmodell zur Nachbildung von Smart-Grid-Technologien	45
4.2	Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformator	46
4.3	Regelbarer Ortsnetztransformator	53
4.4	Einzelstrangregler.....	59
4.5	Dezentrales Netzautomatisierungssystem	66
5	Erweiterter Programmablauf zur Zuverlässigkeitsberechnung	85
5.1	Übersicht des erweiterten Programmablaufs.....	85
5.2	Erweiterte und genutzte Verfahrensschritte	87
6	Zuverlässigkeitsberechnungen realer Mittel- und Niederspannungsnetze.....	99
6.1	Allgemeine Vorgehensweise und Eingangsdaten	99
6.2	Parametervariation.....	101

6.3	Zuverlässigkeitsvergleich der Smart-Grid-Technologien	103
6.4	Suburbanes Mittelspannungsnetz	106
6.5	Suburbanes Niederspannungsnetz	121
6.6	Vergleichende Bewertung untersuchter Netzvarianten	133
7	Grundsätze zu den Auswirkungen von Smart-Grid-Technologien auf die Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen	137
8	Übertragung der Modelle auf Fragestellungen des Übertragungsnetzes	141
8.1	Präventiver und kurativer Ansatz zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums	142
8.2	Modellbildung von ausgewählten Systemautomatiken	150
8.3	Risikoanalyse.....	153
8.4	Fazit.....	159
9	Reflexion der Methode	161
10	Zusammenfassung und Ausblick.....	163
11	Verzeichnisse	167
11.1	Literaturverzeichnis.....	167
11.2	Veröffentlichungen des Verfassers.....	183
11.3	Abkürzungen	185
11.4	Formelzeichen, Symbole, Indizes.....	187
12	Anhang.....	195
12.1	Berechnungsformeln für die Zuverlässigkeitskenngrößen	195
12.2	Berechnungsformeln für das 3-Zustandsmodell.....	208
12.3	Ökonomische Parameter.....	209
12.4	Zuverlässigkeitskenndaten	212
12.5	Ergänzende Abbildungen	221
12.6	Netzgrafiken Mittelspannungsnetz	227
12.7	Netzgrafiken Niederspannungsnetz.....	234

1 Einführung

Mit dem im Jahr 2016 in Kraft getretenen Pariser Klimaschutzabkommen wurde erstmals eine rechtsverbindliche Begrenzung zum Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf höchstens 2 Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius gegenüber der vorindustriellen Zeit beschlossen, um den Folgen des Klimawandels entgegenzuwirken [1]. In Deutschland kommt bei der Umsetzung dieses Ziels der Reduzierung von energiebedingten Emissionen eine entscheidende Bedeutung zu, da dieser Sektor mit einem Anteil von ca. 85 % zu den gesamten in Deutschland emittierten Treibhausgasemissionen beiträgt [2, S. 70]. Um eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in diesem Sektor zu erreichen, werden auf der Angebotsseite zunehmend fossil betriebene Kraftwerke durch Erneuerbare Energien (EE) ersetzt. Durch den geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung Deutschlands bis zum Jahr 2038 wird dieses Ziel weiter manifestiert [3]. Auf der Nachfrageseite soll eine Reduktion der Treibhausgasemissionen, neben der Ausnutzung von vorhandenen Effizienzpotenzialen, vor allem durch die Substitution fossiler Brennstoffe durch CO₂-neutrale Technologien in den Bereichen Verkehr und Wärme erfolgen. Hierzu zählt insbesondere ein hoher Anteil elektrisch angetriebener Fahrzeuge, bei denen der Energiebedarf durch EE gedeckt werden soll [4, S. 29]. Diese Veränderungen erfordern einen deutlichen Umbau des bisherigen deutschen Energieversorgungssystems.

1.1 Anforderungen an zukünftige Mittel- und Niederspannungsnetze

Mittelspannungsnetze (MS-Netze) und Niederspannungsnetze (NS-Netze) der elektrischen Energieversorgung sind von dem zuvor beschriebenen Wandel des Energieversorgungssystems in besonderer Weise betroffen. Einerseits werden dezentrale Energiewandlungsanlagen (DEA) zum Großteil in diesen Netzen angeschlossen. So beträgt der Anteil der nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Anlagen in MS-Netzen und NS-Netzen, bezogen auf die installierte Leistung aller nach dem EEG geförderten Anlagen, derzeit ca. 75 % [5]. Andererseits werden Ladepunkte (LP) für elektro-Personenkraftwagen (ePkw) und Wärmepumpen ebenfalls primär in MS- und NS-Netzen angeschlossen [6, S. 31ff.], [7, S. 2], [8, S. 15].

Dieser beschriebene Wandel führt dazu, dass MS- und NS-Netze zunehmend an ihre technisch zulässigen Grenzen kommen oder diese gar überschritten werden. Dazu zählen im Besonderen Vorgaben zur Einhaltung der thermischen Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln und zur Spannungshaltung. Als Konsequenz ist es erforderlich, die betroffenen Netze bedarfsgerecht zu ertüchtigen. Dabei ist sicherzustellen, dass der Netzausbau sowohl möglichst kostengünstig erfolgt, als auch ein ausreichendes Zuverlässigkeitsniveau erreicht wird [9, S. 8].

Um den Forderungen nach einem möglichst kostengünstigen Netzausbau gerecht zu werden, stehen Netzbetreibern eine Vielzahl unterschiedlicher Lösungsoptionen zur Verfügung. Diese lassen sich im Wesentlichen in konventionelle und innovative Maßnahmen unterteilen. Konventionelle Maßnahmen umfassen den ausschließlichen Einsatz primärtechnischer Betriebsmittel, darunter der Austausch und die Verstärkung des Netzes mit Leitungen und zusätzlichen oder leistungsstärkeren Ortsnetztransformatoren (ONT). Dieses bildet in den MS- und insbesondere in den NS-Netzen die derzeit vorherrschende Praxis ab [10, S. 236].

Wesentlicher Bestandteil innovativer Maßnahmen stellt der Einsatz von Smart-Grid-Technologien (SGT) dar. Unter dem Begriff *Smart Grid* wird im Rahmen dieser Arbeit auf die nachfolgende Definition der Bundesnetzagentur zurückgegriffen:

„Das konventionelle Elektrizitätsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT Komponenten aufgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet „smart“, dass Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, so dass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann.“ [11, S. 11].

Diese Definition stellt einen weit gefassten Begriff dar; so sind Übergänge zwischen einem konventionellen Stromnetz und einem *Smart Grid* fließend. Im Rahmen dieser Arbeit werden unter dem Terminus SGT Betriebsmittel zusammengefasst, die auf Basis des ermittelten Netzzustandes eine Beeinflussung (Verbesserung) des Netzzustandes durch aktive Eingriffe in den Netzbetrieb ermöglichen. Somit liefern diese Technologien einen wesentlichen Beitrag bei dem Umbau bestehender (konventioneller) Netze hin zu einem *Smart Grid*. Folgende Betriebsmittel werden unter dem Begriff SGT eingeordnet und in der vorliegenden Arbeit näher betrachtet:

- unter Last regelbare Hochspannungs-/Mittelspannungs- (HS/MS) Transformatoren¹,
- regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT),
- Einzelstrangregler (ESR),
- dezentrale Netzautomatisierungssysteme (DNA-Systeme).

Diese SGT zeichnen sich dadurch aus, dass sich diese entweder wie im Fall des HS/MS-Transformators, bereits etabliert haben oder andernfalls eine hohe Marktreife besitzen [10, S. 236ff.], [12, S. 108f.], [13, S. 95], [14, S. 79]. Unter dem Einsatz von SGT wird nachfolgend sowohl der ergänzende Einsatz von SGT als auch die optimierte Betriebsweise bestehender SGT verstanden (vgl. Abschnitt 4.2).

¹ Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird unter dem Begriff HS/MS-Transformator stets von einem unter Last regelbaren HS/MS-Transformator ausgegangen.

Als Kernergebnis vergangener Untersuchungen konnte nachgewiesen werden, dass sich die Netzausbaukosten (NAK) in MS- und NS-Netzen unter Einsatz von SGT erheblich reduzieren lassen. Konkret ist in den vorwiegenden Fällen eine Kostenersparnis im Bereich zwischen 40 % und 84 % möglich [6, S. 68], [15, S. 10], [16, S. 101ff.]. Durch den steigenden Netzausbaubedarf einerseits und andererseits der Notwendigkeit, einen möglichst kostengünstigen Netzausbau zu realisieren, ist daher davon auszugehen, dass die Bedeutung von SGT in den nächsten Jahren weiter zunehmen wird.

Allerdings ist bei einem Einsatz von SGT, neben einer Beeinflussung des Netzzustandes in fehlerfreien Netzzuständen, auch eine Beeinflussung in fehlerbedingten Netzzuständen zu erwarten. Bislang können SGT jedoch nicht oder nur unzureichend in bestehenden Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung berücksichtigt werden. Daher lassen sich derzeit keine genauen Aussagen zu den Auswirkungen von SGT auf die Zuverlässigkeit von zukünftigen MS- und NS-Netzen treffen. Aus diesem Grund rücken neue Modelle und Verfahren zur realitätsgerechten Nachbildung von SGT vermehrt in den Fokus aktueller Untersuchungen.

1.2 Nachbildung von Smart-Grid-Technologien für Zuverlässigkeitsberechnungen - Stand der Wissenschaft und Forschung

In Deutschland wurden rechengestützte Programme zur Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme mit Beginn der 1980er-Jahre entwickelt [17]–[20]. Seitdem fand eine kontinuierliche Weiterentwicklung statt, bei der neue Modelle und Verfahren in den bestehenden Programmablauf integriert wurden (bspw. in [21]–[26]). Allerdings stellt die Nachbildung von SGT keinen Fokus dieser Untersuchungen dar, da die Notwendigkeit einer detaillierten Nachbildung aufgrund einer bislang sehr begrenzten Anzahl dieser Technologien in MS- und NS-Netzen nicht gegeben war.

Ein Schwerpunkt aktueller Untersuchungen stellt die Nachbildung von Netzautomatisierungssystemen bzw. die damit einhergehende Notwendigkeit zur Nachbildung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) dar. Dieses liegt darin begründet, dass sich sehr vielseitige Anwendungen mit zudem großen Effekten auf Netznutzer ergeben können. Neben der Überwachung des Netzzustandes zählen insbesondere die Nachbildung eines Einspeise- und Lastmanagements sowie automatisierte Schaltmaßnahmen zu den häufig berücksichtigten Anwendungen eines Netzautomatisierungssystems. Nachfolgend wird ein Auszug unterschiedlicher Studien mit hoher Relevanz im Kontext dieser Arbeit gegeben.

In [27]–[29] wird ein Netzautomatisierungssystem zur Umsetzung eines Einspeisemanagements in Verteilungsnetzen betrachtet. Sowohl das elektrische Energieversorgungssystem als auch das IKT-System (Kleinfernwerkssysteme, Kommunikationsverbindungen etc.) werden explizit nachgebildet. Die Zuverlässigkeitsberechnungen erfolgen auf Basis von Monte-Carlo-Simulationen mit dem Ziel, die Auswirkungen eines Einspeisemanagements auf die Zuverlässigkeitskenngrößen von DEA quantitativ bewerten zu können. Darauf aufbauend wird in [28], [29] ein wetterbedingter Einfluss auf die Zuverlässigkeit von Funkverbindungen (WiMAX²) mit in die Berechnungen einbezogen.

In [30] werden die Auswirkungen eines Netzautomatisierungssystems zur Behebung von Netzengpässen in fehlerbedingten Netzzuständen betrachtet. Es handelt sich somit um eine Umsetzung von kurativen Maßnahmen. Fehler im elektrischen Energieversorgungssystem und im IKT-System werden im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation generiert und hinsichtlich der damit verbundenen Auswirkungen auf Lasten analysiert. Die Verfügbarkeit von WiMAX wird in Abhängigkeit von Wetterbedingungen durch ein 3-Zustandsmodell (sonnig, bewölkt, regnerisch) berücksichtigt.

In den Arbeiten von [31] werden umfangreiche Modelle und Verfahren zur Berücksichtigung von IKT-Systemen in MS- und NS-Netzen vorgestellt. Unterschieden wird zwischen IKT-System und elektrischem Energieversorgungssystem. Mithilfe des IKT-Systems erfolgt eine detaillierte Nachbildung von Datenverarbeitungsobjekten und Kommunikationsverbindungen sowie unterschiedlichen IKT-Topologien. Das IKT-System wird im Wesentlichen durch drei Zustände beschrieben: der Zustand *voll funktionsfähig* beschreibt den ordnungsgemäßen Betrieb eines IKT-Systems. Der Zustand *Netzwerkfehler* umfasst einen eingeschränkten Betrieb, bei dem nicht mehr sämtliche Maßnahmen umgesetzt werden können. Der dritte Zustand *Funktionsfehler* berücksichtigt ein nicht mehr ordnungsgemäß arbeitendes IKT-System. Die nachgebildeten und untersuchten Smart-Grid-Anwendungen umfassen im Wesentlichen fernbediente Schaltmaßnahmen, eine Ansteuerung von unter Last regelbaren Transformatoren sowie ein Einspeise- und Lastmanagement. Zudem wird ein Verfahren zur Ermittlung von repräsentativen Typwochen genutzt, um Zeitabhängigkeiten von Lasten und DEA zu berücksichtigen und somit realitätsgerechte Untersuchungen zu ermöglichen.

² Worldwide Interoperability for Microwave Access

Die entwickelten Modelle und Verfahrensschritte werden in einen bestehenden Programmablauf eines analytischen Verfahrens zur Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme implementiert. Dadurch ist es möglich, die Interaktionen zwischen IKT- und elektrischem Energieversorgungssystem geeignet zu untersuchen und die Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit von Lasten und DEA in MS- und NS-Netzen quantitativ zu bewerten. Neben den berücksichtigten Zuständen innerhalb des IKT-Systems, stellt die umfassende Nachbildung des Versagens von weiteren SGT (bspw. rONT oder ESR) hingegen keinen Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit dar.

Neben Netzautomatisierungssystemen, stellt auch die Nachbildung von HS/MS-Transformatoren, rONT und ESR einen wesentlichen Bestandteil der vorliegenden Arbeit dar. Bislang können diese mithilfe des bestehenden 2-Zustandsmodells (*Betrieb/Ausgefallen*) nachgebildet werden [20, S. 34]. Auf Basis wissenschaftlicher Untersuchungen und Herstellerangaben lässt sich jedoch darauf schließen, dass nicht sämtliche interne Fehler zu einer (sofortigen) Außerbetriebnahme dieser Betriebsmittel führen und stattdessen auch eingeschränkte Betriebszustände möglich sind [32]–[34].

In [35] wird ein probabilistisch relationales Modell zur Zuverlässigkeitsanalyse von automatisierten Umspannwerken betrachtet. Exemplarisch wird das Modell auf einen unter Last regelbaren Transformator angewendet. Im Fokus dieser Untersuchungen steht die detaillierte Nachbildung der Spannungsregelung. Neben dem Transformator selbst werden ein Motorantrieb, Sensoren und eine Recheneinheit (Hardware/Software) als notwendige Komponenten zur Spannungsregelung berücksichtigt. Zudem wird beschrieben, dass die Auswirkungen einer ausbleibenden Spannungsregelung (aufgrund interner Fehler) einer genaueren Analyse bedürfen, bei der unterschiedliche Netznutzungssituationen betrachtet werden müssen. Allerdings eignet sich dieses Modell aufgrund seiner hohen Komplexität nicht für Zuverlässigkeitsberechnungen von großen elektrischen Energieversorgungssystemen. Stattdessen wird vorgeschlagen, für diesen Zweck eine vereinfachte Nachbildung mit Fehlerbaumanalysen oder Zustandsblockschaltbildern durchzuführen.

In [36] wird ein Leistungstransformator mithilfe von Zustandsblockschaltbildern detailliert nachgebildet. Da der Fokus dieser Arbeit auf der Ermittlung von Verteilungsfunktionen liegt, werden die Auswirkungen möglicher auftretender Fehler vorwiegend nur qualitativ beschrieben. Eine Nachbildung des Leistungstransformators für Zuverlässigkeitsberechnungen elektrischer Energieversorgungssysteme erfolgt hingegen nicht.

Der ESR unterscheidet sich deutlich im Aufbau und hinsichtlich seines Verhaltens im Fehlerfall von dem eines rONT oder HS/MS-Transformators. Zwar wird der genaue Aufbau in vielen wissenschaftlichen Untersuchungen bereits ausführlich beschrieben (bspw. in [37]–[39]), allerdings wird das Verhalten des ESR bei internen Fehlern oder bei Fehlern innerhalb des elektrischen Energieversorgungssystems nur qualitativ beschrieben. Es mangelt daher an Modellen, mit denen der ESR realitätsgerecht in Zuverlässigkeitsberechnungen berücksichtigt werden kann.

Abschließend lässt sich festhalten, dass SGT derzeit nur unzureichend nachgebildet sind. Einerseits kann dadurch die Zuverlässigkeit von SGT nicht umfassend ermittelt werden und bspw. mit denen von konventionellen Betriebsmitteln verglichen werden. Zum anderen können die Auswirkungen von SGT auf die Zuverlässigkeitskenngrößen von Lasten und DEA nicht detailliert bewertet werden. Diese Aspekte sind aber von zentraler Bedeutung um, ergänzend zu den entstehenden NAK, eine fundierte Entscheidungsfindung im Rahmen einer Netzausbau-planung zu ermöglichen.

Neben den aufgeführten SGT mit Eignung in MS- und NS-Netzen rückt die Bedeutung weiterer SGT für HS- und Höchstspannungsnetze (HöS-Netze) zunehmend in den Fokus aktueller Untersuchungen. Ein derzeit vielfach diskutierter Ansatz besteht in dem kurativen Einsatz von Systemautomatiken zur Wahrung des (n-1)-Kriteriums. Zu den Systemautomatiken zählt bspw. die Ansteuerung von Energiespeichersystemen („Netzboostern“) oder von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln (z. B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen oder Phasenschiebertransformatoren). Um die Auswirkungen bei einem Einsatz der Systemautomatiken auf die HöS-Netze umfassend bewerten zu können, ist es erforderlich, diese zuverlässigkeitstechnisch nachzubilden. Risiken, welche aufgrund eines Versagens der Systemautomatiken entstehen, können dann ermittelt und mit Risiken des bisherigen präventiven Ansatzes zur Wahrung des (n-1)-Kriteriums gegenübergestellt werden.

In derzeitigen Untersuchungen werden vorwiegend nur einzelne Systemautomatiken betrachtet und zuverlässigkeitstechnisch nachgebildet. So wird bspw. in der Arbeit von [40] eine Systemautomatik zur Schnellabschaltung eines Generators analysiert. Die Nachbildung erfolgt mithilfe einer Fehlermöglichkeits- und -einflussanalyse sowie Markov-Modellen. Bisher mangelt es jedoch an einer Gegenüberstellung unterschiedlicher Systemautomatiken und Konzepten mit Hinblick auf damit entstehende Risiken im Übertragungsnetz.

1.3 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Da SGT in bestehenden Programmen zur Zuverlässigkeitsberechnung bislang nur unzureichend berücksichtigt werden können, lässt sich die Frage nach den Auswirkungen dieser Technologien auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen nicht umfassend beantworten. Speziell vor dem Hintergrund eines zu erwartenden zunehmenden Einsatzes von SGT, ist davon auszugehen, dass die Beantwortung dieser Frage in ihrer Bedeutung erheblich zunehmen wird. Im Gegensatz zu bisherigen Arbeiten, die sich vor allem auf einzelne Technologien fokussieren, sollen in dieser Arbeit sämtliche SGT vollständig nachgebildet werden. Dieses umfasst im Besonderen die Interaktionen zwischen SGT und Netznutzern. Mithilfe dieser Modelle sollen anschließend belastbare und möglichst allgemeingültige Grundsätze zu den Auswirkungen von SGT auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen beschrieben werden.

Aus diesen zuvor genannten Überlegungen ergeben sich zwei zentrale Forschungsfragen, die es im Rahmen dieser Arbeit zu beantworten gilt.

(1) Wie zuverlässig sind SGT?

Zur Beantwortung der ersten Forschungsfrage werden die SGT in Kapitel 4 auf Basis von wissenschaftlichen Publikationen sowie Herstellerangaben zunächst hinsichtlich ihres allgemeinen Funktionsprinzips und ihres Aufbaus beschrieben. Anschließend wird das Verhalten dieser Technologien in ein Markov-Modell überführt. Zur Ermittlung der erforderlichen Übergangsraten werden die unterlagerten Komponenten der SGT einer genauen Analyse unterzogen. Bei der Untersuchung eines DNA-Systems umfasst dieses auch die Nachbildung eines Kommunikationssystems.

Als Ergebnis werden in Abschnitt 6.3 die Zustandswahrscheinlichkeiten der SGT sowohl untereinander als auch vergleichend mit denen konventioneller Betriebsmittel gegenübergestellt. Damit können Aussagen zur Zuverlässigkeit von SGT getroffen werden.

(2) Wie wirkt sich der Einsatz von SGT auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen aus?

Um die zweite Forschungsfrage zu beantworten, wird ein bestehender Programmablauf zur analytischen Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme um neue Modelle und Verfahren erweitert (Kapitel 5). Neben notwendigen Erweiterungen, die das Verhalten der SGT nachbilden, werden auch die bestehenden Zuverlässigkeitskenngrößen um weitere ergänzt. Der Fokus liegt dabei auf der Bewertung der Einspeisezuverlässigkeit von DEA und der Häufigkeit von Grenzwertverletzungen.

Ferner werden neue Modelle zur Nachbildung von DEA und zur Ermittlung unterschiedlicher Netznutzungssituationen³ (NNS) genutzt, um realitätsnahe Zuverlässigkeitsberechnungen zu ermöglichen.

In Kapitel 6 werden reale MS- und NS-Netze zunächst unter Berücksichtigung von zukünftigen Versorgungsaufgaben überplant. Sofern sinnvoll und notwendig werden bei den Netzausbauplanungen sowohl konventionelle Betriebsmittel als auch SGT eingesetzt. In einem anschließenden Schritt werden für die bestehenden Netze (Ist-Netze) und für die Netzausbauvarianten (Zielnetze) Zuverlässigkeitsberechnungen durchgeführt. Damit kann der Einfluss von SGT auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen umfassend aufgezeigt werden. In Kapitel 7 werden die gewonnenen Erkenntnisse zu Grundsätzen verdichtet, um die anfänglich gestellten Forschungsfragen zusammenfassend beantworten zu können.

In Ergänzung werden die entwickelten Modelle zur Nachbildung von SGT in Kapitel 8 auf Systemautomatiken im HöS-Netz übertragen. Ziel ist es, einerseits die Zuverlässigkeit von Systemautomatiken untereinander zu vergleichen als auch die Auswirkungen bei einem Versagen dieser Systemautomatiken bewerten zu können.

³ In Anlehnung an [41] beschreibt eine NNS eine vorliegende Last- und Einspeisesituation eines Netzes zu einem bestimmten Zeitpunkt.

2 Grundlagen der Netzausbauplanung

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind auf Grundlage von § 11 Abs. 1 Nr. 1 EnWG dazu verpflichtet ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben und dieses bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen [42]. Aufgrund des langfristigen Planungshorizonts strategischer Netzausbauplanungen ist es erforderlich, sämtliche Anforderungen an die zukünftige Versorgungsaufgabe mindestens für die nächsten zehn bis 20 Jahre zu betrachten [12, S. 32].

Die deutschlandweiten Szenarien zur zukünftigen Last- und Einspeiseentwicklung stellen den Ausgangspunkt zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs in MS- und NS-Netzen dar. Auf dieser Basis erfolgt eine Regionalisierung der Werte aus den Szenarien auf einzelne Netzgebiete. Resultiert durch die veränderte Versorgungsaufgabe ein Netzausbaubedarf in auslegungsrelevanten NNS, erfolgt eine bedarfsgerechte und möglichst kostengünstige Netzausbauplanung unter Einhaltung aller technischen Randbedingungen. Die Zielnetze stellen das Ergebnis der Netzausbauplanung dar. Für diese und für die Ist-Netze werden Zuverlässigkeitsberechnungen durchgeführt (Kapitel 6). Eine Bewertung der Netzvarianten erfolgt durch die Gegenüberstellung der ermittelten NAK und Zuverlässigkeitskenngrößen. Abbildung 2-1 illustriert das Vorgehen.

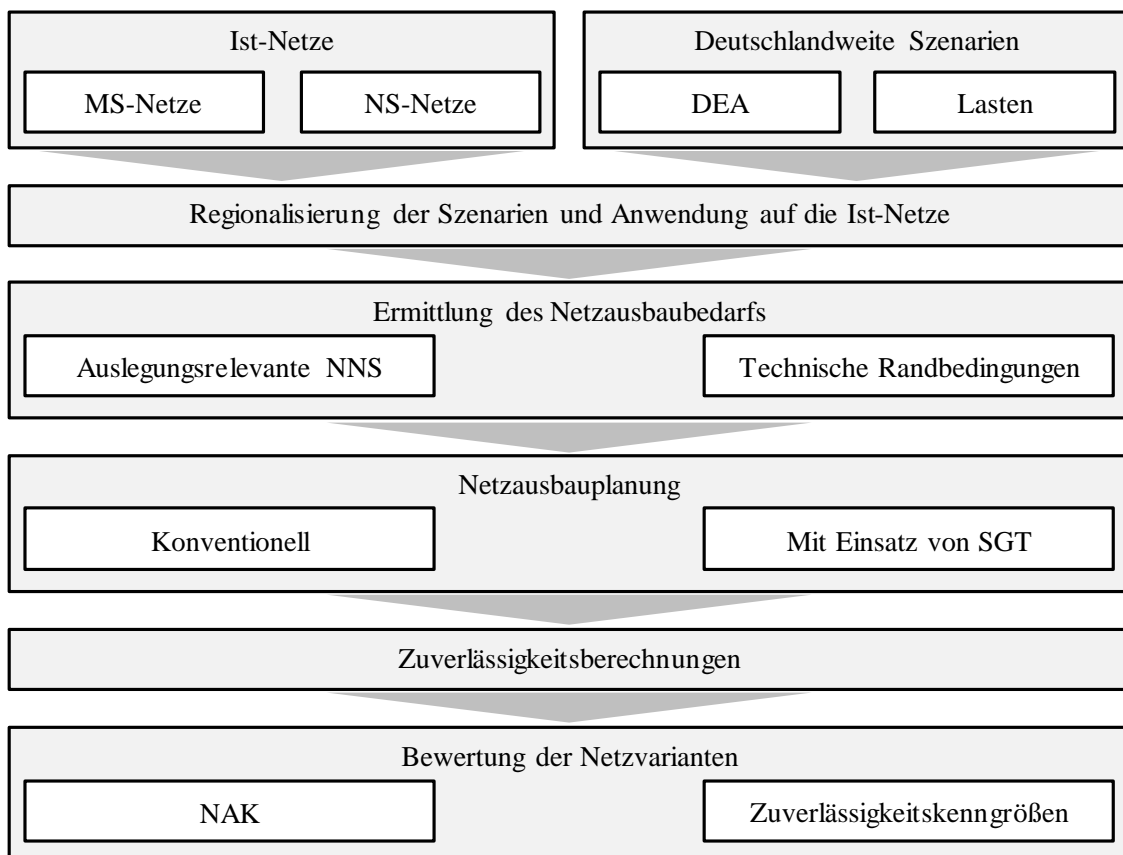


Abbildung 2-1: Prinzipielles Vorgehen der Netzausbauplanung

2.1 Betrachtete Netztopologien in der Mittel- und Niederspannungsebene

Der Fokus der nachfolgenden Analysen liegt auf der Untersuchung von MS- und NS-Netzen der öffentlichen Versorgung innerhalb Deutschlands.

2.1.1 Betrachtete Netztopologie in der Mittelspannungsebene

Die Nennspannung U_n von MS-Netzen liegt gemäß der Norm DIN EN 50160 zwischen $1 \text{ kV} < U_n \leq 36 \text{ kV}$ [43, S. 8]. Üblich bei Netzen dieser Spannungsebene ist eine Nennspannung von $U_n = 20 \text{ kV}$ bei geringer Lastdichte, wie sie in ländlichen Gebieten vorherrscht, bzw. $U_n = 10 \text{ kV}$ bei einer hohen Lastdichte, wie sie in städtischen Gebieten vorherrscht. Des Weiteren lassen sich MS-Netze hinsichtlich ihrer Netztopologien in *Strahlennetze*, *Ringnetze* und *vermaschte* Netze unterteilen [44, S. 82ff.], [45, S. 417f.].

MS-Netze werden meist als offen betriebene Ringnetze ausgeführt. Bei dieser werden zwei Strahlen miteinander verbunden, wobei die Verbindung zwischen den Strahlen in fehlerfreien Netzzuständen durch eine offene Trennstelle separiert wird. Es ergeben sich somit zwei voneinander getrennte Halbringe.

Als Vorteilhaft erweist sich bei dieser Netztopologie eine einfache und übersichtliche Betriebsweise. So fließen Kurzschlussströme nahezu ausschließlich von dem speisenden HS/MS-Transformator zu dem Ort der Fehlerstelle und weisen dadurch eine eindeutige Richtung auf. Dies erlaubt unter anderem eine einfache und kostengünstige Auslegung des Schutzkonzeptes (vgl. Abschnitt 3.3.4.1) [12, S. 121]. Darüber hinaus kann im Fehlerfall die offen betriebene Trennstelle geschlossen werden, um eine vorzeitige Wiederversorgung⁴ (d. h. vor Reparatur oder Austausch des vom Fehler⁵ betroffenen Betriebsmittels) von Netznutzern zu ermöglichen [47, S. 97ff.], [48, S. 119ff.]. Nachteilhaft ist jedoch, dass diese Netztopologie im Vergleich zu vermascht betriebenen MS-Netzen eine geringere Spannungshaltung aufweist. Besonders vor dem Hintergrund einer zunehmenden Integration zusätzlicher DEA und Lasten in MS- und unterlagerten NS-Netzen, ist ein Einsatz von SGT bei dieser Netztopologie häufig vorteilhaft, um die damit verbundenen Netzausbaukosten möglichst gering zu halten.

⁴ Der Begriff der Wiederversorgung meint im Rahmen dieser Arbeit die Wiederherstellung eines Netzzustandes, bei der sowohl eine möglichst vollständige Deckung des Leistungsbedarfs von Lasten, als auch eine möglichst vollständige Wiedereinspeisung von DEA nach Eintritt eines Fehlers erreicht wird.

⁵ Gemäß DIN 40041 wird unter einem Fehler die Nichterfüllung einer Forderung verstanden. Der Fehler ist durch einen Zustand gekennzeichnet, bei dem es zu unzulässigen Abweichungen von Funktions- oder Leistungsmerkmalen kommt [46].

Im Rahmen dieser Arbeit werden aus den zuvor angeführten Gründen ausschließlich MS-Netze mit offen betriebener Trennstelle als vorherrschende Netztopologie betrachtet. Daneben können jedoch auch weitere Netztopologien mithilfe des in Kapitel 5 beschriebenen Verfahrens zur Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme analysiert werden.

2.1.2 Betrachtete Netztopologie in der Niederspannungsebene

Als NS-Netze werden Netze bezeichnet, die mit einer Nennspannung von $U_n \leq 1$ kV betrieben werden, wobei eine Nennspannung von $U_n = 0,4$ kV üblich ist [43, S. 8], [44, S. 82]. Bei geringer Lastdichte (z. B. in ländlichen Gebieten) sind *Strahlennetze* die vorherrschende Netztopologie. Bei hoher Lastdichte (z. B. in städtischen Gebieten) sind dagegen *Ringnetze* oder *vermascht* betriebene Netze vorherrschend [44, S. 82ff.].

Prinzipiell können sämtliche NS-Netztopologien mit dem in Kapitel 5 beschriebenen Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme analysiert werden. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Betrachtung von ländlich und vorstädtisch geprägten NS-Netzen mit vorherrschender *Strahlentopologie*. Bei dieser Netztopologie verlaufen die Versorgungsleitungen strahlenförmig von der Ortsnetzstation (ONS) weg. Die Lasten sind somit im Stich angebunden [9, S. 394]. Es ergibt sich dadurch eine einfache Betriebsweise. Um den Netzausbaubedarf bei dieser Netztopologie möglichst kostengünstig zu begegnen, hat sich in bereits durchgeführten Untersuchungen ein Einsatz von SGT häufig als sinnvoll erwiesen [44, S. 82], [48, S. 119ff.], [49, S. 87ff.].

Eine vereinfachte Darstellung der betrachteten Netztopologien für MS- und NS-Netze ist in Abbildung 2-2 gegeben.

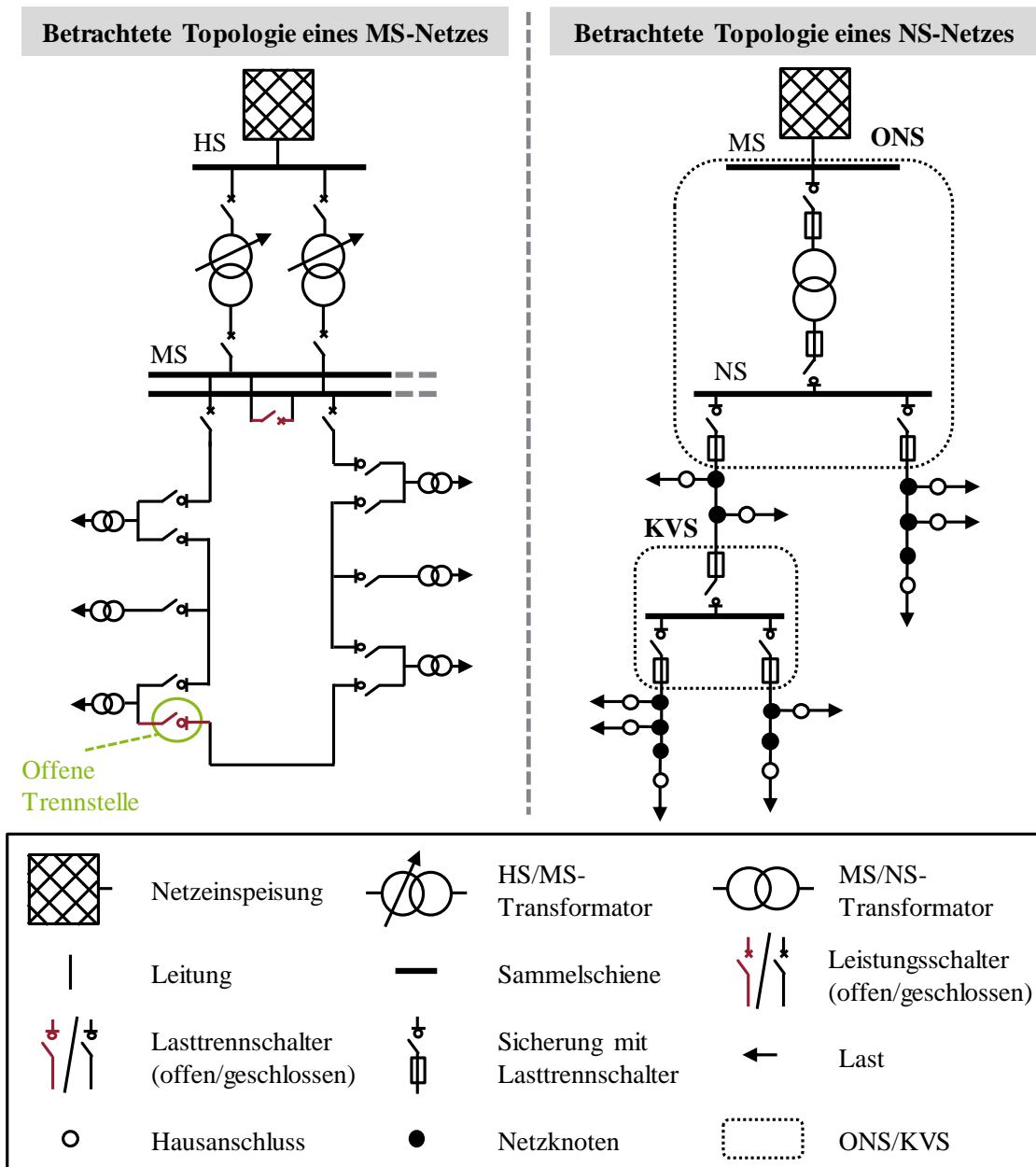


Abbildung 2-2: Vereinfachte Darstellung der betrachteten Topologie eines MS- und NS-Netzes (in Anlehnung an [9, S. 401], [16, S. 84], [45, S. 444])

2.2 Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Für die Entwicklung der Versorgungsaufgabe wird zunächst ein Szenarienkorridor definiert. Anschließend werden die Szenarien regionalisiert, sodass eine Anwendung auf die betrachteten MS- und NS-Netze möglich ist.

2.2.1 Szenariendefinition

Ziel eines festgelegten Szenarienkorridders ist es, Aussagen über zukünftige und möglichst wahrscheinliche Netzsituationen treffen zu können und daraus resultierende Anforderungen an die Netze zu identifizieren. Die im Rahmen dieser Arbeit betrachtete zukünftige Versorgungsaufgabe umfasst sowohl eine Entwicklung der Einspeisung als auch der Last.

Bei der Entwicklung der Einspeisung werden insbesondere nachfolgend aufgeführten DEA-Technologien berücksichtigt:

- Photovoltaikanlagen (PVA),
- Biomasseanlagen (BMA),
- Windenergieanlagen (WEA),
- Laufwasserkraftwerke (LWK)

Bei Blockheizkraftwerken (BHKW) wird hingegen von einer gleichbleibenden Anzahl und Leistung ausgegangen.

Bei der Entwicklung der Last liegt der Fokus der vorliegenden Arbeit auf der Betrachtung einer zunehmenden Anzahl ePkw. Eine Elektrifizierung des öffentlichen Personennahverkehrs oder des Güterverkehrs wird hingegen nicht betrachtet, da allgemeingültige und deutschlandweite Annahmen zu dieser Entwicklung nur begrenzt möglich sind. So stellen solche Betrachtungen oftmals Einzelfallentscheidungen dar, die im Rahmen eines konkreten Planungsprozesses einer genaueren Betrachtung bedürfen. Dazu zählen Annahmen zu den lokalen Gegebenheiten, wie z. B. zu den Standorten von Betriebshöfen und zu den Mobilitätskonzepten.

Ebenso wird die Entwicklung von Wärmepumpen vernachlässigt. Zum einen werden in dieser Arbeit ausschließlich Bestandsgebäude betrachtet; die Ausstattung von Gebäuden mit Wärmepumpen erfolgt jedoch hauptsächlich bei Neubauten, um den Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) zu entsprechen. Zum anderen wird angenommen, dass durch zukünftige Effizienzmaßnahmen der zusätzliche Leistungsbedarf von Wärmepumpen kompensiert wird. Es wird daher auch von einer gleichbleibenden allgemeinen Entwicklung der Spitzenlast ausgegangen (vgl. [50, S. 52]).

Grundlage für zukünftige Entwicklungen von DEA und ePkw stellen Angaben aus wissenschaftlichen Publikationen dar. Die darin enthaltenden Szenarienverläufe können durch eine Vielzahl von Einflussfaktoren geprägt sein und in der Folge zu sehr unterschiedlichen Last- und Einspeiseentwicklungen führen. Dazu zählen bspw. Annahmen zu energiepolitischen Maßnahmen, zur Demografie und zur Technologieentwicklung [51, S. 51]. Grundsätzlich ist es daher erforderlich, mehrere Szenarien zu betrachten, um eine unterschiedliche Entwicklung und damit einhergehende Unsicherheiten geeignet abbilden zu können. Aus diesem Grund werden für die weiteren Analysen zwei unterschiedliche Szenarien (Sz_A , Sz_B) für die Jahre 2030 und 2050 betrachtet (vgl. Abbildung 2-3). Die den Szenarien zugrunde liegenden Werte wurden aus einer Vielzahl von Studien entnommen, darunter [51]–[54].

Die angegebenen Werte für die DEA beziehen sich auf die installierte Leistung. Ergänzend ist die Anzahl der ePkw angegeben. Für die Umrechnung in Leistungswerte ist es erforderlich, genaue Angaben zur Ladeanschlussleistung von LP (z. B. $P_{LP} = 11$ kW, $P_{LP} = 22$ kW), zur Anzahl der LP pro ePkw und zu den Gleichzeitigkeitsfaktoren zu treffen. Die in der vorliegenden Arbeit getroffenen Annahmen sind in Abschnitt 2.2.2 beschrieben.

In Szenario Sz_A wird eine hohe Entwicklung von DEA und eine moderate Entwicklung der Anzahl von ePkw unterstellt. Es handelt sich also um ein einspeisegeprägtes Szenario. Wird unterstellt, dass die Anzahl aller Pkw mit derzeit etwa 48 Mio. Pkw (Stand 01.01.2020) [55] bis zum Jahr 2050 gleichbleibend ist, so entsprechen die angenommenen 2 Mio. ePkw im Jahr 2050 in etwa einem Anteil von 5 % am gesamten Pkw Bestand. Aufbauend auf Szenario Sz_A , wird in Szenario Sz_B eine höhere Entwicklung der Anzahl von ePkw angenommen. Im Jahr 2050 entsprechen die 34 Mio. ePkw in etwa einem Anteil von 70 % am gesamten Pkw Bestand.

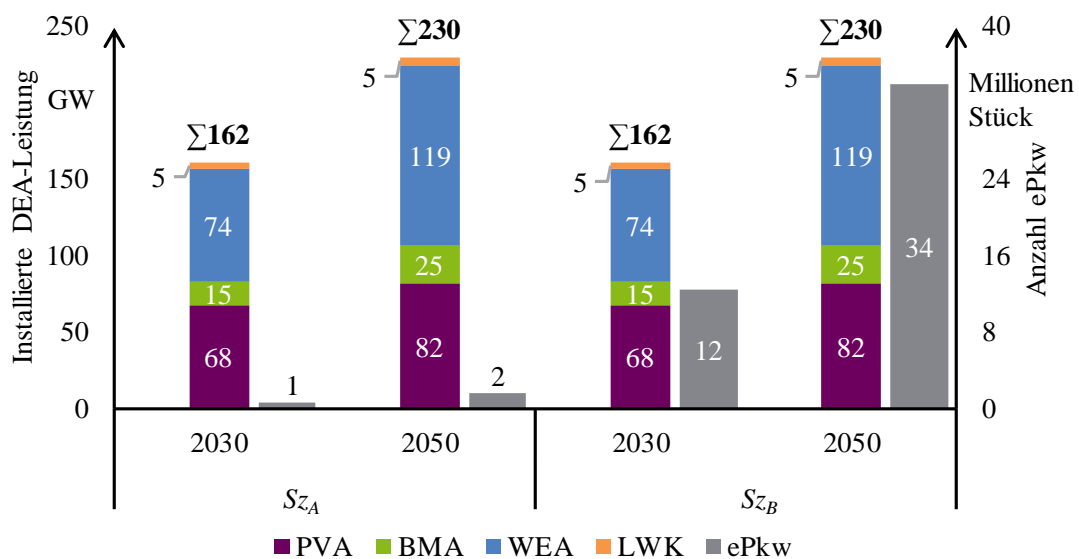


Abbildung 2-3: Deutschlandweiter Szenarienkorridor für betrachtete DEA-Technologien und ePkw für die Jahre 2030 und 2050 (Datengrundlage u. a. [51]–[54])

2.2.2 Regionalisierung

Mithilfe einer Regionalisierung können die Werte aus den zuvor definierten Szenarien, unter der Hinzunahme unterschiedlicher Verteilungsfaktoren und Zwischenstufen, auf einzelne Netzgebiete verteilt werden, um Aussagen über lokale Entwicklungen treffen zu können. Aufbauend auf dem in [16, S. 7ff.] beschriebenen Verfahren werden die Werte zunächst mithilfe eines Top-Down-Ansatzes auf die Bundesländer und auf die Gemeinde- und Netzgebiete verteilt. Hierzu werden unterschiedliche Verteilungsfaktoren aus statistischen Daten verwendet, darunter Angaben zur Flächennutzung, Einwohnerdichte und Anzahl zugelassener Pkw. In einem zweiten Schritt werden die DEA und ePkw innerhalb eines Netzgebietes mithilfe eines Bottom-Up Ansatzes verteilt, bei dem unter anderem Dachflächenpotenziale für PVA, ausgewiesene Vorrangflächen für WEA und mögliche Stellplatzflächen für ePkw berücksichtigt werden.

In Anlehnung an die Agora Studie „*Verteilnetzausbau für die Energiewende*“ wird von einem LP pro ePkw ausgegangen, somit entspricht die Anzahl der ePkw auch der Anzahl der LP [6, S. 39]. In Ergänzung wird für alle LP einheitlich von einer Ladeanschlussleistung in Höhe von $P_{LP} = 11 \text{ kW}$ und einem $\cos(\varphi_{LP}) = 1$ ausgegangen. Die Umrechnung der Anzahl der LP auf maximale Leistungswerte erfolgt unter Hinzunahme von Gleichzeitigkeitsfaktoren, welche aus umfassenden Mobilitätssimulationen gewonnen werden [56, S. 33]. Ergänzend werden zur Ermittlung der maximalen und minimalen Einspeiseleistung von DEA die Gleichzeitigkeits- und Skalierungsfaktoren aus den Arbeiten von [16, S. 171] verwendet.

Die Ergebnisse der Regionalisierung für die untersuchten MS- und NS-Netze sind in den Abschnitten 6.4 und 6.5 tabellarisch aufgeführt.

2.3 Ermittlung des Netzausbaubedarfs

Unter Berücksichtigung einer veränderten Versorgungsaufgabe und auslegungsrelevanter NNS ist zu prüfen, ob ein Netzausbaubedarf zur Einhaltung technischer Grenzwerte erforderlich ist.

2.3.1 Auslegungsrelevante Netznutzungssituationen

Eine Netzausbauplanung erfolgt üblicherweise unter Hinzunahme einer stark begrenzten Anzahl ausgewählter NNS. Die NNS sind dabei so zu wählen, dass die maximale Betriebsmittelauslastung und die minimal bzw. maximal auftretenden Knotenspannungen abgebildet werden [49, S. 30]. Bei der Untersuchung von MS-Netzen sind auch die angeschlossenen Lasten und DEA der unterlagerten NS-Netze miteinzubeziehen [47, S. 27].

Die üblichen und hier betrachteten NNS für Netzausbauplanungen von MS- und NS-Netzen werden nachfolgend kurz beschrieben.

- **Starklast-NNS:** Bei dieser NNS wird der maximale Leistungsbedarf aller Lasten ohne Einspeisung der DEA innerhalb eines untersuchten Netzes und ggf. unterlagerter Netze betrachtet.
- **Starkeinspeise-NNS:** Bei dieser NNS wird der minimale Leistungsbedarf aller Lasten bei maximaler Einspeisung aller DEA innerhalb eines untersuchten Netzes und ggf. unterlagerter Netze betrachtet.

2.3.2 Technische Randbedingungen der Netzausbauplanung

Die *Versorgungszuverlässigkeit*, die *Spannungsqualität* und die *Betriebsmittelbelastung* stellen die wesentlichen technischen Randbedingungen einer Netzausbauplanung dar. Zwar ergeben sich auch Anforderungen an die *Kurzschlussstromfestigkeit*, allerdings ist die Notwendigkeit einer solchen Betrachtung vorwiegend nur dann erforderlich, wenn wesentliche Veränderungen an der bestehenden Netztopologie vorgenommen werden (bspw. durch einen deutlich höheren Vermaschungsgrad) [57, S. 48]. Da die bestehenden Netztopologien bei allen Netzvarianten im Grundsatz beibehalten werden, kann auf die Betrachtung dieses Aspekts verzichtet werden.

2.3.2.1 Versorgungszuverlässigkeit

Zur Einhaltung einer ausreichenden Versorgungszuverlässigkeit stellt die Erfüllung des (n-1)-Kriteriums eine anerkannte Regel der Technik dar. Hierbei handelt es sich um einen deterministischen Ansatz, bei dem im Grundsatz gefordert wird, dass der Ausfall eines der n Betriebsmittel ($n-1$ -Situation) in sämtlichen NNS nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung führen darf (z. B. durch kaskadierende Ausfälle). Zudem müssen die thermischen Belastungsgrenzen und Spannungsgrenzen eingehalten werden [58, S. 56], [59, S. 24]. Zu diesem Zweck wird der Ausfall eines Betriebsmittels postuliert und anschließend geprüft, ob die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums gegeben ist. Die Wahrscheinlichkeit eines Fehlereintritts wird hingegen nicht bewertet. Die konkrete Ausgestaltung des (n-1)-Kriteriums erfolgt nicht in allen Spannungsebenen gleichermaßen und wird daher in Abhängigkeit der Spannungsebene nachfolgend skizziert.

Höchstspannungsnetze

Die strikteste Einhaltung des (n-1)-Kriteriums wird in HöS-Netzen gefordert. Dieses liegt vor allem darin begründet, dass Fehler in dieser Spannungsebene zu großflächigen Störungen mit weitreichenden Konsequenzen für Netznutzer führen können [60]. Zu den Anforderungen zählt, dass der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (z. B. Freileitung, Transformator, Sammelschiene) zu keinen Versorgungsunterbrechungen, Störungsausweitungen oder eine Gefährdung der Systemsicherheit führen darf. Diese zu betrachtenden Fälle werden auch als *gewöhnliche Ausfallvarianten* (engl.: ordinary contingencies) bezeichnet [59, S. 8f.].

Darüber hinaus gilt es in HöS-Netzen die Vorgaben des sogenannten *erweiterten (n-1)-Kriteriums* einzuhalten, bei der das (n-1)-Kriterium auch unter Berücksichtigung von (ausgewählten) betriebsmäßig abgeschalteten Betriebsmitteln (z. B. aufgrund von Instandhaltungsmaßnahmen) nicht verletzt werden darf. Neben den Vorgaben aus dem erweiterten (n-1)-Kriterium müssen zudem auch Mehrfachfehler (insb. Common-Mode-Fehler) in einem begrenzten Umfang beherrscht werden. Die zu betrachtenden Mehrfachfehler werden auch unter dem Begriff *außergewöhnliche Ausfallvarianten* (engl.: exceptional contingencies) zusammengefasst [59, S. 24ff.], [61].

Hochspannungsnetze

Ähnlich zu den Anforderungen zur Erfüllung des (n-1)-Kriteriums in HöS-Netzen, wird auch in HS-Netzen gefordert, dass der Ausfall eines Betriebsmittels zu keinen Überlastungen der verbliebenden Betriebsmittel, zu Verletzungen des Spannungsbandes oder zu Versorgungsunterbrechungen führen darf. Hingegen sind zeitgleiche Nichtverfügbarkeiten mehrerer Betriebsmittel (z. B. in Folge von Common-Mode-Fehlern) zwar grundsätzlich auf ihre Auswirkungen hin zu betrachten, Versorgungsunterbrechungen werden jedoch in solchen Fällen prinzipiell zugelassen. Weiterhin sind HS-Netze für DEA und Energiespeicher in der Regel nicht (n-1)-sicher ausgelegt. Daher sind diese in (n-1)-Situationen bedarfsgerecht in ihrer Leistung zu beschränken oder vollständig abzuschalten [62, S. 13f.].

Mittelspannungsnetze

In MS-Netzen werden Versorgungsunterbrechungen üblicherweise bis zu einer bestimmten Zeitdauer akzeptiert. Kommt es bei Netzen dieser Spannungsebene mit offen betriebenen Halbringen nach einem Fehlereintritt zu einer konzeptgemäßen Schutzauslösung, so liegt für sämtlich Lasten im Schutzauslösbereich zunächst eine Versorgungsunterbrechung vor. Da bei dieser Topologie jeder Netzknoten über zwei disjunkte Verbindungen versorgt werden kann, kann bei einem Fehler innerhalb eines Halbrings durch Schaltmaßnahmen (u. a. Schließen der Trennstelle) eine Wiederversorgung vor Reparatur oder Austausch des vom Fehler betroffenen Betriebsmittels ermöglicht werden (vgl. Abschnitt 3.3.7).

Da im ungünstigsten Fall sämtliche Netznutzer von einer Seite des Rings versorgt werden müssen, ist für diesen Fall sicherzustellen, dass die Belastungs- und Spannungsgrenzen eingehalten werden [12, S. 24]. Aus diesem Grund müssen bei Freileitungen und Kabeln ausreichende Betriebsmittelreserven in fehlerfreien Netzzuständen für einen möglichen (n-1)-Fall vorgehalten werden. Zudem werden üblicherweise auch HS/MS-Transformatoren (n-1)-sicher ausgelegt.

Ebenso wie in HS-Netzen müssen DEA auch in MS-Netzen nicht (n-1)-sicher angebunden werden, sofern gewährleistet werden kann, dass diese in fehlerbedingten Netzzuständen in ihrer Leistung beschränkt oder vollständig abgeschaltet werden können [59, S. 18f.], [63, S. 43]. Da PVA ab einer installierten Leistung von $P_{PVA,inst} > 30$ kW und alle DEA ab einer installierten Leistung von $P_{DEA,inst} > 100$ kW gemäß den Anforderungen aus § 9 EEG 2017 [64] fernsteuerbar sein müssen, ist ein Eingriff seitens des Netzbetreibers in die aktuelle Einspeiseleistung in MS-Netzen zumeist möglich. Daher erfolgt eine Vorhaltung von Betriebsmittelreserven in diesen Netzen typischerweise nur für Starklast-NNS.

Niederspannungsnetze

Da bei Strahlennetzen dieser Spannungsebene einerseits keine bzw. nur sehr begrenzte Schaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung bestehen (bspw. durch wenige Verbindungen zu angrenzenden NS-Netzen) und zudem die Auswirkungen eines Fehlereintritts stark lokal begrenzt sind und zumeist nur wenige Lasten von Versorgungsunterbrechungen betroffen sind, ist es üblich, diese Netze nicht (n-1)-sicher auszulegen. Auf eine Vorhaltung von Betriebsmittelreserven wird somit sowohl in Starklast- als auch in Starkeinspeise-NNS verzichtet [15, S. 90]. Stattdessen wird eine Wiederversorgung von Netznutzern erst nach Reparatur des vom Fehler betroffenen Betriebsmittels oder durch den Einsatz von Netzersatzaggregaten (NEA) ermöglicht. Dabei werden Versorgungsunterbrechungen üblicherweise bis zu einer Dauer von zehn Stunden akzeptiert [9, S. 700].

2.3.2.2 Thermische Belastungsgrenzen von Betriebsmitteln

Der maximal zulässige thermische Grenzstrom von Leitungen (Kabel und Freileitungen), bei dem noch keine thermische Überlastung vorliegt, hängt gemäß den Vorgaben aus der Norm DIN VDE 0276-1000 [65] von den Betriebsbedingungen (Umgebungstemperatur, Belastungsgrad), den Werkstoffeigenschaften der Leitung (Querschnitt, Isolationsmaterial) und den Verlegebedingungen (Luft, Erde) ab. Zudem ist die Anzahl parallel verlegter Kabelsysteme zu berücksichtigen. In den weiteren Untersuchungen wird bei der Betrachtung des maximal zulässigen thermischen Grenzstroms stets von den Normbedingungen ausgegangen, da eine spezifische Betrachtung keinen Gegenstand dieser Arbeit darstellt.

Da die Alterung von Kabeln von der thermischen Temperatur des Isolationsmaterials abhängig ist, kann ein Kabel grundsätzlich auch über den thermischen Grenzstrom hinaus belastet werden, sofern die zulässige Leitungstemperatur nicht überschritten wird. In diesen Situationen liegt keine thermische Überlastung vor. Insbesondere bei Wiederversorgungsmaßnahmen kann es zweckmäßig sein, Kabel für eine begrenzte zeitliche Dauer über den thermischen Grenzstrom hinaus zu belasten, um thermische Reserven auszunutzen. In vergangenen Untersuchungen wurde bei kunststoffisolierten Kabeln eine Belastbarkeit über den thermischen Grenzstrom hinaus im Stundenbereich nachgewiesen. Darüberhinausgehende Belastungen können auch unter Inkaufnahme einer geringeren Lebensdauer des Kabels toleriert werden [66, S. 302ff.].

Im Vergleich zu Kabeln ist bei Freileitungen tendenziell eine höhere Belastbarkeit über den thermischen Grenzstrom hinaus möglich. In [67, S. 128ff.] wurde dieses, in Abhängigkeit unterschiedlicher Umgebungstemperaturen und Windgeschwindigkeiten, mithilfe eines thermodynamischen Modells nachgewiesen.

Transformatoren werden so ausgelegt, dass diese dauerhaft mit ihrer Bemessungsleistung betrieben werden können [68, S. 149]. Ferner können Transformatoren gemäß den Angaben aus den Normen DIN EN 60076-1 / VDE 0532-76-1 [69] und DIN IEC 60076-7 / VDE 0532-76-7 [70], in Abhängigkeit von Umgebungstemperaturen und der Vorbelastung, für eine bestimmte Zeitdauer über ihre Bemessungsleistung hinaus belastet werden, solange die maximal zulässigen Grenztemperaturen nicht überschritten werden. Eine solche Maßnahme kann vor allem in fehlerbedingten Netzzuständen erforderlich sein. Eine exemplarische Untersuchung zur Beurteilung der Überlastfähigkeit von Transformatoren findet sich in [71].

Gemäß Herstellerangaben können ESR ebenfalls kurzzeitig überlastet werden [72]. Bei hohen und/oder andauernden Überlastungen kann zudem ein Bypass geschlossen werden, da dieser typischerweise über eine wesentlich höhere Überlastfähigkeit verfügt [73]. Als Worst-Case-Abschätzung wird für die nachfolgenden Untersuchungen angenommen, dass der Bypass eines ESR unmittelbar aktiviert wird, wenn die maximal auftretende Stromstärke I_{max} am ESR den maximal zulässigen thermischen Grenzstrom $I_{th,max}$ übersteigt ($I_{max} / I_{th,max} > 1,0$). Ein unregelmäßiger Weiterbetrieb wird nach Schließen des Bypasses bis zu einer Höhe von $I_{max} / I_{th,max} \leq 1,2$ ermöglicht. Eine detaillierte Beschreibung zu dem Aufbau und dem Funktionsprinzip eines ESR erfolgt in Abschnitt 4.4.

Aus diesen genannten Bedingungen und den Annahmen aus Abschnitt 2.3.2.1 werden in Tabelle 2-1 die maximal zulässigen Belastungsgrenzen von Leitungen, Transformatoren und ESR zusammenfassend für die nachfolgenden Untersuchungen festgelegt.

Tabelle 2-1: Angenommene maximal zulässige Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln

Spannungsebene	Betriebsmittel	Maximal zulässige Strombelastbarkeit $I_{max} / I_{th,max}$		
		Fehlerfreie Netzzustände		Fehlerbedingte Netzzustände
		Starklast-NNS	Starkeinspeise-NNS	Sämtliche NNS
MS	Freileitung	0,6	1,0	1,3
	Kabel			1,2
	Transformator/ESR			
NS	Freileitung	1,0		1,3
	Kabel			1,2
	Transformator/ESR			

2.3.2.3 Spannungsqualität

Die einzuhaltenden Grenzen der Spannungsqualität für MS- und NS-Netze sind in der Norm DIN EN 50160 festgelegt [43]. Bei einer Veränderung der Einspeise- bzw. Lastsituation gilt es maßgeblich die Vorgaben für eine langsame Spannungsänderung zu prüfen. Andere Vorgaben, darunter zu schnellen Spannungsänderungen, zur Netzfrequenz oder dynamischen Vorgängen (z. B. Oberschwingungen), werden bei einer strategischen Netzausbauplanung üblicherweise nicht vorrangig betrachtet. Stattdessen sind diese im Rahmen einer konkreten Anschlussbewertung und bei der Festlegung technischer Regelwerke zur Einhaltung von Grenzwerten genauer zu prüfen. Daher wird in der vorliegenden Arbeit auf eine Betrachtung dieser Vorgaben verzichtet.

Gemäß den Vorgaben zur langsamen Spannungsänderung muss, sofern nicht anders vereinbart, an allen Übergabestellen zu Netznutzern das Toleranzband der Versorgungsspannung U_i in MS-Netzen in Höhe von $0,9 \cdot U_c \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_c$ der vereinbarten Versorgungsspannung⁶ U_c bzw. in NS-Netzen in Höhe von $0,9 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n$ der Nennspannung U_n eingehalten werden [43, S. 13f.]. Da MS- und NS-Netze üblicherweise hinsichtlich der quasistationären Spannungshaltung miteinander vertikal gekoppelt sind, ist es erforderlich eine Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes zwischen diesen beiden Spannungsebenen vorzunehmen.

⁶ Im Normalfall entspricht die vereinbarte Versorgungsspannung U_c der Nennspannung U_n . Diese kann jedoch abweichen, wenn entsprechende Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer getroffen wurden [43, S. 7].

Für den maximal zulässigen Spannungsanstieg empfiehlt es sich die Vorgaben aus den Anwenderrichtlinien VDE AR 4110 und VDE AR 4105 einzuhalten. Demnach wird ein durch DEA verursachter Spannungsanstieg an einem beliebigen Verknüpfungspunkt in MS-Netzen von maximal $\Delta U_{MS} \leq 0,02 \cdot U_n$ und in NS-Netzen von maximal $\Delta U_{NS} \leq 0,03 \cdot U_n$ zugelassen [63, S. 44], [74, S. 22]. Darüber hinaus ist der maximal zulässige Spannungsfall in Abhängigkeit lokaler Gegebenheiten zwischen dem MS- und NS-Netz sinnvoll aufzuteilen. Bspw. kann eine gleichmäßige Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes zwischen MS- und NS-Netzen vorgenommen werden [47, S. 27].

2.4 Konventionelle Netzausbauplanung

Die konventionelle Netzausbauplanung erfolgt im Rahmen dieser Arbeit unter Berücksichtigung etablierter primärtechnischer Betriebsmittel und Maßnahmen. Die eingesetzten Betriebsmittel umfassen unter anderem Kabel, Lasttrennschalter, Kabelverteilerschränke (KVS) sowie Errichtungen oder Erweiterungen von bestehenden HS/MS- und MS/NS-Umspannebenen. Die berücksichtigten konventionellen Maßnahmen werden in Anlehnung an [47, S. 30f.] beschrieben:

- **Trennstellenoptimierung:** Hierunter fällt insbesondere die optimale Positionierung der offen betriebenen Trennstelle in einem MS-Halbring. Ziel ist es, Grenzwertverletzungen zu minimieren sowie die beiden Halbringe möglichst gleichmäßig zu belasten. Dieses stellt üblicherweise die vorrangige Maßnahme eines konventionellen Netzausbaus dar, da die Umsetzung nur einen vergleichsweise geringen Aufwand erfordert.
- **Netzverstärkungen:** Hierzu zählt der Austausch bestehender Freileitungen oder Kabel durch Kabel mit einer höheren Strombelastbarkeit und geringeren Impedanz. Ebenso umfassen Netzverstärkungen den Austausch bestehender Transformatoren durch Transformatoren mit einer höheren Bemessungsleistung.
- **Netzerweiterungen:** Bei einer Netzerweiterung wird das Netz um zusätzliche konventionelle Betriebsmittel ergänzt. Die Maßnahmen umfassen die Erweiterung des bestehenden MS- oder NS-Netzes um zusätzliche Ring- oder Stichverbindungen sowie zusätzlicher Transformatoren. Werden parallele Leitungen zwischen der Umspannebene und einem Netzknoten verlegt, kann das Einfügen einer zusätzlichen Trennstelle an dem neu angeschlossenen Netzknoten erforderlich sein, um eine Vermaschung des Netzes zu vermeiden [15, S. 94f.].

2.5 Netzausbauplanung unter Einsatz von Smart-Grid-Technologien

Das Ziel bei einem Einsatz von SGT besteht darin, eine höhere Ausnutzung bestehender Übertragungskapazitäten zu erreichen. In der vorliegenden Arbeit erfolgt der Einsatz von SGT bedarfsgerecht und in Ergänzung zu konventionellen Maßnahmen.

HS/MS-Transformator

HS/MS-Transformatoren stellen zumeist bisher die letzte aktive Spannungsregelung für unterlagerte MS- und NS-Netze dar [47, S. 34]. Heutzutage erfolgt die Spannungsregelung fast ausnahmslos auf Basis eines festgelegten Spannungssollwertes und lokaler Spannungsmesswerte. Aktuelle Untersuchungen zielen vor allem auf die Umsetzung neuartiger Regelungskonzepte ab, wodurch eine bessere Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes erreicht werden kann.

Ein vielversprechendes Regelungskonzept stellt die Vorgabe eines dynamischen Spannungssollwertes dar. Hierbei wird der Spannungssollwert in Abhängigkeit der Wirkleistung am HS/MS-Transformator (dynamisch) vorgegeben. Eine ausführliche Beschreibung der Regelungskonzepte wird in Abschnitt 4.2 gegeben.

Regelbarer Ortsnetztransformator

Bei einem rONT handelt es sich um einen unter Last regelbaren ONT, bei dem das Übersetzungsverhältnis in Abhängigkeit eines vorgegebenen Spannungssollwertes angepasst wird. Da dadurch teilweise eine Entkopplung des Spannungsniveaus zwischen MS- und NS-Netzen erzielt wird, müssen die Spannungsgrenzwerte nach VDE AR 4110 (2 % - Kriterium) und VDE AR 4105 (3 % - Kriterium) nicht mehr eingehalten werden. Stattdessen ist eine Begrenzung zu den Vorgaben zur langsamen Spannungsänderung gemäß der Norm DIN EN 50160 möglich. Dadurch ergibt sich sowohl in MS- als auch in NS-Netzen ein größeres zur Verfügung stehendes Spannungsband, wodurch der Netzausbau mit konventionellen Maßnahmen reduziert oder vollständig vermieden werden kann [75, S. 39ff.].

Im Rahmen dieser Arbeit wird ausschließlich ein Regelungskonzept auf Basis eines fest vorgegebenen Spannungssollwertes und lokaler Spannungsmessung an der Unterspannungsseite des rONT umgesetzt. Zum einen ist dieses Regelungskonzept vergleichsweise einfach umzusetzen und zum anderen bereits ausreichend, um sämtliche Spannungsbandverletzungen bei den untersuchten NS-Netzvarianten zu beheben. Können durch Einsatz eines rONT hingegen nicht sämtliche einspeisebedingte Grenzwertverletzungen behoben werden, ist häufig eine Kombination aus rONT und einem statischen Einspeisemanagement, also unabhängig von dem aktuellen Netzzustand, oder einem dynamischen Einspeisemanagement, also in Abhängigkeit von dem aktuellen Netzzustand, von DEA sinnvoll [49, S. 91f.].

Einzelstrangregler

Ein ESR, in der Literatur auch häufig als Längsspannungsregler, Spannungsregler oder Strangregler bezeichnet, ist neben dem HS/MS-Transformator und rONT ein weiteres Betriebsmittel zur Spannungsregelung. Der ESR eignet sich prinzipiell gleichermaßen für den Einsatz in MS- und NS-Netzen und kann dort an einer beliebigen Stelle platziert werden, um die Spannung gezielt zu beeinflussen [76], [77]. Wie in [49, S. 43] vorgeschlagen, wird der ESR als Transformator mit einem Übersetzungsverhältnis \ddot{u} in der mittleren Regelstufe von $\ddot{u} = 1$ modelliert. Ergänzend dazu wird der Bypass als verlustlos angenommene Leitung nachgebildet, wodurch es im Bedarfsfall möglich ist, den ESR vollständig zu überbrücken. Aus den gleichen Gründen wie beim rONT erfolgt eine Spannungsregelung ausschließlich auf Basis eines festen Spannungssollwertes und einer lokalen Spannungsmessung.

Dezentrales Netzautomatisierungssystem

Bei dem hier betrachteten DNA-System handelt es sich um ein Automatisierungssystem zur Überwachung und autarken Regelung von MS- und NS-Netzen. Im Rahmen von Netzausbauplanungen liegt der Fokus typischerweise auf der Umsetzung von Regelungsmaßnahmen zur Reduzierung oder Vermeidung von Grenzwertverletzungen, wodurch ein konventioneller Netzausbau vermieden oder in seinem Umfang reduziert werden kann.

Voraussetzung für Regelungsmaßnahmen stellt eine möglichst genaue Kenntnis des aktuellen Netzzustandes dar. Dazu werden an geeignet ausgewählten Netzknoten Messeinheiten zur Erfassung von Strömen und Spannungen platziert. Mithilfe dieser Messwerte und Algorithmen zur Netzzustandsschätzung kann der Netzzustand ermittelt werden. Situationsabhängig werden nachgelagerte Sollwertvorgaben an angebundene Aktoren⁷ übermittelt, um so eine gezielte Verbesserung des Netzzustandes zu erreichen [13, S. 6], [14, S. 46f.]. Im Zuge der Netzausbauplanungen werden die beiden nachfolgend beschriebenen Ansätze verfolgt.

Direkte Spannungsregelung: Mithilfe eines DNA-Systems können HS/MS-Transformatoren, rONT oder ESR auf Basis des ermittelten Netzzustandes gezielt angesteuert werden und dadurch das Spannungsniveau in einem MS- oder NS-Netz direkt beeinflusst werden. Dieses Verfahren wird nachfolgend als direkte Spannungsregelung bezeichnet [14, S. 19f.]. Eine detaillierte Beschreibung zum grundsätzlichen Funktionsprinzip ist in Abschnitt 4.5 gegeben. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt die Umsetzung einer direkten Spannungsregelung ausschließlich in MS-Netzen, da in NS-Netzen ein sinnvoller Einsatz dieser Maßnahme nicht gegeben ist.

⁷ Unter dem Begriff Aktoren werden im Folgenden ansteuerbare Stellglieder (wie z. B. PVA oder rONT) verstanden, welche über entsprechende Kommunikationsschnittstellen verfügen und somit durch ein DNA-System angesteuert werden können [13, S. 9].

Dynamisches Einspeisemanagement: Unter einem dynamischen Einspeisemanagement (DEM) wird die situationsabhängige und bedarfsgerechte Abregelung von DEA verstanden, um die maximal zulässige Belastbarkeit von Betriebsmitteln und die Einhaltung des oberen Spannungsgrenzwertes zu gewährleisten. Für die Netzausbauplanung wird auf den in [16, S. 60ff.] beschriebenen Ansatz zurückgegriffen. Hierbei wird die notwendige abzuregelnde Jahresenergiemenge von DEA mittels Zeitreihenanalysen ermittelt. Das Einspeisemanagement gilt für eine DEA k gemäß den gesetzlichen Vorgaben aus § 11 Abs. 2 EnWG [42] als zulässig, wenn das Verhältnis zwischen der einspeisbaren Jahresenergiemenge ohne Durchführung eines Einspeisemanagements $E_{DEA,k}$ und der abgeregelten Jahresenergiemenge aufgrund eines Einspeisemanagements $E_{lim,DEA,k}$ den zulässigen Anteil in Höhe von $e_{lim,max,DEA,k} = 0,03$ nicht überschreitet.

In Anlehnung an [49, S. 48] kann dieser Zusammenhang durch die nachfolgende Formel ausgedrückt werden:

$$e_{lim,max,DEA,k} = \frac{E_{DEA,k} - E_{lim,DEA,k}}{E_{DEA,k}} \Big|_{T=8760 \text{ h}} = \frac{\Delta E_{lim,DEA,k}}{E_{DEA,k}} \Big|_{T=8760 \text{ h}} \quad (2-1)$$

Sofern die zulässige abgeregelte Jahresenergiemenge nicht überschritten wird, werden abschließend die jährlich anfallenden Entschädigungszahlungen an die Betreiber von DEA bestimmt. Andernfalls gilt die Maßnahme als unzulässig und es bedarf zusätzlicher Maßnahmen (z. B. ergänzende konventionelle Maßnahmen) zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten. Der Einsatz eines DEM erfolgt sowohl in den untersuchten MS- als auch in den untersuchten NS-Netzen.

3 Grundlagen der Zuverlässigkeitsberechnung

Zunächst wird in Abschnitt 3.1 der derzeit rechtliche und regulatorische Rahmen und die sich daraus ergebende Notwendigkeit für Zuverlässigkeitsberechnungen von elektrischen Energieversorgungssystemen beschrieben. Anschließend erfolgt in Abschnitt 3.3 eine Detaillierung zu den bestehenden Modellen und Verfahren für Zuverlässigkeitsberechnungen von MS- und NS-Netzen.

3.1 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Elektrische Energieversorgungsnetze stellen in Deutschland ein natürliches Monopol dar. Begründet ist dieses durch die hohen Fixkosten, welche beim Aufbau der notwendigen Infrastruktur anfallen und wodurch ein Aufbau konkurrierender Energieversorgungsnetze ökonomisch nicht sinnvoll ist. Allerdings besteht das Risiko, dass die Betreiber elektrischer Energieversorgungsnetze (Netzbetreiber) ihre Monopolmacht ausnutzen. Einerseits um Wettbewerb zu verhindern und andererseits um durch überhöhte Netzentgelte ihren monopolistischen Gewinn zu maximieren [78, S. 20].

Um dennoch einen Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern zu ermöglichen, wurde mit Einführung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) [79] im Jahr 2009 ein staatliches Instrument geschaffen, mit denen ein Anreiz für die Netzbetreiber entsteht, ihre Netzkosten zu reduzieren. Zur Ermittlung des Ausgangsniveaus werden zunächst auf Basis von § 6 Abs. 1 ARegV die regulatorischen Netzkosten für jeden Netzbetreiber ermittelt. Anschließend werden die regulatorischen Netzkosten unter Beachtung der individuellen Versorgungsaufgabe und der Netzstrukturdaten eines Netzbetreibers (nach § 13 Abs. 3 ARegV) in einen bundesweiten Effizienzvergleich überführt. Als Ergebnis resultiert für jeden Netzbetreiber ein individueller Effizienzwert⁸. Gemäß § 12 Abs. 2 ARegV beschreibt dieser Wert den Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und gilt für die Dauer einer Regulierungsperiode, welche derzeit fünf Kalenderjahre beträgt.

⁸ Genauer werden gemäß § 12 Abs. 4a ARegV vier Effizienzwerte ermittelt, bei denen das Prinzip „Best-of-Four“ angewendet wird. Somit wird nur der beste Wert (mindestens aber ein Effizienzwert in Höhe von 60 %) für die weiteren Betrachtungen verwendet. Zudem können Netzbetreiber (Strom) mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden ein vereinfachtes Verfahren nutzen, bei dem anstelle eines individuellen Effizienzwertes ein einheitlich ermittelter Effizienzwert vorgegeben wird (§ 24 Abs. 1 ARegV).

Unter Beachtung der zuvor ermittelten regulatorischen Netzkosten und dem Effizienzvergleich wird abschließend für jeden Netzbetreiber eine individuelle Erlösobergrenze pro Kalenderjahr vorgegeben. Die konkrete Berechnung der Erlösobergrenze erfolgt unter Anwendung der sogenannten Regulierungsformel, welche in Anlage 1 § 7 ARegV aufgeführt ist. Durch die vorgegebene Erlösobergrenze entsteht für den Netzbetreiber ein Anreiz, seine tatsächlichen Netzkosten im Laufe einer Regulierungsperiode unter die regulatorisch anerkannten Netzkosten zu senken, um höhere Gewinne realisieren zu können [79].

Nachteilig an diesem regulatorischen Instrument ist jedoch, dass vor allem notwendige Unterhaltsmaßnahmen unter Umständen nicht umgesetzt werden, um höhere Einsparungen und somit höhere Gewinne zu erzielen. Um möglichen Einbußen bei der Versorgungsqualität entgegenzuwirken, wurde daher die Qualitätsregulierung als weiteres Instrument eingeführt. Hierbei wird in Abhängigkeit einzuhaltender Qualitätskriterien ein Aufschlag (Bonus) oder Abschlag (Malus) auf die Erlösobergrenzen vorgenommen [79], [80]. Bisheriger Bestandteil der Qualitätsregulierung stellt die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit dar, da Versorgungsunterbrechungen mit hohen volkswirtschaftlichen Folgekosten verbunden sein können [81].

Unter dem Begriff der *Versorgungszuverlässigkeit* wird die Fähigkeit eines Energieversorgungssystems verstanden, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen [82]. Versorgungsunterbrechungen liegen gemäß der Norm DIN EN 50160 [43] vor, wenn die Versorgungsspannung an der Übergabestelle weniger als $U_i < 0,05 \cdot U_n$ beträgt. Zudem wird in der Norm bei stochastischen Versorgungsunterbrechungen in Kurzzeitunterbrechungen ($T_U \leq 3$ Minuten) und Langzeitunterbrechungen ($T_U > 3$ Minuten) unterschieden.

In Deutschland sind Netzbetreiber ausschließlich bei Langzeitunterbrechungen gemäß § 20 Abs. 1 ARegV dazu verpflichtet, Kennzahlen (u. a. zur Anzahl der Letztverbraucher und zur Dauer der Versorgungsunterbrechung) an die Bundesnetzagentur zu übermitteln [42], [80], [83]. Auf Basis der übermittelten Kennzahlen wird die Versorgungszuverlässigkeit anhand von Zuverlässigkeitskenngrößen quantifiziert. Damit gelingt es, das Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen bewertbar und vergleichbar zu machen und liefert daher die Basis für das Qualitätskriterium [80]. Eine Beschreibung gängiger Zuverlässigkeitskenngrößen erfolgt in den Abschnitten 3.3.8 und 3.3.9.

3.2 Entwicklung der Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen

In Abbildung 3-1 ist der Beitrag von MS- und NS-Netzen zu der deutschlandweit ermittelten Zuverlässigkeitskenngröße $SAIDI_{EnWG,ges}$ (System Average Interruption Duration Index nach dem Energiewirtschaftsgesetz) für den Zeitraum 2006 bis 2018 dargestellt. Der $SAIDI_{EnWG,ges}$ beschreibt die mittlere Nichtverfügbarkeit je Last und Jahr und berücksichtigt ausschließlich stochastische Störungen ohne höhere Gewalteinwirkung, wie z. B. Naturkatastrophen.

Einerseits wird deutlich, dass der mit Abstand größte Anteil dieser Zuverlässigkeitskenngröße aus den MS-Netzen kommt. Im Gegensatz zu NS-Netzen, bei denen im Störfall meist nur wenige Lasten von Versorgungsunterbrechungen betroffen sind, können Störungen in MS-Netzen mit deutlich höheren Auswirkungen auf die Versorgungssituation verbunden sein. Andererseits wird ersichtlich, dass sowohl der Beitrag an der Zuverlässigkeitskenngröße aus MS- als auch aus NS-Netzen im Mittel mit $SAIDI_{EnWG,ges} = 15,4 \text{ min/a}$ über den dargestellten Zwölfjahreszeitraum vergleichsweise konstant geblieben ist. Die Bundesnetzagentur kommt daher zu dem folgenden Schluss: „Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende (...) auf die Versorgungsqualität ist (...) nicht zu erkennen.“ [84, S. 137].

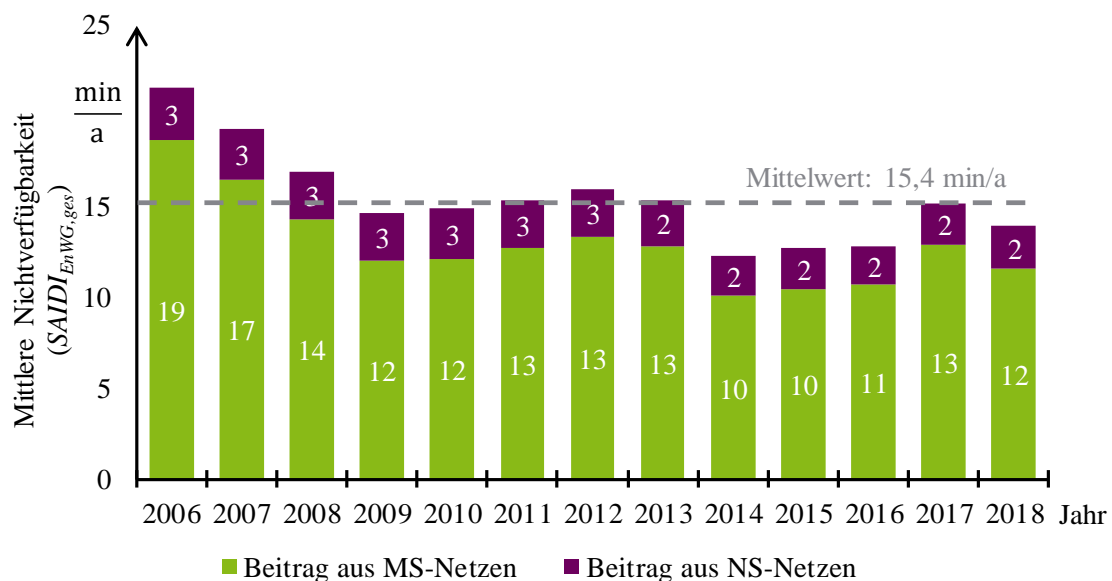


Abbildung 3-1: Beitrag von MS- und NS-Netzen zur Zuverlässigkeitskenngröße $SAIDI_{EnWG,ges}$ im Zeitraum von 2006 bis 2018 (Datengrundlage: [84, S. 137])

Auf Basis des vergangenen Systemverhaltens lassen sich Auswirkungen von SGT auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen bislang nicht abschätzen. Zwar führt der zunehmende Wandel des elektrischen Energieversorgungssystems zu einem Anstieg des Netzausbaubedarfs, allerdings ist der Anteil von SGT in MS- und NS-Netzen aktuell noch sehr gering. So findet der Netzausbau bislang vorwiegend mit konventionellen Betriebsmitteln und Maßnahmen statt.

Diese Aussagen stützen sich auf die Monitoringberichte der Bundesnetzagentur, bei dem Verteilungsnetzbetreiber nach ihren durchgeführten Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen befragt wurden. Demnach sind die Maßnahmen zwischen den Jahren 2013 und 2019 in der Summe zwar angestiegen, allerdings gaben für das Jahr 2019 rund die Hälfte der befragten 845 Verteilungsnetzbetreiber⁹ an, eine Erhöhung des Querschnitts von Kabeln, eine Erhöhung von Transformatorleistungen und/oder eine Verkabelung von Freileitungen durchgeführt zu haben.

Im Gegensatz dazu findet ein Einsatz von rONT nur bei 60 und ein Einspeisemanagement nur bei 70 Verteilungsnetzbetreibern statt. Dieses entspricht einem Anteil von etwa sieben bzw. acht Prozent, welcher zudem über die letzten sechs Jahre (2013 bis 2019) in etwa konstant geblieben ist [84, S. 124f.]. Ein flächendeckender Einsatz von SGT ist somit nicht zu erkennen. In Abbildung 3-2 ist diese Entwicklung grafisch dargestellt.

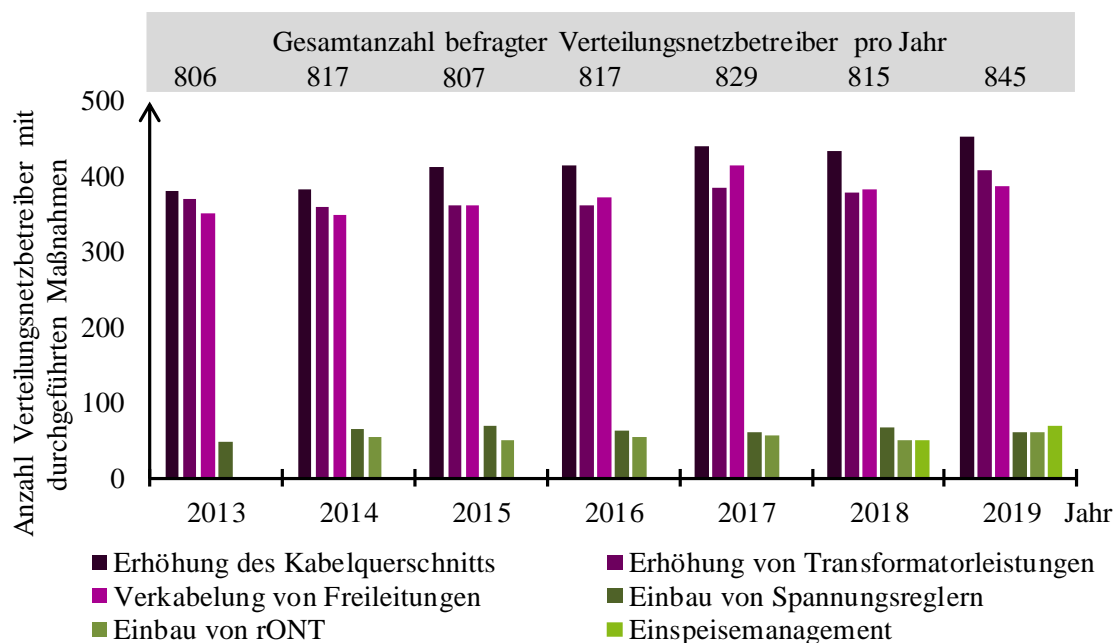


Abbildung 3-2: Auszug der angewendeten Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung von Verteilungsnetzbetreibern im Zeitraum von 2013 bis 2019 (Datengrundlage: [84, S. 124f.], [85, S. 81ff.], [86, S. 70f.], [87, S. 111ff.])

Auf Grundlage bisheriger Untersuchungen kann festgehalten werden, dass der Einsatz von SGT einen entscheidenden Beitrag zu einer Reduktion der NAK in MS- und NS-Netzen leisten kann. Es ist daher zukünftig zu erwarten, dass SGT in MS- und NS-Netzen erheblich an Bedeutung zunehmen werden. Allerdings lassen sich bislang sowohl aus dem vergangenen Systemverhalten als auch mit den bisherigen Modellen und Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung keine hinreichend genauen Aussagen zum zukünftigen Systemverhalten treffen.

⁹ Die Anzahl aller Verteilungsnetzbetreiber beträgt in Deutschland 883 (Stand: 05.11.2019) [84, S. 38].

Um dennoch Aussagen zu möglichen Entwicklungen treffen zu können, ist es daher erforderlich, das Verhalten von SGT und die Vielzahl möglicher Wechselwirkungen zwischen SGT und Netznutzern realitätsgerecht für Zuverlässigkeitsberechnungen nachzubilden. Vor diesem Hintergrund leisten diese Untersuchungen einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Planungssicherheit bei zukünftigen Investitionsentscheidungen.

3.3 Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse

Um einen ausreichend zuverlässigen Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze gewährleisten zu können, kommen meist deterministische Planungskriterien zum Einsatz. Hierbei handelt es sich um einen vergleichsweise einfachen und leicht verständlichen Ansatz, bei dem ein ausreichendes Niveau an Versorgungszuverlässigkeit durch Einhaltung bestimmter Bedingungen erfüllt wird. Dazu zählt das in Abschnitt 2.3.2.1 beschriebene (n-1)-Kriterium. Nachteilig an deterministischen Planungskriterien ist jedoch, dass nur ermittelt wird, ob das Kriterium eingehalten wird oder nicht. Somit lassen sich nur qualitative Aussagen treffen. Probabilistische Verfahren ermöglichen hingegen quantitative Aussagen in Form von Zuverlässigkeitskenngrößen, wodurch es gelingt, die Ergebnisse untereinander quantitativ reihen zu können [18, S. 1f.].

3.3.1 Analytische Berechnungsverfahren

Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnungen können im Wesentlichen in analytische (enumerative) und simulative (Monte-Carlo-Verfahren) Berechnungsverfahren unterteilt werden. Da analytische Verfahren im Vergleich zu Simulationsverfahren deutliche Vorteile in Bezug auf Reproduzierbarkeit (Transparenz) und Rechenaufwand aufweisen, werden im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich analytische Verfahren betrachtet [88, S. 22].

Ein Auszug über bestehende Verfahren ist in Abbildung 3-3 gegeben. Genutzte Verfahren sind in Schwarz hervorgehoben und werden im Folgenden erläutert. Eine ausführliche Beschreibung weiterer, aber hier nicht betrachteter Verfahren, ist bspw. in [88, S. 22ff.] gegeben.

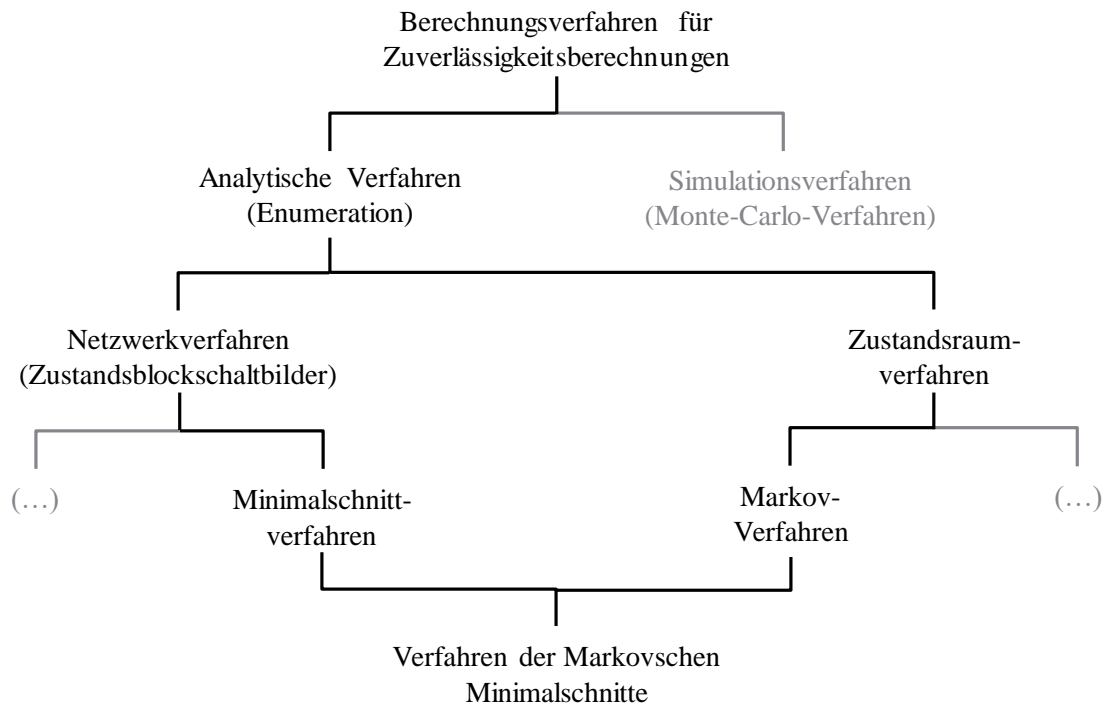


Abbildung 3-3: Übersicht der berücksichtigten Berechnungsverfahren (in Schwarz) zur Zuverlässigkeitsberechnung (in Anlehnung an [22, S. 12], [88, S. 23])

3.3.1.1 Netzwerkverfahren

Unter dem Netzwerkverfahren wird die logische Verknüpfung von Komponenten- oder Teilsystemzuständen verstanden. Die daraus resultierenden Netzwerke werden auch als **Zustandsblöckschaltbilder** (engl.: Reliability Block Diagram, RBD) bezeichnet [88, S. 22f.]. Die logische Verknüpfung kann in Form von Serien-, Parallel- oder Mischstrukturen erfolgen. In Abbildung 3-4 sind mögliche Strukturen exemplarisch dargestellt und werden nachfolgend in Anlehnung an [88, S. 199f.] zusammenfassend beschrieben:

- **Serienstruktur:** Die Komponenten sind untereinander in Reihe verknüpft. Der Ausfall einer (beliebigen) Komponente führt zu einem Ausfall des gesamten Systems.
- **Parallelstruktur:** Sämtliche Komponenten sind parallel zueinander angeordnet. In dieser Struktur führt der Betrieb einer Komponente zum Betrieb des gesamten Systems. Es handelt sich also um eine redundante Struktur.
- **Mischstruktur:** Stellt eine Kombination aus Reihen- und Parallelstruktur dar.

Sowohl die Komponentenmodelle (*Betrieb/Ausgefallen*) als auch die Systemzustände (*Systembetrieb/Systemausfall*) werden als zweistufiger Prozess angenommen. Sofern mehrstufige Ausgangsmodelle der Komponenten vorliegen, muss eine Zerlegung in mehrere zweistufige Modelle vorgenommen werden (sog. Systemzustandspaargruppen). Dieses ist bspw. dann erforderlich, wenn ein System neben einem *Systembetrieb* und einem *Systemausfall* zusätzlich über eingeschränkte Betriebszustände verfügt [88, S. 190ff.].

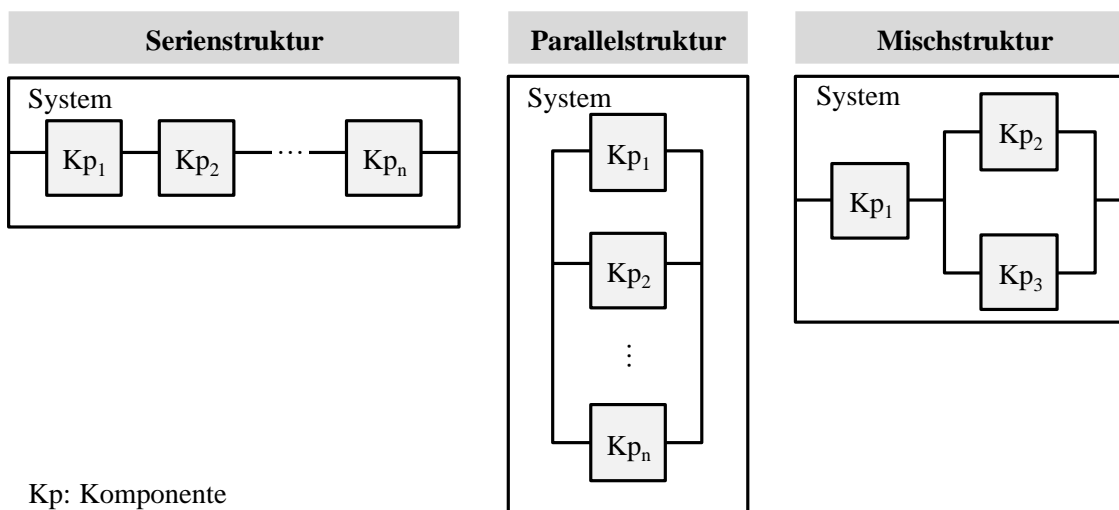


Abbildung 3-4: Logische Strukturen von Zustandsblockschaltbildern (in Anlehnung an [88, S. 189])

Minimalschnittverfahren

Mithilfe des Minimalschnittverfahrens können die Systemzustände eines vorliegenden Zustandsblockschaltbildes ermittelt werden. Ein Minimalschnitt beschreibt die minimale Anzahl von Komponentenausfällen, die zu einem Systemausfall führen. Die Komponentenausfälle sind somit logisch UND-verknüpft. Da alle anderen Fehlerkombinationen¹⁰ vernachlässigt werden können, reduziert sich die Anzahl aller zu analysierenden Fehlerkombinationen zum Teil beträchtlich. Um sämtliche Minimalschnitte zu ermitteln, ist es erforderlich, alle Komponenten in allen Kombinationen ausfallen zu lassen und jeweils zu prüfen, ob ein Minimalschnitt vorliegt [88, S. 202ff.]. Bei Systemen mit einer geringen Anzahl an Komponenten oder einer einfachen Struktur ist es oftmals möglich, sämtliche Minimalschnitte ohne großen Rechenaufwand zu bestimmen. Hingegen müssen bei großen Systemen (z. B. der elektrischen Energieversorgung) aufgrund der damit einhergehenden Komplexität üblicherweise rechengestützte Programme zum Auffinden von Minimalschnitten eingesetzt werden.

Um die Zuverlässigkeit von betrachteten (Teil)Systemen zu bestimmen, werden die unterlagerten Komponenten der SGT in Kapitel 4 mithilfe von Zustandsblockschaltbildern und durch die Anwendung des Minimalschnittverfahrens einer genaueren Untersuchung unterzogen.

¹⁰ Als Fehlerkombination wird der Nichtbetriebszustand einer oder mehrerer Betriebsmittel, Elemente oder Komponenten zu einem gemeinsamen Zeitpunkt verstanden.

3.3.1.2 Zustandsraumverfahren

Zustandsraumverfahren ermöglichen die Darstellung von Komponenten und Systemen in Form von Zuständen und Zustandskombinationen. Auch lassen sich die Übergänge zwischen den definierten Zuständen betrachten [88, S. 24]. Um das Verhalten technischer Anlagen zu beschreiben, stellt das Markov-Verfahren und im Speziellen das homogene (zeitunabhängige) Markov-Verfahren einen geeigneten und bewährten Ansatz dar [88, S. 78f.]. Daher wird auf dieses Verfahren im Folgenden näher eingegangen.

Homogenes Markov-Verfahren

Bei dem homogenen Markov-Verfahren müssen die Übergangsraten zwischen den Zuständen einer Exponentialverteilung genügen. Somit wird ein zeitunabhängiges Verhalten unterstellt; also das zukünftige Verhalten unabhängig von dem vergangenen Verhalten betrachtet. Diese Bedingung wird i. A. bei elektrischen Betriebsmitteln in guter Näherung als erfüllt gesehen [88, S. 109]. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit stets von exponentialverteilten (zeitunabhängigen) Übergangsraten ausgegangen.

Ein Beispiel für ein Markov-Modell ist in Abbildung 3-5 gegeben. Dieses dargestellte Modell besitzt zwei Zustände (*Betrieb/Ausgefallen*) und wird zur Nachbildung von konventionellen Betriebsmitteln, darunter Freileitungen, Kabel, ONT und Schaltanlagen, zugrunde gelegt. Bei den Übergangsraten zwischen den beiden Zuständen wird in eine Fehlerrate λ und eine Reparaturrate μ unterschieden. Die Fehlerrate beschreibt die Häufigkeit mit der ein Nichtbetriebszustand erreicht wird. Die Reparaturrate beschreibt die zeitliche Dauer vom Eintritt des Fehlers bis zur vollständigen Wiederinbetriebnahme des Betriebsmittels (durch Reparatur oder Austausch).

Darüber hinaus existieren für elektrische Energieversorgungssysteme noch weitere Markov-Modelle mit einer abweichenden Anzahl an Zuständen und Zustandsübergängen. Darunter das 6-Zustandsmodell zur Nachbildung thermischer Kraftwerke oder 4-Zustandsmodelle zur Nachbildung von Offshore-WEA und DEA [25], [89], [90].

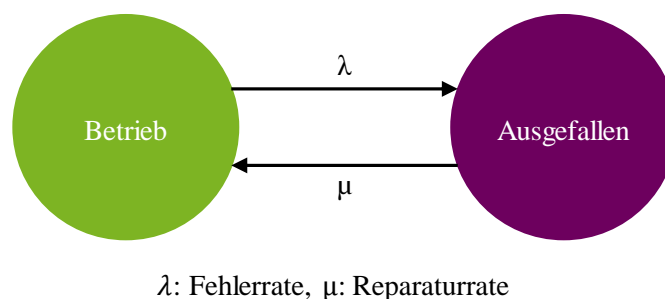


Abbildung 3-5: 2-Zustandsmodell zur Nachbildung konventioneller Betriebsmittel (in Anlehnung an [88, S. 116])

3.3.1.3 Verfahren der Markovschen Minimalschnitte

Bei dem Verfahren der Markovschen Minimalschnitte wird das Verfahren der Minimalschnitte aus dem Bereich der Netzwerkverfahren mit dem Markov-Verfahren aus dem Bereich der Zustandsraumverfahren kombiniert. Dieses leistungsstarke Verfahren erlaubt die Betrachtung großer elektrischer Energieversorgungssysteme unter Berücksichtigung einer typischerweise hohen Anzahl an Betriebsmitteln mit unterschiedlichen Zustandswahrscheinlichkeiten [88, S. 227].

Das Verfahren der Markovschen Minimalschnitte ist, neben dem Monte-Carlo-Verfahren, in der Regel fester Bestandteil in bestehenden Programmen zur Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme [22, S. 12f.]. In Kapitel 5 wird dieses um neue Verfahrensschritte und Modelle zur Berücksichtigung von SGT erweitert.

3.3.2 Ablauf von Zuverlässigkeitsberechnungen elektrischer Energieversorgungssysteme

Abbildung 3-6 zeigt den prinzipiellen Ablauf einer Zuverlässigkeitsberechnung für elektrische Energieversorgungssysteme. Ausgangspunkt stellt das vergangene Systemverhalten dar, aus dem Ausfallmodelle und Zuverlässigkeitskenndaten ermittelt werden. Ausfallmodelle ermöglichen eine qualitative Beschreibung des Störungsgeschehens. Hingegen ermöglichen Zuverlässigkeitskenndaten quantitative Vorgaben zur Häufigkeit, Dauer und Wahrscheinlichkeit von Fehlern.

In einem ersten Verfahrensschritt werden die Netzdaten (Betriebsmittel, Topologie, Schutzgeräte etc.) eingelesen und aufbereitet. Dabei werden Betriebsmittel mit gleicher Systemauswirkung zu einer Komponente zusammengefasst. So besteht bspw. eine Transformator Komponente aus dem Transformator selbst und dem dazugehörigen transformatorseitigen Schaltfeldanteil [18, S. 27]. Anschließend beginnt der eigentliche Prozess der Zuverlässigkeitsberechnung, bei der zunächst Fehlerkombinationen gebildet werden. Aus Gründen der Rechenzeit ist es dabei meist erforderlich, Vorgaben zur Begrenzung der Anzahl von Fehlerkombinationen zu treffen. Dazu werden äußerst unwahrscheinliche Ereignisse, bei denen zudem angenommen werden kann, dass diese nur einen sehr geringen Beitrag zu den Zuverlässigkeitskenngrößen liefern, vom weiteren Berechnungsprozess ausgeschlossen [21, S. 23].

In einem nachfolgenden Schritt erfolgt eine Netzzustandsanalyse, bei der die Auswirkungen der zuvor generierten Fehlerkombinationen auf den Netzzustand analysiert werden. Dazu zählt die Ermittlung und Durchführung geeigneter Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssituation (bspw. durch Durchführung von Schaltmaßnahmen). Die modellierten Schritte zur Wiederherstellung der Versorgung werden nachfolgend unter dem Begriff *Wiederversorgungsmodelle* zusammengefasst.

Nach der Analyse aller interessierenden Fehlerkombinationen werden abschließend die gewünschten Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt. Mit diesen kann das zukünftige Verhalten eines Energieversorgungssystems (bspw. in Abhängigkeit einer unterschiedlichen Last- und Einspeiseentwicklung) prognostiziert und bewertet werden.

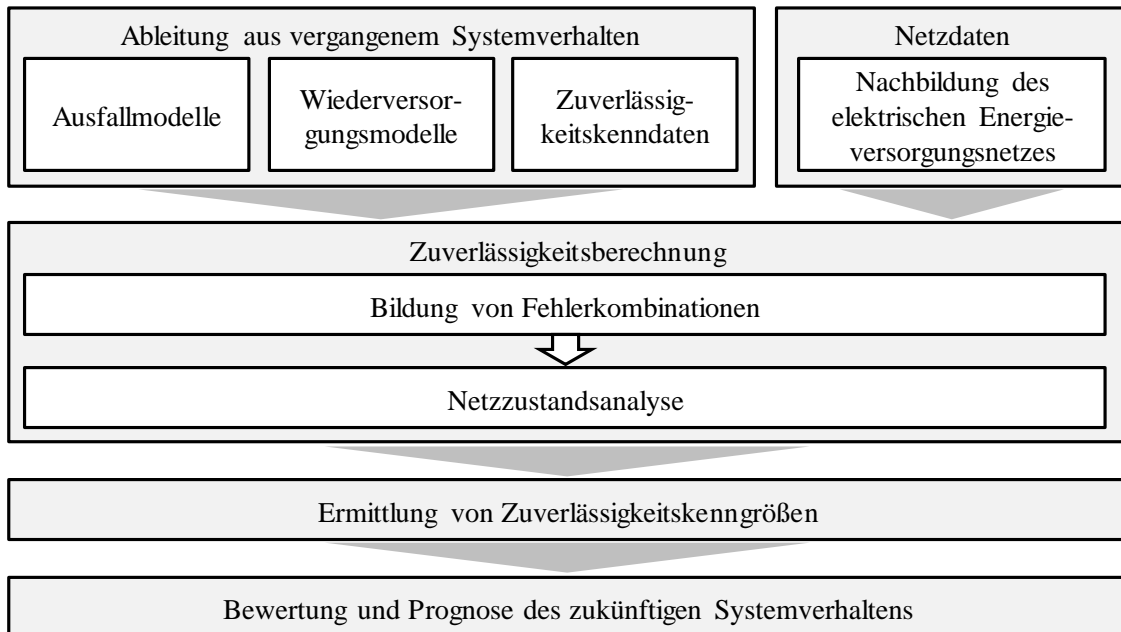


Abbildung 3-6: Prinzipieller Ablauf einer Zuverlässigkeitsberechnung (in Anlehnung an [21, S. 13], [24, S. 29])

3.3.3 Ausfallmodelle

Ausfallmodelle erlauben die qualitative Beschreibung des Störungsgeschehens mit dem Ziel, die auftretenden Störungen und damit verbundene Ereignisse in einem elektrischen Energieversorgungssystem möglichst realitätsnah nachbilden zu können. Im Wesentlichen erfolgt eine Unterscheidung in *Primär-* und *Folgeereignisse* [21, S. 16], [22, S. 31]. Ein Primärereignis liegt vor, wenn ein Fehler unabhängig, also ohne kausalen Zusammenhang mit anderen fehlerbedingten Ereignissen, eintritt. Dazu zählen:

- Unabhängiger Einfachausfall,
- Stehender Erdschluss,
- Common-Mode-Ausfall,
- Unabhängige Schutzüberfunktion.

Zu den Ausfallmodellen, bei denen ein kausaler Zusammenhang mit anderen fehlerbedingten Ereignissen besteht, zählen:

- Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall,
- Schutzunterfunktion,
- Schutzüberfunktion,
- Leistungsschalterversager.

Eine detaillierte Beschreibung zu den einzelnen Ausfallmodellen kann bspw. [18, S. 27ff.], [21, S. 14ff.], [22, S. 26ff.] entnommen werden.

3.3.4 Modellbildung des Schutzkonzeptes

Für Zuverlässigkeitsberechnungen von elektrischen Energieversorgungssystemen erfolgt eine vereinfachte Modellbildung des Schutzkonzeptes. Ziel dieser Modellbildung ist es, eine realitätsgerechte räumliche Eingrenzung (Selektivität) oder Ausweitung von Störungen zu ermöglichen [23, S. 14]. Für eine detaillierte Beschreibung zum Funktionsprinzip einzelner Schutzgeräte sei hingegen auf Spezialliteratur verwiesen (z. B. [91], [92]). Da sich das Schutzkonzept in MS- und NS-Netzen grundsätzlich voneinander unterscheidet, werden diese nachfolgend getrennt voneinander beschrieben. Ergänzend dazu erfolgt eine Beschreibung des Schutzkonzeptes von ESR und DEA.

3.3.4.1 Schutzkonzept in Mittelspannungsnetzen

Das Schutzkonzept wird in MS-Netzen so ausgelegt, dass der von einem Fehler betroffene Netzbereich durch das Öffnen angrenzender Leistungsschalter abgeschaltet werden kann, sodass sich daraus ein selektiv getrennter Schutzauslösebereich ergibt. Dazu ist es erforderlich, das Auslöseverhalten der Schutzgeräte untereinander abzustimmen. Dieses wird üblicherweise durch vorgegebene Zeitverzögerungen der Auslösesignale von Leistungsschaltern (Staffelzeit) realisiert [9, S. 489].

Transformatorschutz

Das Schutzkonzept von HS/MS-Transformatoren wird so ausgelegt, dass diese sowohl gegen innere als auch gegen äußere Fehler geschützt sind. Fehler im Transformatorinneren (bspw. Wicklungs- und Eisenschlüsse) werden von einem *Differenzial-* oder *Buchholzschutz* erkannt, wodurch es in der Folge zu einer Auslösung der Leistungsschalter an der Ober- und Unterspannungsseite des HS/MS-Transformators kommt. Ergänzend wird zum Schutz vor Überlastung und äußeren Kurzschlüssen ein *Überstromschutz* (unabhängiger Maximalstromzeitschutz, UMZ-Schutz) eingesetzt [9, S. 502], [93, S. 594f.]. In der Zuverlässigkeitsberechnung kann dieses beschriebene Schutzkonzept durch die Vorgabe eines *Differenzial-* und *UMZ-Schutzes* umgesetzt werden.

Sammelschienenschutz

Ein vergleichsweise einfach zu realisierendes Konzept in MS-Netzen stellt die *rückwärtige Verriegelung* dar, bei der die am Sammelschienenabgang befindlichen Schutz-Relais genutzt werden, um die betroffene Sammelschiene im Fehlerfall selektieren zu können.

Alternativ können Sammelschienen durch einen eigenen *Differenzialschutz* geschützt werden [94, S. 223], [95, S. 428]. Aus Gründen der Redundanz und zur Begrenzung von Kurzschlussströmen werden Sammelschienen häufig als Mehrfachsammschienen ausgelegt und über Längs- oder Querkupplungen verbunden. Um eine möglichst hohe Selektivität zu erreichen, ist daher sicherzustellen, dass vorhandene Leistungsschalter an Sammelschienenkupplungen im Fehlerfall ebenfalls geöffnet werden [9, S. 507], [93, S. 596f.].

In der Zuverlässigkeitsberechnung wird das Schutzkonzept dadurch nachgebildet, dass bei einem Sammelschienenfehler alle angrenzenden Leistungsschalter der betroffenen Sammelschiene (inkl. Sammelschienenkupplungen) geöffnet werden und diese in der Folge selektiert wird.

Leitungsschutz

Der Schutz von Leitungen vor Kurzschlüssen erfolgt in MS-Netzen mit offen betriebenen Halbringen üblicherweise durch *UMZ-Schutzgeräte*, welche sich an den Leitungsabgängen in HS/MS-Umspannwerken oder MS-Schwerpunktstationen befinden [9, S. 501]. Im Rahmen dieser Arbeit werden an allen Leitungsabgängen eines HS/MS-Umspannwerks respektive einer MS-Schwerpunktstation *UMZ-Schutzgeräte* angenommen.

3.3.4.2 Schutzkonzept in Niederspannungsnetzen

In NS-Netzen mit einer Strahlentopologie werden Fehlerströme üblicherweise durch Sicherungen an (r)ONT sowie an den NS-Kabelabgängen der NS-Hauptverteilung (innerhalb des ONS) und an den NS-Kabelabgängen der KVS abgeschaltet. Die Selektivität wird über unterschiedliche Staffelzeiten (Schmelzzeit/Strom-Kennlinien) der Sicherungen erreicht [93, S. 584].

(Regelbarer) Ortsnetztransformator

Das Schutzkonzept eines (r)ONT besteht aus Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (HH-Sicherungen), welche sich an der überspannungsseitigen Sammelschiene befinden. Dadurch wird vermieden, dass es bei Kurzschlüssen in einem NS-Netz zu Rückwirkungen auf das überlagerte MS-Netz kommt [45, S. 447ff.]. Zudem befinden meist sich auf der Unterspannungsseite des r(ONT) Niederspannungs-Hochleistungssicherungen (NH-Sicherungen) [96, S. 247f.].

Niederspannungshauptverteilung und Kabelverteilerschränke

Die NS-Kabelabgänge an der NS-Hauptverteilung und an KVS werden typischerweise mit NH-Sicherungen ausgerüstet. Im Gegensatz zu einer HH-Sicherung, welche nur einen Schutz gegen Kurzschlüsse ermöglicht, übernehmen NH-Sicherungen sowohl einen Schutz gegen Kurzschlüsse als auch gegen thermische Überlastungen [44, S. 332].

Für die Zuverlässigkeitsberechnungen von NS-Netzen wird von diesem beschriebenen Schutzkonzept ausgegangen. Ähnlich wie bei der Betrachtung von MS-Netzen wird auch bei NS-Netzen unterstellt, dass eine entsprechende Staffelung der Schutzgeräte untereinander erfolgt. Die konkrete Auslegung der Schutzgeräte stellt hingegen keinen Bestandteil dieser Arbeit dar.

3.3.4.3 Schutzkonzept von Einzelstrangreglern

Das Schutzkonzept eines ESR wird so ausgelegt, dass der ESR bei thermischen Überlastungen und Kurzschlussströmen vor eventuellen Schäden geschützt wird. Aus diesem Grund wird der ESR bei Einbau in NS-Netzen üblicherweise mit NH-Sicherungen ausgerüstet [104, S. 14], [113, S. 24]. In MS-Netzen kann der ESR unter der Voraussetzung, dass dieser über eine ausreichend hohe Kurzschlussfestigkeit verfügt, in das bestehende Schutzkonzept integriert werden. Alternativ ist eine Absicherung mit einem eigenen Schutzkonzept (bspw. durch einen UMZ-Schutz) möglich [113, S. 24]. Darüber hinaus wird bei einem Einsatz eines ESR in MS- oder NS-Netzen die Kurzschlussleistung des Netzes normalerweise nur geringfügig beeinträchtigt. Auf eine (umfassende) Anpassung des bestehenden Schutzkonzeptes kann daher in aller Regel verzichtet werden [38], [97].

In der vorliegenden Arbeit wird angenommen, dass der ESR in NS-Netzen mittels NH-Sicherungen bzw. in MS-Netzen durch einen eigenen UMZ-Schutz abgesichert wird. Sofern, wie hier unterstellt, die Auslösezeiten des bestehenden Schutzkonzeptes und die des Schutzes am ESR gegeneinander abgestimmt werden, wird eine höhere Selektivität im Fehlerfall erreicht.

3.3.4.4 Schutzkonzept von dezentralen Energiewandlungsanlagen

Die Anforderungen an die Schutzeinrichtungen von DEA bei Anschluss in MS-Netzen sind in der Anwenderrichtlinie VDE AR 4110 spezifiziert. Demnach müssen DEA über Kurzschluss- und Entkupplungsschutzeinrichtungen verfügen. Durch die Kurzschlusseinrichtung werden Kurzschlüsse innerhalb der DEA abgeschaltet. Der Entkupplungsschutz stellt zudem sicher, dass DEA bei unzulässigen Betriebszuständen automatisch vom Stromnetz getrennt werden. Dieses wird durch unterschiedliche Funktionen (u. a. Spannungssteigerungsschutz, Frequenzrückgangsschutz, Q-U-Schutz) und Einstellzeiten des Entkupplungsschutzes realisiert [63, S. 110].

Die Bestimmungen für den Schutz von DEA bei Anschluss in NS-Netzen sind in der Anwenderrichtlinie VDE AR 4105 definiert. Ähnlich wie bei einem Anschluss von DEA in MS-Netzen gefordert müssen auch in NS-Netzen angeschlossene DEA sowohl gegen interne als auch gegen externe Fehler geschützt werden. Der Schutz vor Kurzschlüssen und Überlastungen kann durch Leitungsschutzschalter oder Fehlerstrom-Schutzschalter realisiert werden. Der Netz- und Anlagenschutz gewährleistet zudem, dass DEA auch bei unzulässigen Netzzuständen (Frequenz, Spannung, Inselnetz) vom Stromnetz getrennt werden [74, S. 49ff.].

In der vorliegenden Arbeit wird zum einen ein Versagen der Schutzeinrichtungen der DEA aufgrund sehr geringer Wahrscheinlichkeiten nicht berücksichtigt. Zum anderen wird der Aspekt der Frequenzhaltung vernachlässigt. Daher folgen in Anlehnung an [48, S. 62] drei zentrale Punkte:

- der Ausfall einer DEA führt zu einer sofortigen Trennung dieser vom Stromnetz,
- ein Wegfall der Netzspannung (z. B. in Folge einer Schutzauslösung) führt zu einer sofortigen Trennung betroffener DEA vom Stromnetz,
- die Über- oder Unterschreitung vorgegebener Spannungsgrenzwerte an dem Netzanschlusspunkt der DEA führt zu einer sofortigen Trennung dieser vom Stromnetz.

3.3.5 Netzzustandsanalyse

Die Netzzustandsanalyse hat zum Ziel, die Auswirkungen der zuvor erzeugten Fehlerkombinationen (inkl. der Durchführung von Wiederversorgungsmaßnahmen) auf die Netznutzer zu untersuchen. In klassischen Verfahren ist die Bestimmung von Versorgungsunterbrechungen sowie die Identifikation und Behandlung von Grenzwertverletzungen vorrangig. Auf Basis dieser Informationen ist die Ermittlung und anschließende Bewertung von Wiederversorgungsmaßnahmen möglich. Je nach Anwendungsbereich können unterschiedliche Verfahren zur Ermittlung des Netzzustandes zum Einsatz kommen, welche sich hinsichtlich ihrer Genauigkeit und Rechenzeit deutlich voneinander unterscheiden [21, S. 26], [23, S. 15ff.]. Für Zuverlässigkeitsanalysen in MS- und NS-Netzen wird ein Verfahren zur AC-Leistungsflussberechnung genutzt (vgl. Kapitel 5).

3.3.6 Wiederversorgungsmodelle

Die Ausfallmodelle beschreiben den Eintritt in das Störungsgeschehen. Ergänzend dazu, ermöglichen Wiederversorgungsmodelle die Nachbildung von Maßnahmen zur möglichst zügigen und vollumfänglichen Wiederversorgung von Netznutzern. In Abbildung 3-7 sind die typischen Zeitstufen der Wiederversorgung für MS- und NS-Netze grafisch dargestellt.

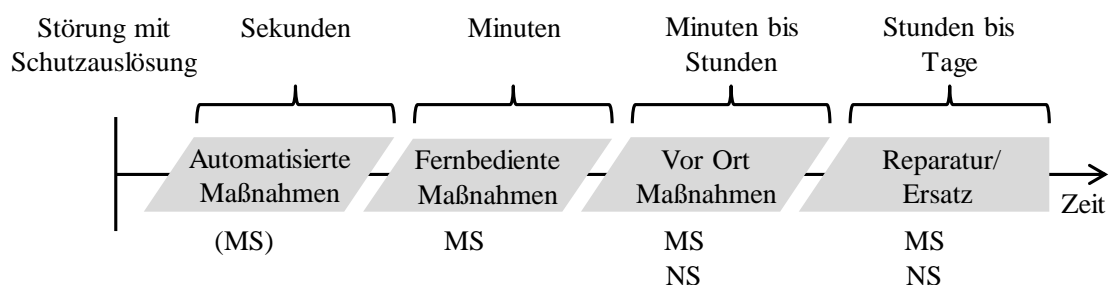


Abbildung 3-7: Typische Zeitstufen der Wiederversorgung in MS- und NS-Netzen (in Anlehnung an [98, S. 29])

Der Prozess beginnt mit dem Störungseintritt und der damit verbundenen Schutzauslösung und ist in MS- und NS-Netzen identisch. Allerdings wird die Schutzauslösung in MS-Netzen üblicherweise fernwirktechnisch an die Netzleitstelle übertragen. Hingegen werden Schutzauslösungen bzw. dadurch verursachte Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen in NS-Netzen in aller Regel erst durch telefonische Mitteilungen betroffener Netznutzer erfasst [99, S. 9].

Automatisierte Maßnahmen

Diese Maßnahmen werden derzeit nur vereinzelt in MS-Netzen realisiert. Zentrale Voraussetzung ist die fernwirktechnische Anbindung von Schaltern mit motorischem Antrieb. Zu den Anwendungen zählen bspw. automatisierte Sammelschienenwechsel in HS/MS-Umspannwerken oder an MS-Schwerpunktstationen. Ebenso werden vereinzelt MS-Kundenstationen mit Umschaltautomatiken ausgerüstet, um sensible Lasten nach einer Versorgungsunterbrechung schnellstmöglich wiederversorgen zu können. Können zudem die Lasttrennschalter mehrerer Ortsnetz- oder MS-Kundenstationen automatisiert angesteuert werden, so lassen sich durch geschicktes Öffnen und Schließen dieser Lasttrennschalter einzelne Netzbereiche automatisiert freischalten und wiederversorgen (vgl. Abschnitt 4.5.5.4).

Die Umsetzung automatisierter Maßnahmen erfolgt innerhalb weniger Sekunden, wodurch die Dauer von Versorgungsunterbrechungen erheblich reduziert werden kann [100]. Da zudem Versorgungsunterbrechungen erst ab einer Dauer von $T_U > 3$ Minuten an die Bundesnetzagentur übermittelt werden müssen, kann auch die Anzahl der regulatorisch maßgeblichen Versorgungsunterbrechungen verringert werden (vgl. Abschnitt 3.1).

Fernbediente Maßnahmen

HS/MS-Umspannwerke und zumeist auch MS-Schwerpunktstationen sind fast ausnahmslos fernwirktechnisch an die Netzleitstelle angebunden. Dadurch können Schutzauslösungen übermittelt werden und Leistungsschalter in HS/MS-Umspannwerken respektive MS-Schwerpunktstationen fernbedient werden. Je nach Fehlerfall ermöglichen fernbediente Maßnahmen Freischaltungen oder eine (Teil)Wiederversorgung von Netznutzern.

Die Dauer für einzelne fernbedient durchführbare Maßnahmen T_{Fern} , bspw. das Schließen oder das Öffnen der Sammelschienenkupplung, liegt typischerweise im Bereich von $T_{Fern} = 5$ Minuten bis $T_{Fern} = 10$ Minuten. Sind mehrere durchzuführende Maßnahmen erforderlich, ergeben sich entsprechend höhere zeitliche Dauern. So beträgt die Dauer für einen fernbedienbaren Sammelschienenwechsel etwa $T_{Fern} = 0,5$ h [24, S. 91].

Vor Ort Maßnahmen

Sofern der Fehlerort im Vorfeld nicht genau eingegrenzt werden kann, muss dieser in MS- und NS-Netzen durch das Betriebspersonal vor Ort (z. B. durch das Ablesen von Kurzschlussanzeigern oder durch Fehlerortungsverfahren) ermittelt werden. Ebenso sind die Lasttrennschalter an den ONS üblicherweise nicht fernwirktechnisch angebunden und müssen daher durch das Betriebspersonal vor Ort geöffnet oder geschlossen werden [101, S. 9]. Durch vor Ort Maßnahmen lässt sich in MS-Netzen meist ein Großteil der Netznutzer wiederversorgen. In NS-Netzen ist die Anzahl der vor Ort durchführbaren Schaltmaßnahmen auf wenige Schaltmöglichkeiten an KVS bzw. ONS begrenzt. In Abhängigkeit der Anzahl, der Orte und des Zeitpunkts durchzuführender Schaltmaßnahmen beträgt die zeitliche Dauer T_{Man} etwa zwischen $T_{Man} = 0,5 \text{ h}$ und $T_{Man} = 2,5 \text{ h}$ [24, S. 91ff.].

In Fällen, in denen durch Schaltmaßnahmen keine vollständige Wiederversorgung erreicht wird, kann ein Einsatz von NEA erfolgen. Da die Leistung eines NEA stark begrenzt ist (bis ca. $S_{NEA} = 1 \text{ MVA}$), beschränkt sich ein Einsatz eines NEA in MS-Netzen meist auf einzelne im Stich angebundene Netznutzer, bei denen keine Möglichkeiten einer Wiederversorgung durch Schaltmaßnahmen gegeben sind. In NS-Netzen ist es hingegen oftmals möglich, sämtliche Netznutzer für eine bestimmte zeitliche Dauer wieder zu versorgen (bspw. in Folge eines Ausfalls eines (r)ONT) [101, S. 7]. Die Dauer vom Störungseintritt bis zur Wiederversorgung von Netznutzern durch ein NEA liegt im Bereich von $T_{NEA} = 2 \text{ h}$ bis $T_{NEA} = 6 \text{ h}$.

Instandsetzung/Ersatz

Der letzte Zeitschritt umfasst die Reparatur bzw. den Ersatz des vom Fehler betroffenen Betriebsmittels durch das Betriebspersonal. Die Dauer dieser Maßnahmen beträgt in MS- und NS-Netzen im Bereich von einigen Stunden bis hin zu wenigen Tagen. Exemplarisch beträgt die Reparaturdauer T_A für ein VPE MS-Kabel etwa $T_{A,VPE,MS} = 70 \text{ h}$ und für eine MS-Freileitung etwa $T_{A,FL,MS} = 13 \text{ h}$ [102].

3.3.7 Exemplarischer Störungsablauf

Abbildung 3-8 zeigt den Prozess vom Eintritt einer Störung mit Versorgungsunterbrechung bis zur Wiederversorgung der Netznutzer durch Schaltmaßnahmen und Reparatur für ein stark vereinfacht dargestelltes MS-Netz. Bei dem MS-Netz handelt es sich um eine Ringstruktur, bei der die Trennstelle in der Mitte des MS-Rings in fehlerfreien Netzzuständen offen betrieben wird. Ergänzend wird das MS-Netz von zwei HS/MS-Transformatoren versorgt, welche auf zwei MS-Sammelschienen speisen. Letztere sind über eine offen betriebene Sammelschienen-Kupplung verbunden. Der nachfolgend erläuterte Störungsablauf erfolgt ausschließlich aus Sicht von Lasten.

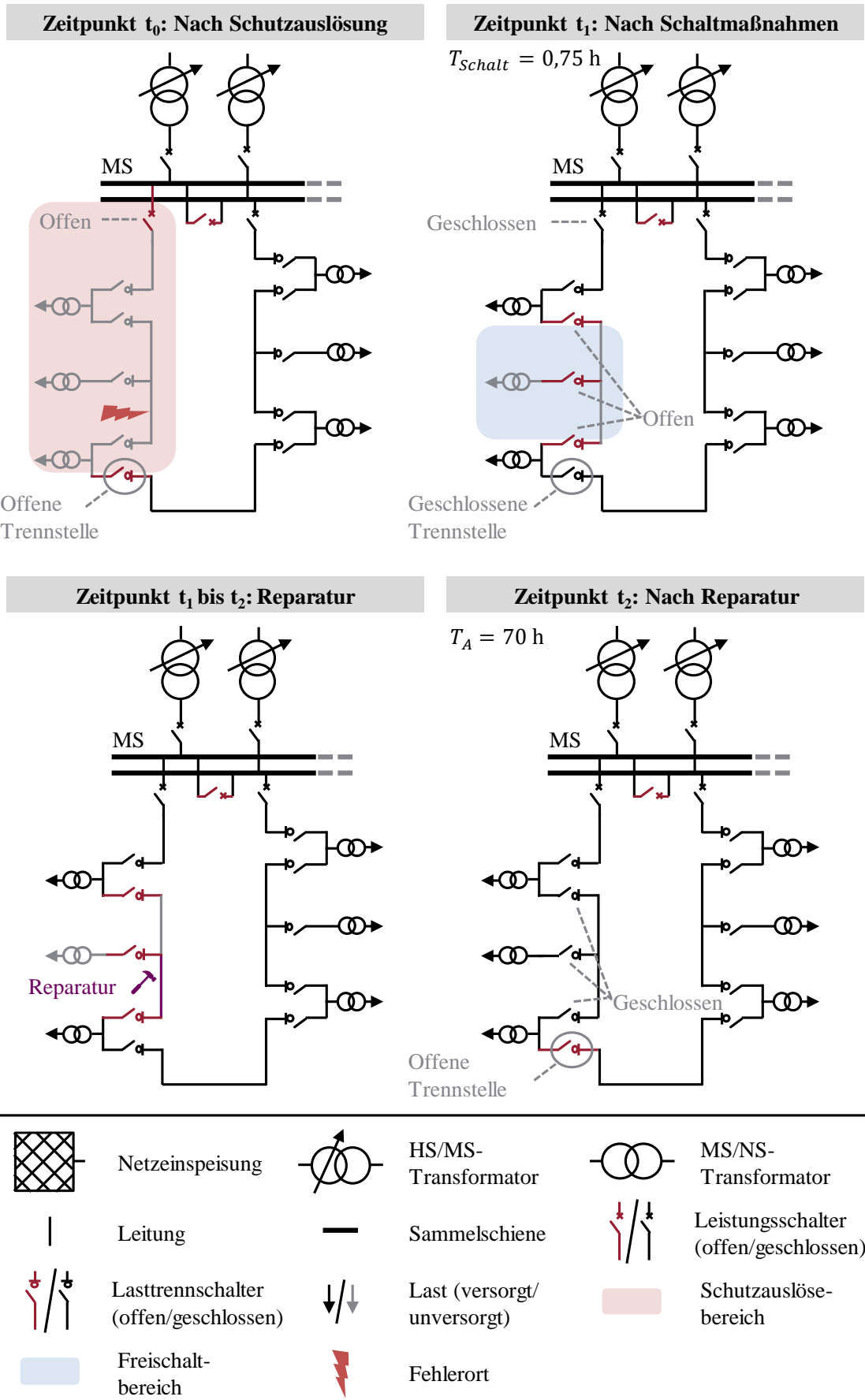


Abbildung 3-8: Zeitlicher Ablauf von Störungen in MS-Netzen (in Anlehnung an [24, S. 26], [98, S. 51])

- **Zeitpunkt t_0 :** Auf einem Kabel in dem linken MS-Halbring kommt es in Folge eines Betriebsmittelfehlers zu einer konzeptgemäßen Auslösung des Abgangsschutzes, wodurch der Leistungsschalter am dazugehörigen Leitungsabgang im Umspannwerk unmittelbar geöffnet wird. Die drei Lasten, welche sich innerhalb des betroffenen Schutzauslösebereichs befinden, werden in der Folge nicht mehr versorgt.
- **Zeitpunkt t_1 :** Zeigt das Ergebnis nach Schaltmaßnahmen. Das vom Fehler betroffene Kabel wird an den drei angrenzenden ONS durch das Öffnen von Lasttrennschaltern freigeschaltet. Anschließend wird die offene Trennstelle in der Mitte des MS-Rings geschlossen sowie der zuvor geöffnete Leistungsschalter am Leitungsabgang wieder zugeschaltet. Dadurch können sämtliche im MS-Ring angeschlossene Lasten wiederversorgt werden. Die Dauer für die Durchführung sämtlicher Schaltmaßnahmen beträgt in diesem Beispiel $T_{Schalt} = 0,75$ h. Da sich die im Stich angebundene Last im Freischaltbereich befindet, ist diese auch nach Abschluss der Schalthandlungen noch unversorgt.
- **Zeitpunkt t_1 bis t_2 :** In diesem Zeitraum erfolgt die Reparatur des vom Fehler betroffenen Kabels durch das Betriebspersonal.
- **Zeitpunkt t_2 :** Nach der Reparatur des vom Fehler betroffenen Kabels ($T_A = 70$ h) wird die Trennstelle des MS-Rings geöffnet sowie sämtliche Lasttrennschalter an den ONS des linken MS-Halbrings geschlossen. Das MS-Netz befindet sich dadurch wieder in einem störungsfreien Netzzustand, bei dem sämtliche Lasten versorgt werden können.

3.3.8 Lastbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Die in der vorliegenden Arbeit betrachteten lastbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen sind in Tabelle 3-1 aufgeführt und werden nachfolgend in Anlehnung an [21, S. 29f.], [24, S. 11f.] zusammenfassend beschrieben. Die dazugehörigen Berechnungsformeln befinden sich im Anhang in Abschnitt 12.1.1.

Die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* beschreibt die Anzahl aller Versorgungsunterbrechungen in einem Betrachtungszeitraum, welcher üblicherweise ein Kalenderjahr beträgt.

Die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* gibt an, wie lange eine Last im Durchschnitt von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Die Dauer einer Versorgungsunterbrechung ist definiert als Zeitspanne zwischen Eintritt der Versorgungsunterbrechung und der vollständigen Wiederversorgung.

Die *Nichtverfügbarkeit* ist das Produkt aus der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* und der *mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen*. Diese Kenngröße besitzt grundsätzlich keine Einheit, wird jedoch für eine bessere Einordnung typischerweise in min/a angegeben.

Die Zuverlässigkeitskenngrößen *unterbrochene Leistung* und *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* ermöglichen die Beschreibung des genauen Ausmaßes einer Versorgungsunterbrechung auf eine Last und erlauben so einen besseren Vergleich zwischen unterschiedlichen Lasten bzw. Lastgruppen.

Tabelle 3-1: Betrachtete lastbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Bezeichnung	Formelzeichen	Typische Einheit
Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	H_U	1/a
Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen	T_U	h
Nichtverfügbarkeit	Q_U	min/a
Unterbrochene Leistung	S_U	MVA/a
Nicht zeitgerecht gelieferte Energie	E_U	MVAh/a

3.3.9 Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen für Lasten wurden von der internationalen Expertengruppe DISQUAL¹¹ definiert, um eine einheitliche Vergleichbarkeit zwischen unterschiedlichen Energieversorgungssystemen zu ermöglichen. Diese Festlegungen mit den dazu gehörigen Berechnungsvorgaben sind in den internationalen Standard IEEE 1366 überführt worden [103]. Gemäß den Vorgaben zur Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen werden Versorgungsunterbrechungen erst ab einer Dauer von $T_U > 3$ Minuten gezählt [104, S. 20]. Eine Übersicht der betrachteten Zuverlässigkeitskenngrößen gibt Tabelle 3-2. Die dazugehörigen Berechnungsformeln sind im Anhang in Abschnitt 12.1.2 aufgeführt.

Der *SAIFI* drückt aus, wie häufig eine Last in einem betrachteten System in einem Bezugszeitraum (üblicherweise ein Jahr) durchschnittlich eine Versorgungsunterbrechung erleidet. Ergänzend dazu gibt der *CAIDI* die mittlere Dauer über alle Versorgungsunterbrechungen in einem System über den Bezugszeitraum an [103].

Der *ASIDI* und *SAIDI* drücken jeweils die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit pro Last und Jahr aus und besitzen keine Einheit, werden jedoch typischerweise in der Einheit min/a angegeben. Eine Unterscheidung dieser beiden Zuverlässigkeitskenngrößen findet hinsichtlich der genauen Berechnungsweise statt. Der *ASIDI* wird über das Verhältnis der unterbrochenen Leistung der Lasten im Verhältnis zu der gesamten Leistung aller Lasten eines Netzes oder Netzbereichs ermittelt und üblicherweise bei der Betrachtung von MS-Netzen verwendet. Der *SAIDI* wird in Abhängigkeit der Anzahl unterbrochener Lasten im Verhältnis zu der Anzahl aller Lasten in einem Netz oder Netzbereich ermittelt und vorrangig für NS-Netze betrachtet [80].

¹¹Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts, 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997

Tabelle 3-2: Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen für Lasten

Bezeichnung	Formelzeichen	Typische Einheit
System Average Interruption Frequency Index	<i>SAIFI</i>	1/a
Customer Average Interruption Duration Index	<i>CAIDI</i>	h
System Average Interruption Duration Index	<i>SAIDI</i>	min/a
Average System Interruption Duration Index	<i>ASIDI</i>	min/a

Die gezeigten klassischen Last- und systembezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen werden in Abschnitt 5.2.5 um neue Zuverlässigkeitskenngrößen ergänzt, um umfassendere Bewertungen zu den Auswirkungen von SGT auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen zu ermöglichen.

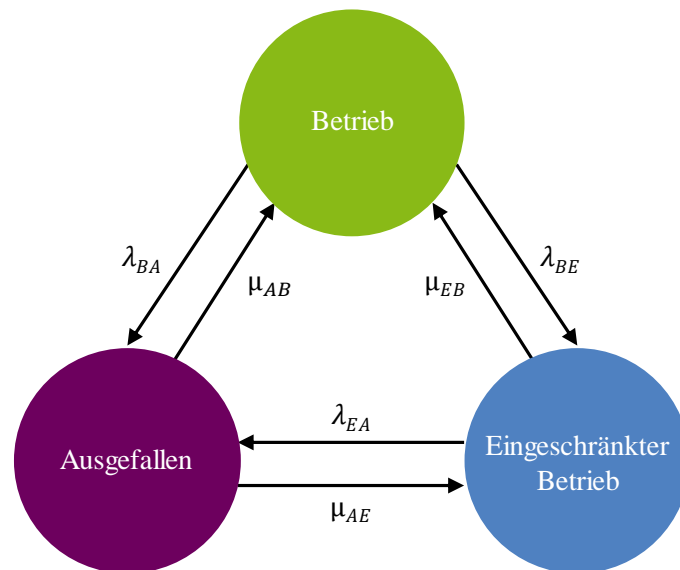
4 Modellbildung von Smart-Grid-Technologien

In Abschnitt 4.1 wird das allgemeine Zustandsmodell für die betrachteten SGT dargestellt. Anschließend werden die verschiedenen SGT hinsichtlich ihres allgemeinen Funktionsprinzips und ihres Aufbaus genauer beschrieben und zuverlässigkeitstechnisch nachgebildet.

4.1 Zustandsmodell zur Nachbildung von Smart-Grid-Technologien

Die Nachbildung der SGT erfolgt einheitlich mithilfe des in Abbildung 4-1 dargestellten 3-Zustandsmodells. Das bisher angenommene 2-Zustandsmodell (*Betrieb/Ausgefallen*) zur Nachbildung von konventionellen Betriebsmitteln wird somit um den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* ergänzt. Dieser Zustand berücksichtigt Fehler innerhalb der SGT, welche zwar nicht zu einem vollständigen Ausfall dieser führen, die SGT aber nicht voll funktionsfähig sind.

Das genaue Verhalten der SGT innerhalb der Zustände unterscheidet sich jedoch zum Teil erheblich voneinander. In den nachfolgenden Abschnitten erfolgt daher für jede SGT eine individuelle Beschreibung der Zustände und der Übergangsraten.



λ_{BA} : Fehlerrate vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Ausgefallen*

λ_{BE} : Fehlerrate vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb*

λ_{EA} : Fehlerrate vom Zustand *Eingeschränkter Betrieb* in den Zustand *Ausgefallen*

μ_{AB} : Reparaturrate vom Zustand *Ausgefallen* in den Zustand *Betrieb*

μ_{EB} : Reparaturrate vom Zustand *Eingeschränkter Betrieb* in den Zustand *Betrieb*

μ_{AE} : Reparaturrate vom Zustand *Ausgefallen* in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb*

Abbildung 4-1: 3-Zustandsmodell zur Nachbildung von SGT

4.2 Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformator

Zunächst erfolgt eine Beschreibung des allgemeinen Funktionsprinzips und des Aufbaus eines HS/MS-Transformators. Auf dieser Grundlage erfolgt anschließend die Nachbildung dieser SGT.

4.2.1 Funktionsprinzip

Die möglichen Regelungskonzepte eines HS/MS-Transformators werden unter dem Begriff Spannungsoptimierung am Umspannwerk (SUW) zusammengefasst und in Anlehnung an [47, S. 34f.], [75, S. 30ff.], [105] beschrieben.

- **SUW K1 - Vorgabe eines statischen Spannungssollwertes:** Dieses stellt das bislang übliche Regelungskonzept eines HS/MS-Transformators dar. Die Spannungsregelung erfolgt auf Basis eines statisch vorgegebenen Spannungssollwertes und einer gemessenen Spannung auf der Unterspannungsseite des HS/MS-Transformators. Nachteilig an diesem Regelungskonzept ist jedoch, dass das zur Verfügung stehende Spannungsregelungspotenzial nur teilweise genutzt wird, da unabhängig von der NNS stets auf nur einen festen Spannungssollwert geregelt wird.
- **SUW K2 - Vorgabe eines dynamischen Spannungssollwertes in Abhängigkeit des Wirkleistungsflusses:** Dieses Regelungskonzept wird auch als Stromkomponentierung bezeichnet. Der Spannungssollwert wird in Abhängigkeit des Betrags und der Richtung des Leistungsflusses über den HS/MS-Transformator unter der Hinzunahme einer Regelkennlinie dynamisch vorgegeben. Neben der Erfassung von Spannungswerten, erfordert dieses auch die Erfassung von Stromwerten. Da in NNS mit hoher Einspeisung und zeitgleich geringer Last und in NNS mit hoher Last und zeitgleich geringer Einspeisung unterschiedliche Spannungssollwerte vorgegeben werden können, ist dieses Konzept gegenüber dem Konzept SUW K1 vorteilhaft, um eine höhere Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes zu erzielen. Während innerhalb eines MS-Netzes stark unterschiedliche Einspeise- und Lastsituationen zwischen den NNS einen Einsatz dieses Konzeptes begünstigen, muss die Einspeise- und Lastsituation innerhalb auslegungsrelevanter NNS hingegen ähnlich sein, sodass eine eindeutige Vorgabe eines Spannungssollwertes in jeder NNS möglich ist.
- **SUW K3 - Anbindung zusätzlicher Sensoren an kritischen Netzknoten oder Anbindung in ein DNA-System:** Bei diesem Konzept erfolgt die Regelung unter Hinzunahme von abgesetzten Sensoren zur Erfassung von Strom und/oder Spannungswerten in einem MS- oder zusätzlich in ausgewählten unterlagerten NS-Netzen. Werden die Messwerte direkt an den HS/MS-Transformator übertragen, ist auch die Bezeichnung Weitbereichsregelung gängig. Alternativ kann die Vorgabe einer Regelstufe auf Basis einer vollständigen Netzzustandsschätzung durch ein DNA-System erfolgen. Dieses wird nachfolgend als direkte Spannungsregelung bezeichnet.

Der Fokus nachfolgender Betrachtungen liegt auf den ersten beiden Regelungskonzepten (SUW K1, SUW K2). Ein Verfahren zur Umsetzung des Regelungskonzeptes SUW K3 erfolgt mithilfe eines DNA-Systems (vgl. Abschnitt 4.5.5.2).

Die Regelungskonzepte SUW K1 und SUW K2 werden exemplarisch in Abbildung 4-2 verdeutlicht. Neben der Vorgabe eines Spannungssollwertes erfolgt, unabhängig von dem umgesetzten Konzept, die Vorgabe einer oberen und unteren Schaltschwelle, wodurch sich eine einzuhaltende Regelbandbreite ergibt. Dadurch soll zum einen gewährleistet werden, dass nach einem Stufungsvorgang eine zulässige Spannung erreicht wird und zum anderen sollen häufige Schaltvorgänge des Laststufenschalters vermieden werden. Der Spannungssollwert und die Schaltschwelle werden in Abhängigkeit der Wirkleistung am HS/MS-Transformator P_T zwischen einer Starkeinspeise-NNS und einer Starklast-NNS dargestellt.

Bei dem Konzept SUW K1 wird der Spannungssollwert U_{Soll} unabhängig von der Wirkleistung am HS/MS-Transformator vorgegeben, wodurch sich die Spannung auf der Unterspannungsseite des HS/MS-Transformators U_{TUS} in allen NNS in einem fest definierten Bereich befindet. Im Vergleich dazu wird bei dem Konzept SUW K2 in einer Starkeinspeise-NNS ein niedrigerer U_{Soll} vorgegeben, wodurch sich U_{TUS} auf einem geringeren Niveau befindet. Vorteilhaft ist, dass dadurch ein höherer Spannungshub (durch DEA) gegenüber dem Konzept SUW K1 zugelassen werden kann. In einer Starklast-NNS wird ein höherer U_{Soll} vorgegeben, wodurch sich U_{TUS} auf einem höheren Niveau befindet und in der Konsequenz ein höherer Spannungsfall durch Lasten zugelassen werden kann.

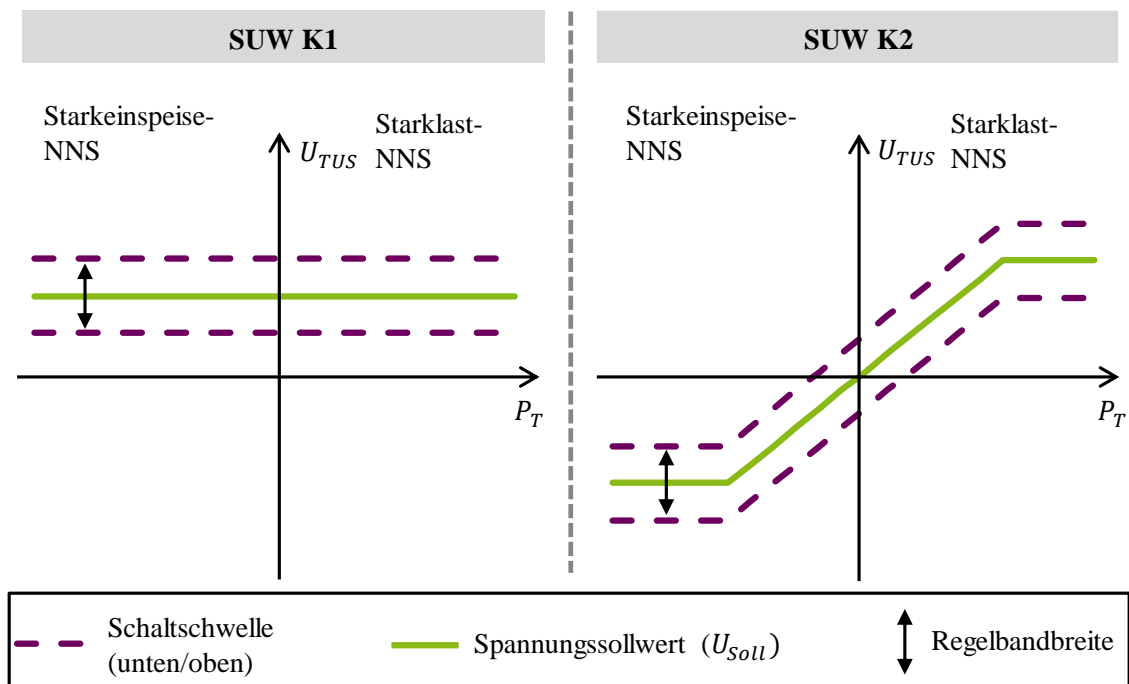


Abbildung 4-2: Exemplarisch dargestellte Regelungskonzepte (SUW K1, SUW K2) eines HS/MS-Transformators (in Anlehnung an [75, S. 32], [105], [106, S. 162])

4.2.2 Aufbau und Komponenten

In Abbildung 4-3 ist ein vereinfachter Aufbau eines HS/MS-Transformators grafisch dargestellt. Die wesentlichen Komponenten werden nachfolgend beschrieben.

Die Erfassung von Spannungs- und ggf. Strommesswerten kann dreiphasig an der Unterspannungsseite des HS/MS-Transformators erfolgen. Die Messwerte werden anschließend von einer Recheneinheit ausgewertet. In Abhängigkeit des Regelkonzeptes und weiterer Vorgaben (minimale Verzögerungszeit zwischen Regelvorgängen, Spannungssollwert, Regelbandbreite etc.) findet im Anschluss die Ermittlung einer bedarfsgerechten Regelstufe statt [105]. Soll eine Anpassung der aktuellen Regelstufe erfolgen, wird ein Schaltbefehl von der Recheneinheit an einen motorisch angetriebenen Laststufenschalter übermittelt. Der Laststufenschalter (Nr. 5), auch als On Load Tap Changer (OLTC) bezeichnet, ermöglicht das Abgreifen der meist auf der Oberspannungsseite befindlichen Anzapfungen der Transformatorwicklungen, wodurch das Übersetzungsverhältnis unter Last eingestellt wird. Bei dem Motor (Nr. 6) handelt es sich um einen Gleichstrom- oder Wechselstrommotor, welcher an der Außenseite des Transformatorbuchs befestigt wird [107, S. 43]. Das Aktivteil (Nr. 4), bestehend unter anderem aus Transformatorbuchs und Wicklungen, wird in einem ölgefüllten Transformatorbuchs (Nr. 2) untergebracht [44, S. 124]. Ober- und unterspannungsseitige Durchführungen (Nr. 3) dienen zum Anschluss des HS/MS-Transformators an das Transformatorschaltfeld. Das Ölausdehnungsgefäß (Nr. 7) befindet sich oberhalb des Transformatorbuchs (Nr. 1) und dient dazu, temperaturbedingte Volumenänderungen des Isolieröls auszugleichen [44, S. 126], [68, S. 299ff.].

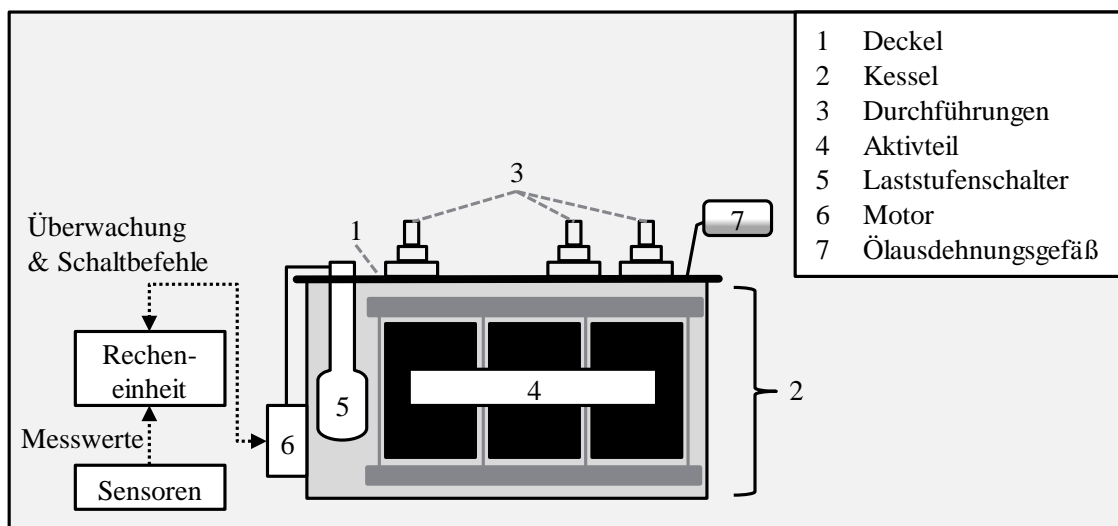


Abbildung 4-3: Vereinfachter Aufbau eines HS/MS-Transformators (in Anlehnung an [32], [108, S. 492], [109])

4.2.3 Zustandsmodell

Bislang werden HS/MS-Transformatoren durch ein 2-Zustandsmodell (*Betrieb/Ausgefallen*) nachgebildet. Allerdings lässt sich auf Basis von Hersteller- und Literaturangaben darauf schließen, dass nicht sämtliche interne Fehler zu einer sofortigen Außerbetriebnahme des HS/MS-Transformators durch vorhandene Schutzsysteme führen. Stattdessen ist bei bestimmten Fehlern ein eingeschränkter Betrieb möglich, bei dem zwar keine Spannungsregelung mehr stattfindet, der HS/MS-Transformator aber grundsätzlich für eine bestimmte zeitliche Dauer weiterbetrieben werden kann. Aus diesem Grund wird das bestehende 2-Zustandsmodell eines HS/MS-Transformators nach Abbildung 4-1 um den dritten Zustand *Eingeschränkter Betrieb* erweitert. Nachfolgend wird das Verhalten des HS/MS-Transformators in Abhängigkeit des jeweiligen Zustands beschrieben.

Betrieb: Dieser Zustand beschreibt den normalen Betrieb eines HS/MS-Transformators, bei dem die Vorgabe einer bedarfsgerechten (diskreten) Regelstufe unter Last erfolgen kann.

Eingeschränkter Betrieb: Bei diesem Zustand werden sämtliche internen Fehler eines HS/MS-Transformators zusammengefasst, bei denen keine Spannungsregelung erfolgen kann, aber eine unmittelbare Außerbetriebnahme des HS/MS-Transformators nicht erforderlich ist. Ob und wie lange ein HS/MS-Transformator in diesem Zustand weiterbetrieben werden kann, hängt von einer Vielzahl unterschiedlicher Aspekte und Entscheidungen der Netzbetriebsführung ab. Mit dem Ziel, das Verhalten des HS/MS-Transformators möglichst realitätsnah nachbilden zu können, werden zwei mögliche Rückfallpositionen (engl.: Fallback, FB) berücksichtigt (FB 1, FB 2). Die entsprechende Rückfallposition kann im Programmablauf für jeden HS/MS-Transformator individuell vorgegeben werden.

- **FB 1: Wechsel auf einen anderen verfügbaren HS/MS-Transformator:** Bei dieser Rückfallposition wird nach Möglichkeit der vom Fehler betroffene HS/MS-Transformator außer Betrieb genommen und die Versorgungsaufgabe durch einen anderen HS/MS-Transformator übernommen. Als notwendige einzuhaltende Randbedingung wird gefordert, dass es dadurch zu keinen Versorgungs- oder Einspeiseunterbrechungen kommt. Dieses ist meist möglich, da HS/MS-Transformatoren üblicherweise (n-1)-sicher ausgelegt werden und entsprechende Umschaltmöglichkeiten im HS/MS-Umspannwerk gegeben sind. Gegenüber einem Verbleib in einer ungünstigen Regelstufe können durch einen Wechsel auf einen anderen verfügbaren HS/MS-Transformator negative Effekte auf die unterlagerten Netznutzer reduziert oder in Gänze vermieden werden. So kann es in seltenen Fällen, in denen zwei oder mehr HS/MS-Transformatoren auf die gleiche MS-Sammelschiene regeln (also ein Parallelbetrieb besteht) vorkommen, dass die HS/MS-Transformatoren in Folge eines eingeschränkten Betriebs über unterschiedliche Übersetzungsverhältnisse verfügen.

In der Konsequenz würden permanente Ausgleichströme zwischen den HS/MS-Transformatoren fließen. Neben der Forderung nach gleichen Übersetzungsverhältnissen müssen die HS/MS-Transformatoren für einen Parallelbetrieb über ähnliche Kurzschlussimpedanzen und gleiche relative Kurzschlussspannungen verfügen. Zudem sollte sich die Bemessungsleistung zwischen den HS/MS-Transformatoren nicht zu sehr voneinander unterscheiden [9, S. 307f.]. Kann ein Wechsel auf einen anderen HS/MS-Transformator nicht erfolgen, z. B. weil dieser nicht (n-1)-sicher ausgelegt ist oder ein zweiter HS/MS-Transformator zeitgleich ausgefallen ist, so wird zugunsten einer Vermeidung von Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen angenommen, dass dieser bei einem eingeschränkten Betrieb für die gesamte Dauer der Fehlerkombination in einer Regelstufe verbleibt und in dieser weiterbetrieben wird.

- **FB 2: Verbleib in einer Regelstufe:** Bei dieser Rückfallposition verbleibt der HS/MS-Transformator im eingeschränkten Betrieb in einer Regelstufe und wird in dieser weiterbetrieben. Ein Wechsel auf einen anderen HS/MS-Transformator findet nicht statt.

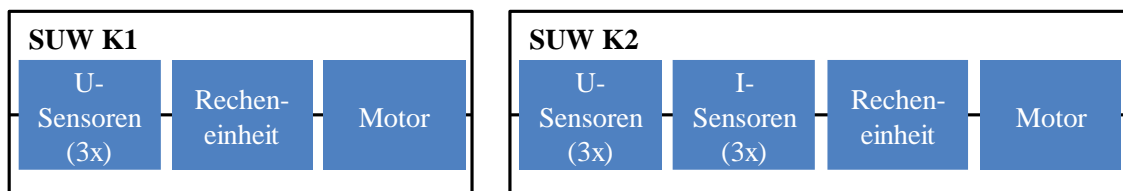
Für detaillierte Analysen zu den Auswirkungen eines Verbleibs in einer bestimmten Regelstufe ist es erforderlich, in der Zuverlässigkeitsberechnung eine Vielzahl zeitlich aufeinanderfolgender NNS zu betrachten. Da der methodische Fokus dieser Arbeit auf der Betrachtung einer stark reduzierten Anzahl repräsentativer NNS liegt, um den Rechenaufwand damit auf ein akzeptables Maß zu begrenzen (vgl. Abschnitt 5.2.2), wird vereinfachend für jeden HS/MS-Transformator zu Beginn einer Zuverlässigkeitsberechnung eine (einzige) Regelstufe für diesen Zustand vorgegeben. Die Vorgabe dieser Regelstufe sollte in Abhängigkeit von typischen Leistungsflusssituationen und Parametern des HS/MS-Transformators sinnvoll gewählt werden. Eine naheliegende Möglichkeit stellt die Durchführung von zeitreihenbasierten Leistungsflussberechnungen für ein konkretes Netz dar, bei der die jeweiligen Regelstufen und deren Wahrscheinlichkeiten über einen bestimmten Zeitraum (bspw. ein Jahr) ermittelt werden. Aus den resultierenden Ergebnissen kann vergleichsweise einfach die wahrscheinlichste, die kleinste oder die größte erreichbare Regelstufe ermittelt und individuell für jeden HS/MS-Transformator vorgegeben werden.

Ausgefallen: Dieser Zustand beschreibt den nicht-betriebsfähigen Zustand eines HS/MS-Transformators, bei dem dieser vollständig und unmittelbar außer Betrieb genommen wird.

Zur Ermittlung der Fehlerrate λ_{BE} und der Reparaturrate μ_{EB} zwischen den Zuständen *Betrieb* und *Eingeschränkter Betrieb* ist es erforderlich, sämtliche Komponenten eines HS/MS-Transformators einer genaueren Analyse zu unterziehen, bei denen ein Ausfall oder eine Fehlfunktion mit einem eingeschränkten Betrieb des HS/MS-Transformators einhergeht. Auf Basis von Herstellerangaben und wissenschaftlichen Veröffentlichungen zählen dazu die nachfolgenden Ereignisse [35], [106, S. 149ff.], [110, S. 25ff.]:

- **Fehlfunktion eines Spannungs- oder Stromsensors:** Erfasste Spannungs- und Strommesswerte werden durch eine Recheneinheit des HS/MS-Transformators permanent ausgewertet und auf Plausibilität geprüft. Über- oder unterschreitet einer der Messwerte einen als gültig festgelegten Bereich oder liegen keine Messwerte vor, wird der HS/MS-Transformator bis zur Fehlerbeseitigung in seiner aktuellen Regelstufe weiterbetrieben.
- **Ausfall der Recheneinheit:** Software- oder Hardwarefehler können zu einem Ausfall der Recheneinheit führen, wodurch Messwerte nicht ausgewertet und Schaltbefehle nicht an den Laststufenschalter übermittelt werden können. In der Konsequenz erfolgt keine Spannungsregelung.
- **Motorfehler:** Bei einem HS/MS-Transformator erfolgt eine Überwachung des Laststufenschalters durch ein Monitoringsystem, bei dem unter anderem auch der Status des Motors erfasst wird. Kommt es in Folge eines Motorfehlers zu einer Überschreitung der Motorlaufzeit, wird ein Motorschutzschalter ausgelöst und die Spannungsregelung bis zur Fehlerbeseitigung blockiert.

Die resultierenden Zustandsblockschaltbilder eines HS/MS-Transformators für die Spannungsregelung sind in Abbildung 4-4 dargestellt. Unterschiede zwischen den beiden Zustandsblockschaltbildern ergeben sich durch die beiden Regelungskonzepte. Während bei dem Regelungskonzept SUW K1 die Anbindung von Spannungssensoren ausreichend sind, werden bei dem Regelungskonzept SUW K2 zusätzlich Stromsensoren benötigt. Ergänzend dazu werden jeweils die Recheneinheit und der Motor als notwendige Komponenten zur Spannungsregelung berücksichtigt. Sämtliche Komponenten sind jeweils in Reihe angeordnet, da eine redundante Auslegung atypisch ist. Somit führt ein (beliebiger) Ausfall einer der dargestellten Komponenten bereits zu einem eingeschränkten Betrieb des HS/MS-Transformators. Als Worst-Case-Annahme wird vorausgesetzt, dass die Erfassung von Strom- und Spannungswerten dreiphasig erfolgen muss [110, S. 105ff.]. Zur Vereinfachung der Darstellung sind diese nicht dreimal in Reihe angeordnet, sondern werden mit (3x) gekennzeichnet.



U-Sensoren: Spannungssensoren; I-Sensoren: Stromsensoren

Abbildung 4-4: Zustandsblockschaltbilder für die Spannungsregelung eines HS/MS-Transformators in Abhängigkeit des Regelungskonzeptes ((3x) meint die Anordnung von drei Spannungs- bzw. Stromsensoren in Reihe)

4.2.4 Zuverlässigkeitskenndaten

Die ermittelten Übergangsraten für das 3-Zustandsmodell eines HS/MS-Transformators sind in Tabelle 4-1 aufgelistet. Die Übergangsraten λ_{BA} und μ_{AB} zwischen den Zuständen *Betrieb* und *Ausgefallen* können aus umfassenden und langjährigen Statistiken gewonnen werden [102]. Daher erfolgen im Rahmen dieser Arbeit hierzu keine tiefergreifenden Analysen.

Die Übergangsraten λ_{BE} und μ_{EB} zwischen den Zuständen *Betrieb* und *Eingeschränkter Betrieb* werden auf Basis der dargestellten Zustandsblockschaltbilder und den Zuverlässigkeitskenndaten aus Tabelle 12-17 berechnet. In Ergänzung werden die Übergangsraten λ_{EA} und μ_{AE} zwischen den Zuständen *Ausgefallen* und *Eingeschränkter Betrieb* nicht weiter betrachtet. Zum einen, da davon ausgegangen wird, dass bei einem Ausfall eines HS/MS-Transformators eine vollständige Reparatur oder Ersatz erfolgt und dieser anschließend wieder in den betriebsfähigen Zustand zurückkehrt. Zum anderen wird die Wahrscheinlichkeit als sehr gering angesehen, dass der HS/MS-Transformator während eines eingeschränkten Betriebs vollständig ausfällt, da mehrere Fehler zeitlich überlappend eintreten müssten.

Anhand der ermittelten Zuverlässigkeitskenndaten ergeben zwei wesentliche Erkenntnisse. Erstens unterscheiden sich die Zuverlässigkeitskenndaten zwischen den beiden Regelungskonzepten SUW K1 und SUW K2 sehr geringfügig voneinander. Dieses liegt daran, dass die Sensoren nur einen vergleichsweise geringen Anteil zu den Zuverlässigkeitskenndaten beitragen. So beträgt die Ausfallhäufigkeit eines Sensors $H_{A,sensor} = 0,002$ 1/a. Im Vergleich dazu ist diese für die Recheneinheit mit $H_{A,Recheneinheit} = 0,06$ 1/a erheblich höher.

Zweitens geht der HS/MS-Transformator, im Vergleich zum Zustand *Ausgefallen*, deutlich häufiger (etwa um Faktor zehn) in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* über. Ebenso ist die Reparaturdauer in diesem Zustand höher. Dieses scheint nachvollziehbar zu sein, da in diesem Zustand kein sofortiger Handlungsbedarf besteht. So kann der HS/MS-Transformator meist für eine bestimmte Zeit im eingeschränkten Betrieb weiterbetrieben werden oder es kann ein Wechsel auf einen HS/MS-Transformator erfolgen.

Tabelle 4-1: Zuverlässigkeitskenndaten eines HS/MS-Transformators in Abhängigkeit des Regelungskonzeptes (die Übergangsraten λ_{EA} und μ_{AE} werden vernachlässigt)

Regelungskonzept	Eingeschränkter Betrieb		Ausgefallen	
	λ_{BE} in 1/a	$1/\mu_{EB}$ in h	λ_{BA} in 1/a	$1/\mu_{AB}$ in h
SUW K1	0,073	43	0,0074	14
SUW K2	0,079	40		

4.3 Regelbarer Ortsnetztransformator

Bei einem rONT handelt es sich um einen MS/NS-Transformator, bei dem eine Anpassung des Übersetzungsverhältnisses unter Last vorgenommen werden kann. Gegenüber einem konventionellen ONT, bei dem die Anpassung des Übersetzungsverhältnisses ausschließlich im spannungsfreien Zustand mithilfe eines Umstellers (engl.: No Load Tap Changer, NLTC) erfolgen kann, ergeben sich deutliche Unterschiede im Aufbau und Funktionsprinzip [75, S. 16f.], [111, S. 60ff.].

4.3.1 Funktionsprinzip

Grundsätzlich ist das Funktionsprinzip eines rONT (inkl. der Regelungskonzepte) mit dem eines HS/MS-Transformators vergleichbar [75, S. 9], [111, S. 60], [112, S. 19]. Die nachfolgende Modellierung bezieht sich ausschließlich auf die Umsetzung eines Regelungskonzeptes auf Basis lokal gemessener Spannungswerte und statisch vorgegebenem Spannungssollwert. Einerseits erfolgt im Rahmen dieser Arbeit keine Betrachtung einer leistungsflussabhängigen (dynamischen) Vorgabe des Spannungssollwertes bei Einsatz eines rONT. Andererseits sind die möglichen Regelungskonzepte bereits in Abschnitt 4.2 ausführlich beschrieben und können bei Bedarf leicht auf den rONT übertragen werden.

4.3.2 Aufbau und Komponenten

Bei einem rONT existieren zahlreiche am Markt und in der Forschung befindliche Konzepte, welche sich hinsichtlich des genauen Aufbaus und dem Funktionsprinzip jeweils voneinander unterscheiden. Der Fokus nachfolgender Untersuchungen liegt auf der Betrachtung von im Wesentlichen drei unterschiedlichen Konzepten (K), welche sich durch eine hohe Praxisreife auszeichnen bzw. bereits vielfach eingesetzt werden [34], [75, S. 16ff.], [113], [114].

Unabhängig von den betrachteten Konzepten besteht der rONT im Allgemeinen aus einem Aktivteil (Nr. 4), einer Recheneinheit und Sensoren zur dreiphasigen Erfassung von Spannungswerten. Bei dem Aktivteil eines rONT handelt es sich um einen Drehstromtransformator, welcher in einem hermetisch abgeschlossenen Transformator-kessel (Nr. 2) untergebracht ist. Die Recheneinheit dient zur Auswertung der erfassten Spannungswerte und zur anschließenden Ermittlung einer bedarfsgerechten Regelstufe. Dabei können die gleichen Vorgaben (Spannungssollwert, Regelbandbreite etc.), wie die bei einem HS/MS-Transformator, berücksichtigt werden. In erforderlichen Situationen wird anschließend ein Schaltbefehl an den Laststufenschalter (K1) bzw. an die Schützschaltung (K2, K3a, K3b) übermittelt und ein Schaltvorgang ausgelöst. Analog zum HS/MS-Transformator dienen die Ober- und unterspannungsseitige Durchführungen (Nr. 3) zum Anschluss an das Transformatorschaltfeld. Nachfolgend werden nur die Unterschiede zwischen den jeweiligen Konzepten erläutert.

Konzept K1: Oberspannungsseitige Umschaltung mit Laststufenschalter

Abbildung 4-5 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Konzeptes K1. Die oberspannungsseitige Umschaltung einer Regelstufe erfolgt mithilfe eines motorisch angetriebenen Laststufenschalters (Nr. 5). Der Laststufenschalter befindet sich im Transformator-kessel (Nr. 2) und verfügt über Vakuumschaltröhren. Bei dem Motor (Nr. 6) handelt es sich um einen Schrittmotor, welcher auf dem Deckel (Nr. 1) des Transformator-kessels angebracht ist. Dieses Konzept entspricht im Wesentlichen dem eines HS/MS-Transformators [75, S. 19f.], [111, S. 61], [115].

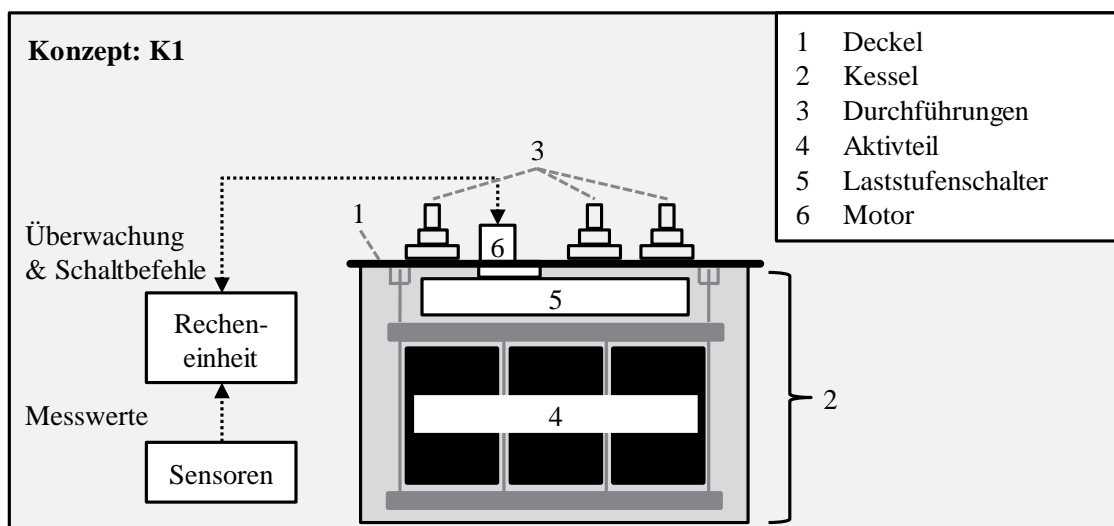


Abbildung 4-5: Vereinfachter Aufbau eines rONT - Konzept K1 (in Anlehnung an [116])

Konzept K2: Unterspannungsseitige Umschaltung mit Schützen

In Abbildung 4-6 ist eine vereinfachte grafische Darstellung des Konzeptes K2 gegeben. Bei diesem Konzept ermöglichen elektromechanische Schaltgeräte eine unterspannungsseitige Umschaltung unter Last. Konkret handelt es sich um eine Schützschaltung (Nr. 5), welche aus drei Vakuumschützen und einer Luftschütz-/Widerstandskombination besteht. Die Vakuumschütze dienen zur Anzapfung der Stufenwicklung und ermöglichen die Regelung in drei diskreten Regelstufen. Bei einem Umschaltvorgang wird mittels einer Luftschütz-/Widerstandskombination ein Bypass aktiviert, wodurch Spannungsspitzen oder -einbrüche verhindert werden und somit ein unterbrechungsfreier Umschaltvorgang unter Last ermöglicht wird. Die Schützschaltung befindet sich in einem separaten Bereich auf der Längsseite des rONT und liegt außerhalb des Transformator-kessels (Nr. 2) [34], [75, S. 19].

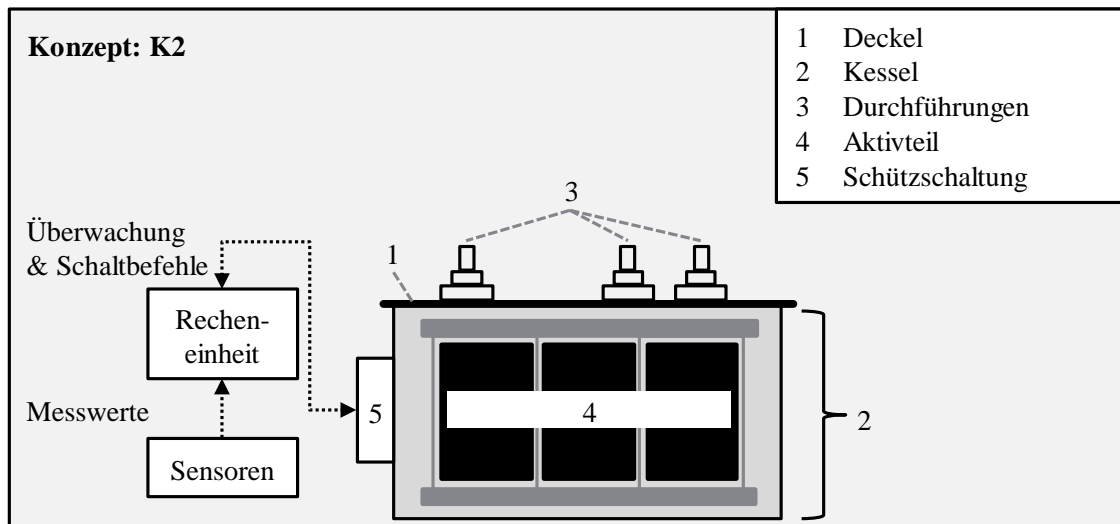


Abbildung 4-6: Vereinfachter Aufbau eines rONT - Konzept K2 (in Anlehnung an [117])

Konzept K3a und K3b: Unterspannungsseitige Umschaltung mit Schützen in Verbindung mit einem Booster-Transformator

Abbildung 4-7 zeigt eine vereinfachte Darstellung der Konzepte K3a und K3b. Der grundsätzliche Aufbau und das Funktionsprinzip der beiden Konzepte sind jeweils identisch. Der einzige Unterschied zwischen den beiden Konzepten besteht in der Anzahl der Schütze bzw. Regelstufen. Bei dem Konzept K3a kommen sieben Schütze für fünf Regelstufen und bei dem Konzept K3b 14 Schütze für neun Regelstufen zum Einsatz. Bei beiden Konzepten werden die Wicklungen eines zweiten kleinen Transformators, dem sog. Booster-Transformator¹² (Nr. 6) mithilfe von Schützen zu- oder abgeschaltet, um die unterspannungsseitige Ausgangsspannung zu beeinflussen. Der Booster-Transformator befindet sich zusammen mit dem eigentlichen Drehstromtransformator (Nr. 4) in einem gemeinsamen ölgefüllten Transformator-kessel (Nr. 2). Analog zu dem Konzept K2 wird das System durch einen Bypass vervollständigt, um eine unterbrechungsfreie Umschaltung unter Last zu ermöglichen. Die Schützschaltung (Nr. 5) befindet sich, wie auch bei dem Konzept K2, außerhalb des Transformator-kessels in einem separaten Stufenschalterschrank [75, S. 16ff.], [118].

¹² In der Literatur ist die Bezeichnung „Booster“ ebenfalls üblich.

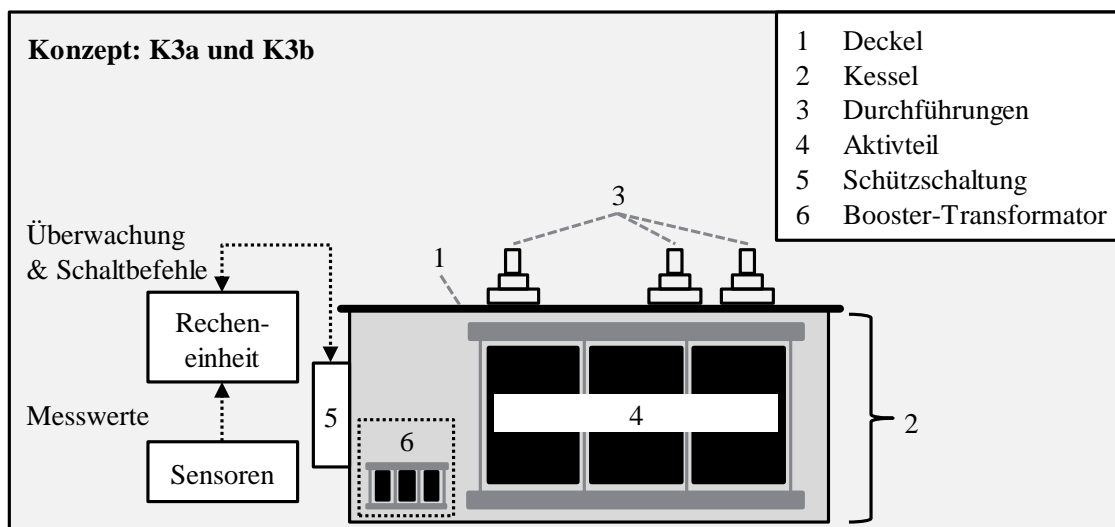


Abbildung 4-7: Vereinfachter Aufbau eines rONT - Konzepte K3a und K3b (in Anlehnung an [118])

4.3.3 Zustandsmodell

Bislang wird ein rONT mit dem bestehenden 2-Zustandsmodell (*Betrieb/Ausgefallen*) nachgebildet. Analog zum HS/MS-Transformator führen bei einem rONT ebenfalls nicht sämtliche internen Fehler zu einem Ausfall des rONT. Stattdessen führen bestimmte Fehler zwar zu einem Versagen der Spannungsregelung, allerdings kann der rONT in diesen Situationen wie ein ONT weiterbetrieben werden [10, S. 249]. Da die damit einhergehenden Effekte nicht mit dem bisherigen Modell nachgebildet werden können, erfolgt die Nachbildung eines rONT mit dem in Abbildung 4-1 dargestellten 3-Zustandsmodell.

Betrieb: Dieser Zustand beschreibt den normalen Betrieb eines rONT, bei dem die Regelstufe bedarfsgerecht in diskreten Stufen unter Last eingestellt werden kann.

Eingeschränkter Betrieb: In diesem Zustand werden sämtliche internen Fehler eines rONT zusammengefasst, bei denen in der Folge keine Spannungsregelung stattfindet. Je nach Konzept bzw. ausgefallener Komponente kann der rONT entweder in der letzten Regelstufe weiterbetrieben werden oder es erfolgt eine Umschaltung auf die mittlere Regelstufe [34], [113], [118]. Analog zu dem Vorgehen beim HS/MS-Transformator wird zu Beginn der Zuverlässigkeitsberechnung eine Regelstufe für die Dauer dieses Zustands vorgegeben. Da rONT in der Regel nicht (n-1)-sicher ausgelegt werden, kann im Gegensatz zu HS/MS-Transformatoren, ein Wechsel auf einen anderen verfügbaren rONT üblicherweise nicht vorgenommen werden.

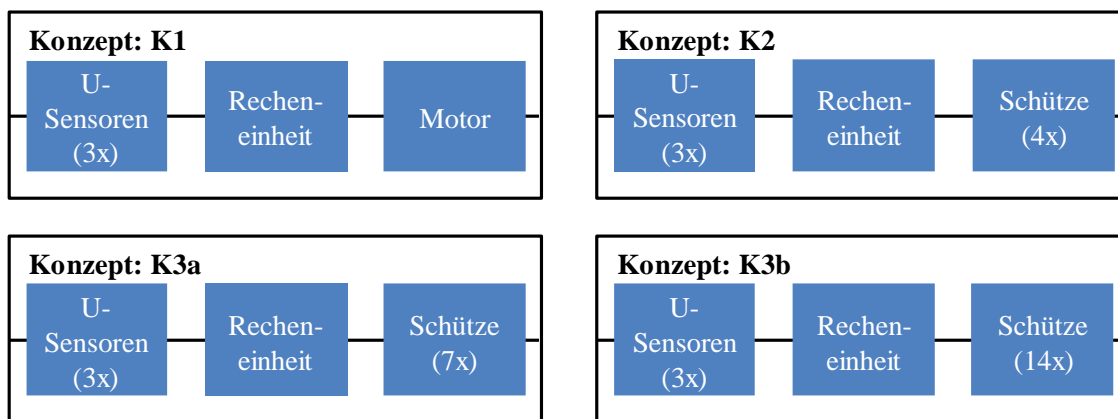
Ausgefallen: In diesem Zustand wird der rONT aufgrund schwerwiegender Fehler vollständig außer Betrieb genommen.

Auf Basis von Herstellerangaben werden die Ereignisse, welche zu dem Zustand *Eingeschränkter Betrieb* führen, für alle vorgestellten Konzepte nachfolgend näher beschrieben [34], [113], [118].

- **Fehlfunktion eines Spannungssensors:** Liegen keine oder von der Recheneinheit als ungültig erkannte Spannungsmesswerte vor, findet keine Spannungsregelung statt.
- **Ausfall der Recheneinheit:** Bei einem Ausfall der Recheneinheit können die erfassten Spannungsmesswerte nicht ausgewertet werden und keine Schaltbefehle an den Laststufenschalter übermittelt werden. Eine Spannungsregelung findet folglich nicht statt.
- **Motorfehler:** Kommt es bei dem Konzept K1 zu einem Motorfehler, wird der rONT bis zur Fehlerbeseitigung in seiner aktuell eingestellten Regelstufe weiterbetrieben. Es erfolgt keine Spannungsregelung.
- **Fehlfunktion eines Schützes:** Bei den Konzepten K2, K3a und K3b werden die Schütze auf ihre ordnungsgemäße Funktion hin überwacht. Kommt es zu einer Fehlfunktion eines Schützes, so erfolgt bis zur Fehlerbeseitigung keine Spannungsregelung mehr. Die Überwachung eines Schützes kann dadurch erfolgen, dass diese während eines Umschaltvorgangs innerhalb einer vorgegebenen Zeit eine Rückmeldung an die Recheneinheit senden müssen. Unterbleibt diese Rückmeldung, wird der Umschaltvorgang abgebrochen. Bei dem Konzept K2 erfolgt nach drei erfolglosen Versuchen eine Umschaltung in die neutrale Regelstufe (Nennstellung).

Auf Grundlage der zuvor beschriebenen Angaben werden in Abbildung 4-8 die Komponenten, welche für die Spannungsregelung eines rONT notwendig sind, in Form von Zustandsblockschaltbildern dargestellt. Bei allen Konzepten wird von seriellen Strukturen ausgegangen, da keine redundante Auslegung dieser Komponenten vorgenommen wird. Somit führt der Ausfall einer der dargestellten Komponenten bereits zu einem eingeschränkten Betrieb des rONT.

Entsprechend der Herstellerangaben wird bei dem rONT einheitlich von einer dreiphasigen Erfassung der Spannungswerte ausgegangen [34], [113], [118]. Daher sind für den ordnungsgemäßen Betrieb eines rONT auch drei Spannungssensoren erforderlich, welche in dem Zustandsblockschaltbild jeweils in Reihe angeordnet werden. Aus Gründen der Übersicht werden diese nicht explizit dargestellt, sondern mit (3x) gekennzeichnet. Neben den drei Sensoren und der Recheneinheit wird bei dem Konzept K1 der Motor als erforderliche Komponente zur Spannungsregelung berücksichtigt. Somit entspricht das Zustandsblockschaltbild auch dem des HS/MS-Transformators in Abbildung 4-4. Bei den Konzepten K2, K3a und K3b wird anstelle des Motors eine entsprechende Anzahl an Schützen berücksichtigt. Aus Gründen der Übersicht werden diese ebenfalls nicht vollständig dargestellt, sondern mit einem Multiplikator versehen. Bei dem Konzept K2 werden folglich vier Schütze, bei dem Konzept K3a sieben Schütze für fünf Regelstufen und bei dem Konzept K3b 14 Schütze für neun Regelstufen in logischer Reihenschaltung angenommen.



U-Sensoren: Spannungssensoren

Abbildung 4-8: Zustandsblockschaltbilder für die Spannungsregelung eines rONT in Abhängigkeit des Konzeptes

4.3.4 Zuverlässigkeitskenndaten

Die ermittelten Zuverlässigkeitskenndaten für den rONT sind in Tabelle 4-2 angegeben. Gemäß Herstellerangaben und mangels verfügbarer und belastbarer Störungsstatistiken wird sowohl bei der Fehlerrate λ_{BA} als auch bei der Reparaturrate μ_{AB} davon ausgegangen, dass sich diese nicht von denen eines ONT unterscheiden [115]. In [102] werden die beiden Raten in Abhängigkeit des ONS-Typs, der überspannungsseitigen Nennspannung und der Sternpunktbehandlung des MS-Netzes angegeben. Bei genauer Kenntnis des Einbauortes sollten die dazugehörigen Werte verwendet werden. In Tabelle 4-2 sind exemplarisch die Werte für einen ONT-Typen angegeben (10 kV kompensiert betriebenes MS-Netz, unspezifischer ONS-Typ).

Aus den gleichen Gründen wie beim HS/MS-Transformator, wird auf eine Betrachtung der Übergangsraten λ_{EA} und μ_{AE} zwischen den Zuständen Ausgefallen und Eingeschränkter Betrieb verzichtet (vgl. Abschnitt 4.2). Stattdessen liegt der Fokus auf der Ermittlung der Fehlerrate λ_{BE} und der Reparaturrate μ_{EB} zwischen den Zuständen *Betrieb* und *Eingeschränkter Betrieb*. Diese können aus den zuvor angestellten Betrachtungen und den Zuverlässigkeitskenndaten der unterlagerten Komponenten (Motor, Schütze etc.) ermittelt werden, welche im Anhang in Tabelle 12-18 aufgeführt sind.

Aufgrund der hohen Anzahl an Schützen weist das Konzept K3b die höchste Fehlerrate λ_{BE} auf. Im Vergleich aller Konzepte ergeben sich jedoch sowohl bei der Fehlerrate λ_{BE} als auch bei der Reparaturrate μ_{EB} nur geringe Unterschiede. Dieses ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die Recheneinheit den größten Anteil zu den beiden Übergangsraten beiträgt. Ergänzend dazu sind die Unterschiede zwischen den Zuverlässigkeitskenndaten der Schütze und des Motors gering.

Ähnlich wie bei den Zuverlässigkeitskenndaten des HS/MS-Transformators wird ersichtlich, dass der rONT wesentlich häufiger in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* übergeht als in den Zustand *Ausgefallen*. Zudem ist die Reparaturdauer im Zustand *Eingeschränkter Betrieb* höher als im Zustand *Ausgefallen*. Aus Basis von Erfahrungsberichten von Netzbetreibern scheinen diese Unterschiede nachvollziehbar zu sein. Insbesondere können sich bei der Konfiguration oder der Installation eines rONT leicht Fehler ergeben, bei denen es in der Folge zu einem Versagen der Spannungsregelung kommt. Dazu zählt bspw. eine fehlerhafte interne Verkabelung und dadurch verursachte ungültige Spannungsmesswerte [113].

Tabelle 4-2: Zuverlässigkeitskenndaten für die betrachteten Konzepte eines rONT (die Übergangsraten λ_{EA} und μ_{AE} werden vernachlässigt)

Konzept	Eingeschränkter Betrieb		Ausgefallen	
	λ_{BE} in 1/a	$1/\mu_{EB}$ in h	λ_{BA} in 1/a	$1/\mu_{AB}$ in h
K1	0,073	43	0,0006	11
K2	0,069	43		
K3a (7 Schütze)	0,072	43		
K3b (14 Schütze)	0,080	42		

4.4 Einzelstrangregler

Bei einem ESR handelt es sich, neben einem HS/MS-Transformator und rONT, um eine weitere SGT zur Spannungsregelung. In Abhängigkeit des Konzeptes eignet sich der ESR für den Einsatz in MS- oder NS-Netzen. Nachfolgend werden das allgemeine Funktionsprinzip, der Aufbau sowie das Zustandsmodell und die dazugehörigen Zuverlässigkeitskenndaten eines ESR beschrieben.

4.4.1 Funktionsprinzip

Auf Basis von erfassten Spannungswerten und vorgegebenen Parametern (Spannungssollwert, Regelbandbreite etc.) wird mithilfe von Einspeisetransformatoren (auch als Booster-Transformatoren bezeichnet) eine Korrekturspannung in die MS- oder NS-Leitung am ESR eingepreßt. Durch die Überlagerung der Korrekturspannung mit der unregelmäßigen Eingangsspannung wird so eine gewünschte Ausgangsspannung erzielt. Der ESR kann an beliebiger Stelle in einem MS- oder NS-Netz platziert werden. In NS-Netzen kann dieser bspw. auch zwischen einem ONT und der NS-Hauptverteilung installiert werden und stellt dann eine Alternative zum Einsatz eines rONT dar [77]. Die möglichen Regelungskonzepte entsprechen denen eines HS/MS-Transformators bzw. denen eines rONT [10, S. 237], [76], [97]. Analog zum Vorgehen beim rONT bezieht sich die Nachbildung eines ESR ausschließlich auf ein Regelungskonzept mit statisch vorgegebenen Spannungssollwert und Erfassung lokaler Spannungswerte.

4.4.2 Aufbau und Komponenten

Der genaue Aufbau eines ESR unterscheidet sich je nach Konzept und Hersteller. Nachfolgend beschränkt sich die Untersuchung auf die zwei wesentlichen Konzepte, welche für den Einsatz in MS- bzw. NS-Netzen geeignet sind und eine hohe Marktreife aufweisen bzw. bereits eingesetzt werden [38], [119].

Konzept K1: Kombination aus Booster-Transformatoren und Leistungsstufe

In Abbildung 4-9 ist das Konzept K1 vereinfachend dargestellt. Die nachfolgende Beschreibung erfolgt auf Basis von Herstellerangaben [77], [97], [119]–[121].

Dieser ESR ist ausschließlich für den Einsatz in NS-Netzen konzipiert. Zur Verbesserung der Symmetrie können die drei Phasen unabhängig voneinander geregelt werden. Die Leistungsstufe besteht aus einer Thyristorschaltung (Nr. 4), welche wiederum aus Thyristoren und Umschaltwiderständen besteht. Die Ansteuerung der Thyristoren erfolgt durch eine Treiberschaltung (Nr. 5). Dies ermöglicht das Zu- oder Abschalten von seriell angeordneten Booster-Transformatoren mit ausgewähltem Übersetzungsverhältnis. In einer möglichen Ausführung kommen pro Phase zwei Booster-Transformatoren (Nr. 2, Nr. 3) in Verbindung mit acht Thyristoren zum Einsatz. Dies ermöglicht das Einprägen einer zusätzlichen Spannung (U_{B1}, U_{B2}) in neun diskreten Regelstufen. Dadurch kann die Ausgangsspannung (U_{Out}) um bis zu $\pm 10 \% \cdot U_{In}$ gegenüber der unregulierten Eingangsspannung (U_{In}) erhöht oder abgesenkt werden. Es ergibt sich folgende Formel:

$$U_{Out} = U_{In} - (U_{B1} + U_{B2}) \quad (4-1)$$

Bei jeglichen internen Fehlern erfolgt die automatische Aktivierung eines internen Bypasses (Nr. 6), bei denen die Booster-Transformatoren über Sicherheitsschütze kurzgeschlossen werden. Eine Spannungsregelung erfolgt in diesem Fall nicht mehr, eine (ungeregelte) Weiterversorgung wird aber sichergestellt. Zudem verfügt der ESR über einen externen Bypass (Nr. 7), welcher durch das Betätigen von Lastschaltleisten manuell vor Ort aktiviert werden kann, um bspw. anstehende Servicearbeiten spannungsfrei am ESR durchführen zu können. Ebenso ist bei Außer- oder Inbetriebnahme des ESR der Bypass zu aktivieren, um mögliche Überlastungen interner Komponenten zu vermeiden.

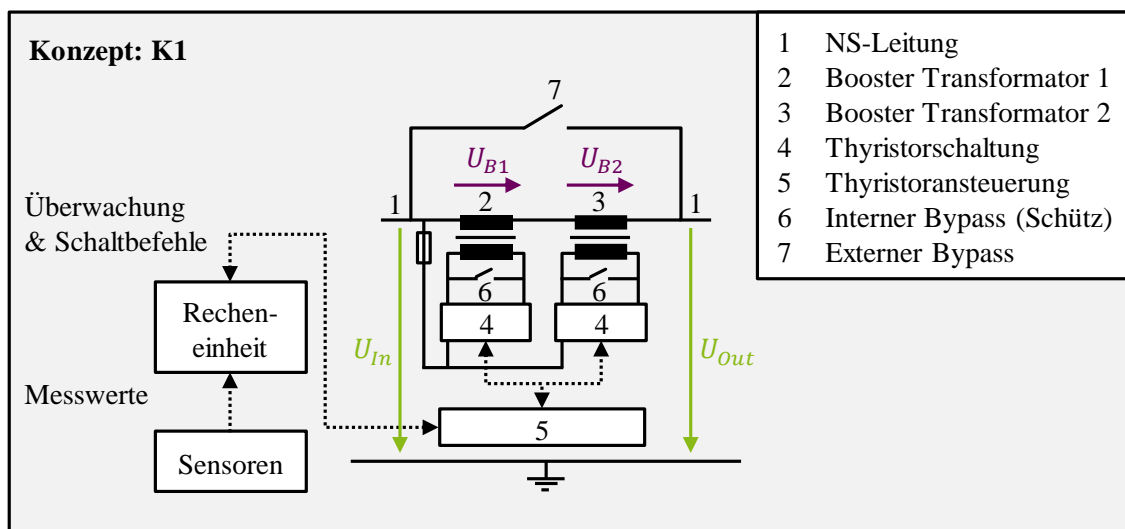


Abbildung 4-9: Vereinfachter Aufbau eines ESR - Konzept K1 (einphasige Darstellung) (in Anlehnung an [119], [120])

Konzept K2: Kombination aus Booster- und Feeder-Transformatoren mit Schützen

In Abbildung 4-10 wird eine vereinfachte Darstellung des Konzeptes K2 gegeben. Die Beschreibung erfolgt auf Basis von Herstellerangaben und wissenschaftlichen Veröffentlichungen [38], [73], [122], [123, S. 29].

Anders als Konzept K1, kann dieses Konzept sowohl in MS- als auch in NS-Netzen eingesetzt werden. Der grundsätzliche Aufbau unterscheidet sich dabei nicht. Ein unter Last regelbarer Feeder-Transformator (Nr. 2) ist auf der Primärseite mit der MS- bzw. NS-Leitung (Nr. 1) und auf der Sekundärseite mit einem Booster-Transformator (Nr. 4) verbunden. Das gewünschte Übersetzungsverhältnis des Feeder-Transformators wird unter Last mithilfe einer Schützschialtung (Nr. 3) eingestellt. Ähnlich wie bei dem Konzept K1 wird mithilfe des Booster-Transformators zu der unregulierten Eingangsspannung (U_{In}) eine zusätzliche Spannung (U_B) in die MS- oder NS-Leitung eingeprägt. In der Folge wird die Spannung auf der Ausgangsseite des ESR (U_{Out}) beeinflusst. In einer möglichen Konfiguration werden zehn Schütze für elf Regelstufen eingesetzt, wodurch die Spannung U_{Out} um bis zu $\pm 10\% \cdot U_{In}$ erhöht oder reduziert werden kann. Es ergibt sich folgende Formel:

$$U_{Out} = U_{In} - U_B \quad (4-2)$$

Eine Kombination aus internem und externem Bypass stellt sicher, dass eine unregelte Weiterversorgung bei internen Fehlern oder bei unzulässig hohen Temperaturen des Transformators oder des Schaltschranks (Schützschialtung) ermöglicht wird. Der externe Bypass (Nr. 6) kann entweder elektrisch oder mechanisch durch eine von Hand gespannte Feder betätigt werden. Analog zu dem Konzept K1 kann ebenfalls eine manuelle Betätigung des externen Bypasses vor Ort, z. B. bei anstehenden Servicearbeiten, erfolgen.

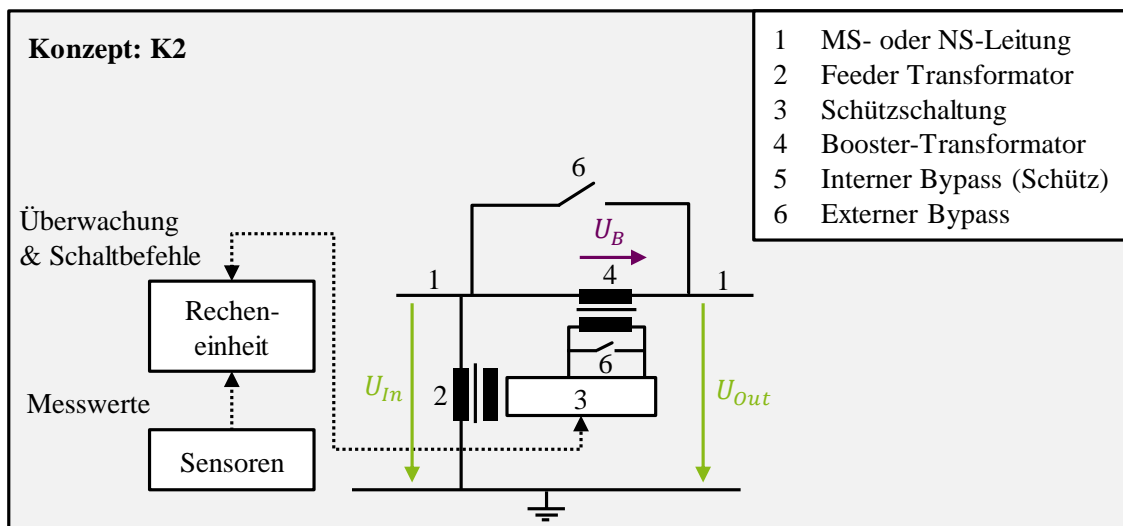


Abbildung 4-10: Vereinfachter Aufbau eines ESR - Konzept K2 (einphasige Darstellung) (in Anlehnung an [73, S. 17], [124])

4.4.3 Zustandsmodell

Vor allem aufgrund des Bypasses unterscheidet sich das Verhalten eines ESR im Fehlerfall deutlich von dem eines rONT oder HS/MS-Transformators. Daher ist eine Berücksichtigung des ESR in bestehenden Programmen zur Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme bislang nicht oder nur unzureichend möglich. Das Verhalten des ESR wird nachfolgend in Abhängigkeit des 3-Zustandsmodells nach Abbildung 4-1 beschrieben.

Betrieb: Dieser Zustand beschreibt den normalen Betrieb eines ESR, bei der die Spannungsregelung in diskreten Stufen erfolgt. In der vorliegenden Arbeit wird ausschließlich eine dreiphasige Regelung umgesetzt.

Eingeschränkter Betrieb: Bei diesem Zustand werden interne Fehler des ESR berücksichtigt, welche zu einer konzeptgemäßen und unmittelbaren Aktivierung des Bypasses führen. So beträgt gemäß [38] die Zeitdauer bis zum Schließen des Bypasses weniger als eine Sekunde. Eine Spannungsregelung erfolgt in diesem Zustand nicht mehr, Versorgungs- und ggf. auch Einspeiseunterbrechungen können jedoch vermieden werden.

Ausgefallen: Dieser Zustand berücksichtigt Situationen, in denen der Bypass nicht konzeptgemäß aktiviert wird und der ESR in der Konsequenz vollständig ausfällt. Da ein Versagen des Bypasses nur in Situationen relevant ist, bei denen die Notwendigkeit einer Aktivierung vorausgegangen ist, handelt es sich um ein Folgeereignis. Daher wird der Übergang vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Ausgefallen* mithilfe der bedingten Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers p_{BV} ausgedrückt. Sofern es zu einem Versagen des Bypasses kommt, wird unterstellt, dass der ESR direkt in den Zustand *Ausgefallen* übergeht und nicht weiterbetrieben werden kann. Aus diesem Zustand kann der ESR entweder in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* oder in den Zustand *Betrieb* übergehen.

Im ersten Fall wird angenommen, dass eine manuelle Aktivierung oder eine Reparatur des (externen) Bypasses vor Ort möglich ist (μ_{AE}). Mit dem Ziel einer möglichst zügigen Wiederversorgung werden weitere notwendige Reparaturarbeiten auf spätere Zeitpunkte verschoben. Sofern dieses bspw. aufgrund umfassender Schäden am ESR nicht möglich ist, ist auch denkbar, dass der ESR vollständig repariert oder ersetzt werden muss und erst anschließend wieder in den Zustand *Betrieb* übergeht (μ_{AB}).

Die Fehlerrate vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Ausgefallen* λ_{BA} ergibt sich durch die Multiplikation der ursprünglichen Fehlerrate vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* $\lambda_{BE,0}$ mit der bedingten Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers p_{BV} :

$$\lambda_{BA} = \lambda_{BE,0} \cdot p_{BV} \quad (4-3)$$

Entsprechend muss die Fehlerrate λ_{BE} um den Anteil reduziert werden, mit dem es zu einem bedingten Bypassversager und somit zu einem Ausfall des ESR kommt, da in dieser Situation kein eingeschränkter Betrieb des ESR vorliegt:

$$\lambda_{BE} = \lambda_{BE,0} \cdot (1 - p_{BV}) \quad (4-4)$$

Um die erforderlichen Übergangsraten ermitteln zu können, werden zunächst die Komponenten einer genaueren Untersuchung unterzogen, welche zu einer Aktivierung des Bypasses und somit zu dem Zustand *Eingeschränkter Betrieb* führen. Aufbauend auf Herstellerangaben zählen dazu die nachfolgenden Ereignisse [73], [97], [121], [122]:

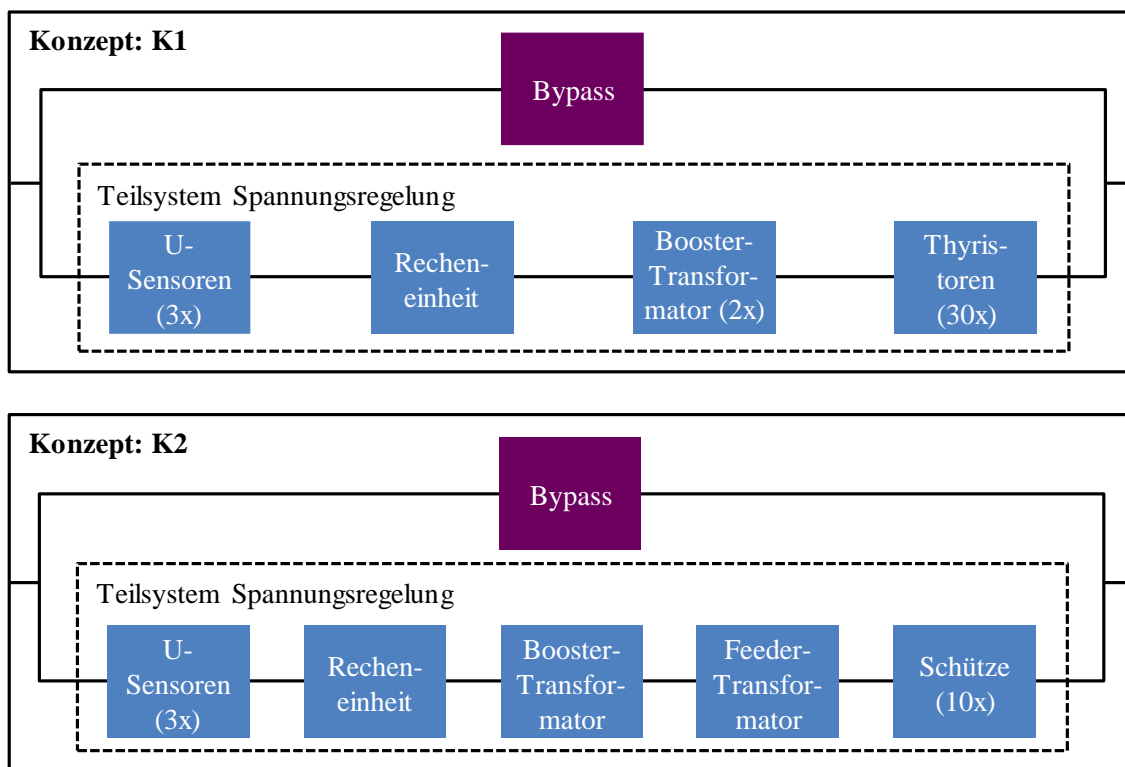
- Fehlfunktion eines Spannungssensors,
- Ausfall der Recheneinheit,
- Ausfall eines Booster-Transformators,
- Ausfall der Leistungsstufe (Konzept K1),
- Ausfall eines Feeder-Transformators oder Fehlfunktion eines Schützes (Konzept K2).

Zuletzt muss der Bypass einer genaueren Untersuchung unterzogen werden, da ein Versagen des Bypasses in erforderlichen Situationen zu dem Zustand *Ausgefallen* führt und dieses mit weitreichenden Konsequenzen für Netznutzer verbunden sein kann. Grundsätzlich wird der Bypass so ausgelegt, dass dieser bei jeglichen internen Fehlern, bspw. durch Umsetzung einer entsprechenden internen Verdrahtung, unmittelbar aktiviert wird (Fail-Safe-Prinzip). Daher wird in der vorliegenden Arbeit angenommen, dass der Bypass nicht durch andere interne Fehler in seinem Funktionsprinzip beeinträchtigt wird und vollständig redundant zu den restlichen Komponenten des ESR ausgelegt ist. Diese getroffene Annahme entspricht den Angaben der Hersteller [73], [97].

Aus diesem Grund ist der Bypass in Abbildung 4-11 parallel zu den restlichen Komponenten des ESR angeordnet. Ergänzend werden die Komponenten zur Spannungsregelung (Teilsystem Spannungsregelung) in Reihe angeordnet, da eine redundante Auslegung dieser Komponenten nicht üblich ist.

Wie auch beim HS/MS-Transformator respektive rONT erfolgt die Erfassung von Spannungswerten dreiphasig [73], [121]. Aus diesem Grund werden in dem Zustandsblockschaltbild drei Spannungssensoren (3x) berücksichtigt, welche in Reihe verschaltet werden. Ergänzend verfügen beide Konzepte jeweils über eine Recheneinheit.

Bei dem Konzept K1 werden zudem die beiden Booster-Transformatoren und die 30 Thyristoren in Reihe angeordnet. Zur besseren Übersicht werden diese nicht einzeln dargestellt, sondern - wie auch die Spannungssensoren - mit einem Multiplikator versehen. Bei dem Konzept K2 werden ein Booster- und Feeder-Transformator und zehn Schütze angenommen. Die Schütze werden zehn Mal in Reihe angeordnet, da der Ausfall eines Schützes im ungünstigsten Fall bereits zu einem eingeschränkten Betrieb des ESR führen kann. Bei den Booster- und Feeder-Transformatoren wird einheitlich von einer dreiphasigen Ausführung ausgegangen. Aus diesem Grund sind diese jeweils nur einmal in dem Zustandsblockschaltbild dargestellt.



U-Sensoren: Spannungssensoren

Abbildung 4-11: Zustandsblockschaltbilder eines ESR in Abhängigkeit des Konzeptes

Neben den beschriebenen internen Fehlerursachen können auch die nachfolgenden externen Ursachen zu einer Aktivierung des Bypasses führen, welche es in der Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme zu berücksichtigen gilt [38], [73], [97], [122]:

- **Eine Unterbrechung der Spannungsversorgung:** Sofern sich der ESR in einem spannungslosen Zustand befindet, kommt es zu einer Aktivierung des Bypasses. Ein solches Ereignis kann die Folge einer schutzbedingten Auslösung sein.
- **Überlastung:** Wird die maximal zulässige thermische Belastbarkeit des ESR überschritten, kommt es in der Folge zu einer Aktivierung des Bypasses. Hierbei wird der Umstand berücksichtigt, dass die (kurzzeitige) thermische Überlastfähigkeit des Bypasses üblicherweise deutlich höher ist als die der restlichen Komponenten des ESR.

4.4.4 Zuverlässigkeitskenndaten

Die Zuverlässigkeitskenndaten eines ESR sind in Tabelle 4-3 aufgelistet. Die Übergangsraten zwischen den Zuständen *Betrieb* und *Eingeschränkter Betrieb* $\lambda_{BE,0}$ und μ_{EB} können auf Basis der vorgestellten Zustandsblockschaltbilder und den dazugehörigen Zuverlässigkeitskenndaten aus Tabelle 12-19 berechnet werden. Die Reparaturrate für den Übergang vom Zustand *Ausgefallen* in den Zustand *Betrieb* μ_{AB} wird mit der (langen) Reparaturrate eines ONT aus [102] abgeschätzt.

Es fällt auf, dass sich die Fehlerrate $\lambda_{BE,0}$ und die Reparaturrate μ_{EB} nur geringfügig zwischen den beiden Konzepten unterscheiden. Dieses liegt - wie auch beim rONT - darin begründet, dass die Recheneinheit den wesentlichen Beitrag zu dieser Fehler- und Reparaturrate liefert. Die bedingte Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers wird auf Basis der Untersuchungen aus [125], [126] mit $p_{BV} = 0,1\%$ angenommen. Dieser Wert ist mit der bedingten Wahrscheinlichkeit eines Leistungsschaltversagers ($p_{LV} = 0,09\%$) bzw. eines Schutzversagers ($p_{SVS} = 0,08\%$) vergleichbar (vgl. Anhang Abschnitt 12.4.3).

Das Versagen des Bypasses wird ausschließlich im Moment der erforderlichen Aktivierung als entscheidend angesehen. Die Wahrscheinlichkeit für einen Ausfall des Bypasses nach bereits erfolgter Aktivierung wird hingegen als äußerst gering erachtet. Aus diesem Grund wird die Fehlerrate λ_{EA} vom Zustand *Ausgefallen* in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* vernachlässigt.

Tabelle 4-3: Zuverlässigkeitskenndaten für die beiden ESR Konzepte (die Übergangsraten λ_{EA} wird vernachlässigt)

Konzept	Eingeschränkter Betrieb		Ausgefallen		
	$\lambda_{BE,0}$ in 1/a	$1/\mu_{EB}$ in h	p_{BV} in %	$1/\mu_{AE}$ in h	$1/\mu_{AB}$ in h
K1	0,076	20	0,1	6	35
K2	0,076	25			

4.5 Dezentrales Netzautomatisierungssystem

Unter einem DNA-System wird in dieser Arbeit ein auf IKT basierendes Automatisierungssystem für MS- und NS-Netze verstanden, mit dem der aktuelle Netzzustand erfasst und durch autarke Regelungseingriffe gezielt beeinflusst werden kann [14, S. 65], [49, S. 45].

4.5.1 Funktionsprinzip

Bei dem nachfolgend untersuchten DNA-System handelt es sich um ein praxistaugliches Konzept, bei dem die Mess- und Sollwerte nur an das jeweils zuständige Kleinfeldwirkssystem (KFS) übertragen werden müssen [13, S. 66ff.]. Von diesem dezentralen Ansatz sind zentrale Konzepte abzugrenzen, bei denen Messinformationen sowie Überwachungs- und Regelungsfunktionen an einem zentralen Punkt gebündelt werden [13, S. 6]. Die Umsetzung dieser zentralen Konzepte erfolgt üblicherweise mittels SCADA-Systemen (Supervisory Control and Data Acquisition) innerhalb der Netzleitstelle [9, S. 552]. Neben dem hier fokussierten DNA-System existieren darüber hinaus noch weitere Konzepte, welche bspw. über einen höheren Grad an Dezentralisierung verfügen. Dazu zählt z. B. der in [127] beschriebene Agentenansatz. Allerdings weisen diese Systeme bislang nur eine geringe Praxiserprobung auf und stellen aus diesem Grund keinen Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit dar.

Folgende Maßnahmen werden im Rahmen dieser Arbeit bei der Nachbildung eines DNA-Systems berücksichtigt und nachfolgend detailliert:

- Direkte Spannungsregelung (vgl. Abschnitt 4.5.5.2),
- DEM (vgl. Abschnitt 4.5.5.3),
- Automatisierte Wiederversorgungsprozesse (vgl. Abschnitt 4.5.5.4).

4.5.2 Aufbau und Komponenten

In Abbildung 4-12 ist die hierarchische Architektur eines DNA-Systems dargestellt. Das hier betrachtete DNA-System ist für einen vollständig autarken Betrieb ausgelegt. Eine Kommunikationsanbindung an die übergeordnete Stationsebene (Netzleitstelle) des Netzbetreibers ist prinzipiell nicht notwendig, bei Bedarf aber möglich [13, S. 8 f.], [14, S. 67]. Die Systemgrenze des DNA-Systems stellt der Übergang zwischen Feld- und Prozessebene dar. Die Feldebene wird dem DNA-System zugeordnet, da Fehler innerhalb dieser Ebene zu einem Versagen des DNA-Systems führen können. Die Prozessebene umfasst die primärtechnischen Betriebsmittel und wird dem elektrischen Energieversorgungssystem zugeordnet, da Fehler innerhalb dieser Ebene mit direkten Konsequenzen für das elektrische Energieversorgungssystem verbunden sind.

- **KFS:** Das KFS stellt den zentralen Bestandteil eines DNA-Systems dar und wird der Stationsleitebene zugeordnet. Mithilfe einer Recheneinheit, Kommunikationsschnittstellen und Berechnungsalgorithmen können sowohl eine räumlich begrenzte Überwachung eines Netzbereichs erfolgen als auch nachgelagerte bedarfsgerechte Maßnahmen bestimmt werden [13, S. 8].
- **Messeinheiten:** Messeinheiten ermöglichen die Erfassung von Strömen- und Spannungen in fehlerfreien Netzzuständen sowie ggf. von Erd- und Kurzschlüssen in fehlerbedingten Netzzuständen. Die Messeinheiten werden der Feldebene zugeordnet.
- **Ansteuerungseinheiten:** Da eine direkte Anbindung von Aktoren an das DNA-System aufgrund mangelnder Kommunikationsstandards nicht immer möglich ist, wird gemäß [14, S. 62] angenommen, dass die Ansteuerung von Aktoren durch separate dezentrale Ansteuerungseinheiten erfolgt. Analog zu den Messeinheiten werden diese ebenfalls der Feldebene zugeordnet.
- **Kommunikationsverbindungen:** Die Datenübertragung von Messwerten und Sollwertvorgaben zwischen den Ansteuerungs- bzw. Messeinheiten und dem KFS erfolgt mittels standardisierter Kommunikationsprotokolle und leitungsgebundener oder funkbasierter Kommunikationsverbindungen [44, S. 306f.], [128, S. 19].

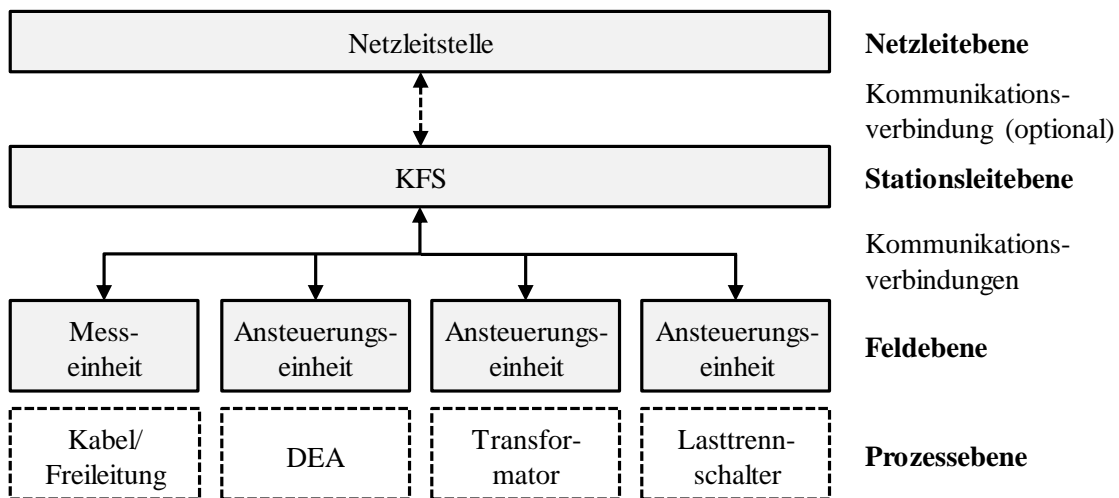


Abbildung 4-12: Hierarchische Architektur eines DNA-Systems (in Anlehnung an [128, S. 17ff.], [129, S. 18], [130, S. 30])

4.5.3 Zustandsmodell

Neben dem Betriebszustand können Ausfälle der für den Betrieb eines DNA-Systems erforderlichen IKT-Komponenten zu einem Ausfall oder zu eingeschränkten Betriebszuständen eines DNA-Systems führen.

Betrieb: Beschreibt den normalen Betrieb eines DNA-Systems, bei dem sowohl eine Überwachung eines Netzbereichs als auch die Ansteuerung sämtlicher Aktoren möglich ist.

Eingeschränkter Betrieb: Dieser Zustand berücksichtigt Situationen, in denen zwar der Netzzustand überwacht werden kann und somit auch die Umsetzung eines optimierten Fehlerortungsprozesses erfolgen kann (vgl. Abschnitt 4.5.5.4), fehlerbedingt jedoch ein oder mehrere Aktoren nicht durch das DNA-System angesteuert werden können. Die Ansteuerung von verbleibenden Aktoren kann hingegen fortgeführt werden [14, S. 53]. Die Anzahl möglicher eingeschränkter Betriebszustände hängt von der Anzahl und Positionierung der in ein DNA-System angebotenen Aktoren ab. Die Relevanz der Positionierung kann sich bei bestimmten Ausfällen von Kommunikationsverbindungen ergeben, bei denen in der Folge mehrere Ansteuerungseinheiten zeitgleich nicht mehr angebunden sind.

Jeder eingeschränkte Betriebszustand kann grundsätzlich mit unterschiedlichen Auswirkungen auf den Netzzustand verbunden sein. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass Aktoren typischerweise nur in wenigen (kritischen) Zeitpunkten angesteuert werden und Auswirkungen ausbleibender Sollwertvorgaben nur in diesen Situationen eine (hohe) Relevanz besitzen. Zudem kann eine Betrachtung sämtlicher eingeschränkter Betriebszustände zu einem deutlichen Anstieg der Anzahl zu untersuchender Fehlerkombinationen und damit einhergehendem Anstieg der Rechenzeit führen. Da bei vielen eingeschränkten Betriebszuständen jedoch nur ein sehr begrenzter zusätzlicher Erkenntnisgewinn zu erwarten ist, scheint eine solche Betrachtung weder zweckmäßig noch gerechtfertigt.

Aus diesem Grund wird ein Ansatz zur Reduzierung sämtlicher eingeschränkter Betriebszustände auf einen einzigen eingeschränkten Betriebszustand verfolgt (nach Abbildung 4-1). Die Wahrscheinlichkeit dieses Zustands wird durch die Kumulation der Wahrscheinlichkeiten sämtlicher eingeschränkter Betriebszustände bestimmt. Durch diese Vereinfachung werden Ereignisse, bei denen zwei oder mehr Aktoren gleichzeitig nicht mehr durch ein DNA-System angesteuert werden können, vernachlässigt. Diese Ereignisse können zwar mit höheren Auswirkungen auf Netznutzer verbunden sein, allerdings ist zum einen die Wahrscheinlichkeit solcher Ereignisse vergleichsweise gering und zum anderen vorwiegend nur in Situationen relevant, in denen eine zeitgleiche Ansteuerung mehrerer Aktoren überhaupt erforderlich ist.

Da bei diesem Ansatz nur noch ein eingeschränkter Betriebszustand betrachtet wird, ist es erforderlich, eine geeignete Festlegung eines nicht ansteuerbaren Aktors zu treffen. Im Rahmen dieser Arbeit wird dazu der Aktor ausgewählt, bei dem zu erwarten ist, dass ausbleibende Sollwertvorgaben mit hohen Auswirkungen auf Netznutzer verbunden sind. Da je nach Fehlerkombination und NNS unterschiedliche Aktoren eine hohe Relevanz besitzen, wird dieser Prozess in Abhängigkeit der aktuellen Fehlerkombination und NNS durchlaufen. Somit erfolgt die Auswahl situationsabhängig. Der dazugehörige Ablauf ist in Abbildung 4-13 grafisch dargestellt.

In der ersten Stufe dieses Verfahrens wird geprüft, ob in der vorliegenden Fehlerkombination eine Schaltmaßnahme für einen automatisierten Wiederversorgungsprozess erforderlich ist. Sofern dieses zutrifft, wird der Aktor ausgewählt, bei dem eine automatisierte Schaltmaßnahme umgesetzt werden kann und dieser zudem die kürzeste topologische Distanz zum Fehlerort aufweist. Entsprechend dem in Abschnitt 4.5.5.4 beschriebenen Verfahren, ist dieser Aktor für eine möglichst selektive Freischaltung erforderlich und wird daher bei der Auswahl priorisiert.

Die festgelegte Reihenfolge der nachfolgenden beiden Schritte basiert auf dem konsekutiven Regelungsmodell eines DNA-Systems (vgl. Abschnitt 4.5.5.1). Sofern nach dem ersten Schritt noch kein Aktor ausgewählt wurde, wird geprüft, ob in der vorliegenden NNS die Umsetzung einer direkten Spannungsregelung im fehlerfreien Netzzustand vorausgegangen ist. Sofern diese Bedingung zutrifft, gilt der nach Abschnitt 4.5.5.2 priorisierte HS/MS-Transformator, rONT bzw. ESR als nicht mehr durch das DNA-System ansteuerbar.

Ist weder eine automatisierte Schaltmaßnahme noch eine direkte Spannungsregelung in der vorliegenden Fehlerkombination und NNS erforderlich, so gilt die ansteuerbare DEA mit der höchsten eingespeisten Wirkleistung (vor Umsetzung eines DEM) im fehlerfreien Netzzustand als nicht ansteuerbar.

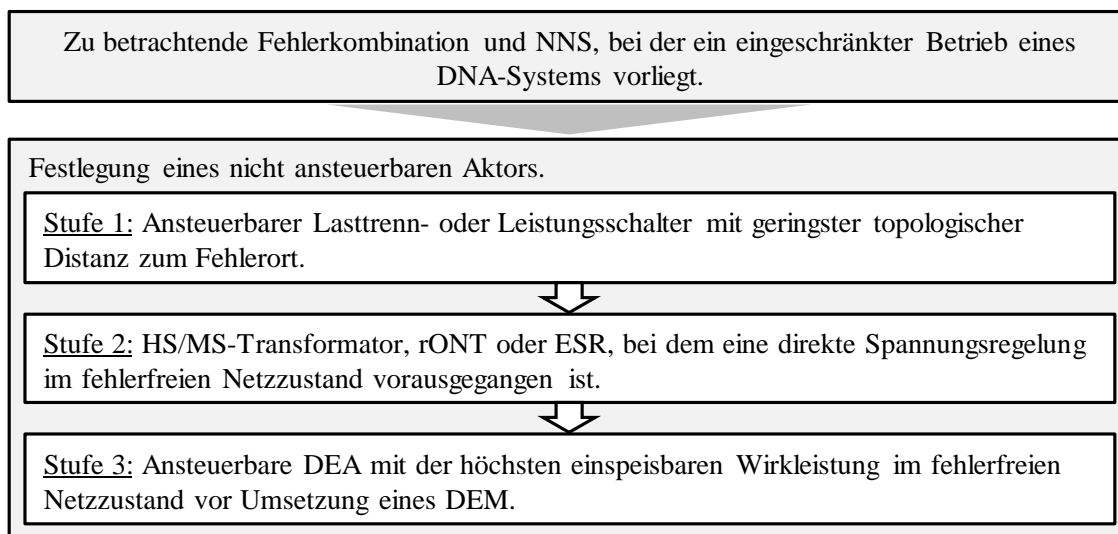


Abbildung 4-13: Verfahrensschritte zur Auswahl eines nicht ansteuerbaren Aktors bei einem eingeschränkten Betrieb eines DNA-Systems

Ausgefallen: Dieser Zustand fasst sämtliche Fehler eines DNA-Systems zusammen, bei denen der Netzzustand nicht hinreichend genau erfasst werden kann und in der Konsequenz sämtliche angebundene Aktoren nicht durch das entsprechende DNA-System angesteuert werden können.

Auf Basis dieser vorgenommenen Vereinfachungen kann ein DNA-System durch das in Abbildung 4-1 dargestellte 3-Zustandsmodell nachgebildet werden.

4.5.4 Elektrisches Energieversorgungssystem und Kommunikationssystem

Bei der zuverlässigkeitstechnischen Nachbildung eines DNA-Systems sind zwei Aspekte von zentraler Bedeutung. Zum einen müssen die Auswirkungen des DNA-Systems auf die Netznutzer umfassend analysiert werden. Dies erfolgt durch die Implementierung erweiterter Verfahrensschritte des bestehenden Programmablaufs zur Zuverlässigkeitsberechnung des elektrischen Energieversorgungssystems. Zum anderen muss die Zuverlässigkeit eines DNA-Systems ermittelt werden. Dies geschieht durch die Nachbildung der für den Betrieb eines DNA-Systems erforderlichen IKT-Komponenten. Diese Modellierungsebene wird nachfolgend als Kommunikationssystem bezeichnet.

Unter der Annahme, dass Fehler innerhalb der beiden Systemebenen unabhängig voneinander auftreten und sich nicht gegenseitig bedingen, werden das elektrische Energieversorgungssystem und das Kommunikationssystem getrennt und somit zeitunabhängig voneinander betrachtet. Dieses ist üblicherweise in Fällen gegeben, in denen die Kommunikationsübertragung durch separate Kommunikationsverbindungen, bspw. mittels Lichtwellenleiter (LWL) oder Mobilfunk (MF), realisiert wird und somit beide Systemebenen voneinander entkoppelt betrieben werden.

Einen Sonderfall stellt die Kommunikationsübertragung mittels Breitband-Powerline (BPL) dar. Da bei diesem Verfahren die Leitungen des elektrischen Energieversorgungssystems zur Kommunikationsübertragung genutzt werden, kommt es bei einem Ausfall eines Leiters stets zu Zweifachfehlern zwischen elektrischem Energieversorgungssystem und Kommunikationssystem. Für eine genaue Nachbildung muss daher eine gemeinsame (zeitabhängige) Betrachtung erfolgen [31, S. 46 f.]. Allerdings ist bei einem Ausfall einer Leitung des elektrischen Energieversorgungssystems die Betriebsfähigkeit des DNA-Systems meist von nachrangiger Bedeutung, da in diesen Situationen nur in sehr seltenen Fällen Grenzwertverletzungen resultieren, bei denen Regelungsmaßnahmen erforderlich wären. Unter der Vernachlässigung dieses zeitabhängigen Einflusses kann grundsätzlich auch eine (vereinfachte) Betrachtung von BPL unter Hinzunahme des nachfolgend beschriebenen Ansatzes erfolgen.

4.5.5 Elektrisches Energieversorgungssystem

In dieser Modellierungsebene werden die nachgebildeten Maßnahmen eines DNA-Systems zur Behebung von Grenzwertverletzungen und zur Umsetzung automatisierter Wiederversorgungsprozesse beschrieben. Die Modellierung folgt der Annahme, dass andauernde Kommunikationsunterbrechungen selbstständig von den Akteuren erkannt werden und diese in der Folge Rückfallpositionen umsetzen können [113], [131], [132]. Eine solche Situation kann eintreten, wenn es zu einem Versagen eines DNA-Systems kommt, dieses also entweder ausgefallen ist oder sich im eingeschränkten Betrieb befindet.

4.5.5.1 Konsekutives Regelungsmodell bei Grenzwertverletzungen

Treten Spannungsbandverletzungen auf, so stellt die direkte Spannungsregelung die erste Stufe des konsekutiven Regelungsmodells eines DNA-Systems dar [14, S. 34f.]. Können dadurch nicht sämtliche Spannungsbandverletzungen behoben werden oder bestehen Betriebsmittelüberlastungen, wird in einem zweiten Schritt eine Wirkleistungsregelung umgesetzt. Bei dieser wird der momentane Leistungsbezug von Lasten (Lastmanagement) oder die aktuelle Einspeiseleistung von DEA (DEM) reduziert. Im Rahmen dieser Arbeit wird ausschließlich die Umsetzung eines DEM betrachtet, da die gesetzlichen Rahmenbedingungen hierfür bereits geschaffen wurden (vgl. Abschnitt 2.5). Im Gegensatz dazu bestehen noch keine genauen und einheitlichen Vorgaben zur Ausgestaltung eines Lastmanagements und im Speziellen eines Lademanagements zur Ansteuerung von LP seitens des Gesetzgebers.

Die Notwendigkeit für Regelungsmaßnahmen kann sowohl in fehlerfreien Netzzuständen (bspw. zur Erhöhung der Netzanschlusskapazität) als auch in fehlerbedingten Netzzuständen (bspw. aufgrund durchgeführter Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung) gegeben sein.

4.5.5.2 Direkte Spannungsregelung

Bei der direkten Spannungsregelung werden verfügbare und in das DNA-System angebundene HS/MS-Transformatoren, rONT oder ESR auf Basis des ermittelten Netzzustandes gezielt angesteuert und dadurch das Spannungsniveau in einem MS- oder NS-Netz direkt beeinflusst.

Modellierung

Die implementierten Verfahrensschritte zur Umsetzung einer direkten Spannungsregelung erfolgen in Anlehnung an [14, S. 37], [31, S. 72 f.].

Sofern Spannungsbandverletzungen innerhalb eines überwachten Netzbereichs vorliegen, wird der ansteuerbare HS/MS-Transformator, rONT oder ESR mit der kürzesten elektrischen Distanz zum Netzknoten mit der höchsten Spannungsbandverletzung ermittelt. Die Ermittlung aller möglichen und zulässigen Verbindungen erfolgt mit Methoden der Graphentheorie. Für den ausgewählten HS/MS-Transformator, ESR oder rONT wird anschließend der Netzknoten mit der höchsten Spannungsbandverletzung sowie den dazugehörigen einzuhaltenden Spannungsgrenzwerten als Sollwertvorgaben übergeben. Nach erfolgter Spannungsregelung wird geprüft, ob es zu einer gegensätzlichen Über- oder Unterschreitung von zulässigen Spannungswerten kommt. Sofern dieses nicht zutrifft, gilt die direkte Spannungsregelung als zulässig und wird beibehalten, andernfalls werden die Sollwertvorgaben zurückgenommen.

Rückfallposition

Falls aufgrund eines Versagens eines DNA-Systems HS/MS-Transformatoren, rONT oder ESR nicht angesteuert werden können, erfolgt die Spannungsregelung dieser Aktoren auf Basis eines lokalen Netzknotens mit den dazugehörigen einzuhaltenden Spannungsgrenzwerten. Diese Rückfallposition entspricht dem praxisüblichen Vorgehen [113].

4.5.5.3 Dynamisches Einspeisemanagement

Unter einem DEM wird eine situationsabhängige Abregelung von DEA durch ein DNA-System verstanden. Eine ausführliche Beschreibung über das allgemeine Funktionsprinzip eines DEM findet sich bspw. in [47, S. 42 ff.], [49, S. 47 ff.].

Modellierung

Die Umsetzung eines DEM erfolgt zur Behebung von oberen Spannungsbandverletzungen und einspeisebedingten Betriebsmittelüberlastungen.

Obere Spannungsbandverletzungen: Liegt eine obere Spannungsbandverletzung innerhalb eines überwachten Netzbereichs vor, wird die Wirkleistung aller ansteuerbaren und auf die Spannungsbandverletzung wirksamen DEA gleichmäßig in kleinen (frei wählbaren Schritten) iterativ reduziert. Nach jeder Iteration wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt, um die Wirksamkeit des Regelungseingriffs bewerten zu können. Solange noch obere Spannungsbandverletzungen innerhalb eines überwachten Netzbereichs bestehen und die Wirkleistung von ansteuerbaren und auf die Spannungsbandverletzung wirksamen DEA reduziert werden kann, gilt das DEM als umsetzbar und wird durchgeführt.

Betriebsmittelüberlastungen: Im Anschluss an die Behandlung von oberen Spannungsbandverletzungen wird ermittelt, ob einspeisebedingte Betriebsmittelüberlastungen vorliegen. Trifft dieses zu, wird die momentan eingespeiste Wirkleistung sämtlicher ansteuerbarer und auf die Betriebsmittelüberlastung wirkenden DEA mit dem Reduktionsfaktor $f_{o,z}$ multipliziert. In Anlehnung an [23, S. 31] kann der Reduktionsfaktor $f_{o,z}$ als Verhältnis zwischen dem maximal zulässigen thermischen Grenzstrom ($I_{th,max,z}$) und der aktuellen Stromstärke ($I_{max,z}$) eines Zweigelements z definiert werden:

$$f_{o,z} = \frac{I_{th,max,z}}{I_{max,z}} \quad (4-5)$$

Analog zu dem Vorgehen bei oberen Spannungsbandverletzungen wird das DEM solange durchgeführt, bis die Wirkleistung von ansteuerbaren und auf die Betriebsmittelüberlastung wirkenden DEA entweder nicht weiter reduziert werden kann oder sämtliche einspeisebedingten Betriebsmittelüberlastungen in überwachten Netzbereichen behoben wurden.

Rückfallposition

In Situationen, in denen DEA aufgrund eines Versagens eines DNA-Systems nicht angesteuert werden können, kann eine statische Begrenzung der maximal einspeisbaren Wirkleistung von DEA vorgenommen werden. Da mit dieser Rückfallposition nur minimale Anforderungen an die IKT gestellt werden, wird diese Vorgabe gegenüber einer möglichen Umsetzung lokaler Regelungskonzepte vorgezogen. Entweder kann eine individuelle Rückfallposition pro DEA oder eine einheitliche Rückfallposition für alle DEA innerhalb eines überwachten Netzbereichs vorgegeben werden.

Bei der Vorgabe einer individuellen Rückfallposition wird zu Beginn der Zuverlässigkeitsberechnung eine maximal zulässige Einspeiseleistung $P_{FB,DEA,i}$ für eine DEA i vorgegeben. Kann diese aufgrund eines Versagens eines DNA-Systems nicht angesteuert werden und befindet sich die aktuell eingespeiste Wirkleistung der DEA $P_{DEA,i}$ über dem Wert der Rückfallposition $P_{FB,DEA,i}$, wird die aktuell eingespeiste Wirkleistung der DEA auf den Wert der Rückfallposition reduziert:

$$P_{DEA,i} = \begin{cases} P_{FB,DEA,i} & P_{DEA,i} > P_{FB,DEA,i} \\ P_{DEA,i} & P_{DEA,i} \leq P_{FB,DEA,i} \end{cases} \quad (4-6)$$

Die Umsetzung der einheitlichen Vorgabe erfolgt mithilfe des Faktors $f_{FB,DEA}$. Dieser wird durch den Quotienten der maximal zulässigen einspeisbaren Wirkleistung in der Rückfallposition $P_{FB,DEA}$ und der installierten Wirkleistung der DEA $P_{inst,DEA}$ ausgedrückt:

$$f_{FB,DEA} = \frac{P_{FB,DEA}}{P_{inst,DEA}} \quad (4-7)$$

unter der Nebenbedingung:

$$0 \leq f_{FB,DEA} \leq 1 \quad (4-8)$$

Der Faktor $f_{FB,DEA}$ kann somit variabel zwischen $f_{FB,DEA} = 0$ (vollständige Abregelung) und $f_{FB,DEA} = 1$ (keine Wirkleistungsbegrenzung) vorgegeben werden. Die Wirkleistung einer DEA wird in Situationen reduziert, in denen diese aufgrund eines Versagens eines DNA-Systems nicht angesteuert werden können und über eine entsprechend hohe Einspeiseleistung verfügen:

$$P_{DEA,i} = \begin{cases} P_{DEA,inst,i} \cdot f_{FB,DEA}, & P_{DEA,i} > P_{inst,DEA,i} \cdot f_{FB,DEA} \\ P_{DEA,i}, & P_{DEA,i} \leq P_{inst,DEA,i} \cdot f_{FB,DEA} \end{cases} \quad (4-9)$$

4.5.5.4 Automatisierter Wiederversorgungsprozess in Mittelspannungsnetzen

Die vorliegende Arbeit bildet einen automatisierten Wiederversorgungsprozess ausschließlich für MS-Netze nach. Zum einen bestehen - im Vergleich zu NS-Netzen - in MS-Netzen deutlich umfassendere Schaltmöglichkeiten, wodurch üblicherweise alternative Versorgungswege zur Wiederversorgung genutzt werden können. Zum anderen sind MS-Netze, wenn auch meist in nur geringem Umfang, bereits mit IKT ausgerüstet [101, S. 9]. Diese beiden Aspekte liefern damit erste Voraussetzungen zur Umsetzung automatisierter Wiederversorgungsprozesse in MS-Netzen.

Das Ziel automatisierter Wiederversorgungsprozesse ist es, fehlerbehaftete Netzbereiche möglichst selektiv freizuschalten als auch im Anschluss eine möglichst umfassende Wiederversorgung unter Einhaltung technischer Restriktionen zu ermöglichen [133, S. 3–19]. Da die Dauer dieses Prozesses im Bereich weniger Sekunden liegt (vgl. Abschnitt 3.1), kann die Dauer einer Versorgungsunterbrechung im Vergleich zu vor Ort Maßnahmen erheblich reduziert werden. Diese Prozesse werden im englischsprachigen Raum auch häufig unter den Begriffen *Fault-Detection, Fault-Isolation and Recovery Techniques* (FDIR) gebündelt.

Bedingung zur Umsetzung automatisierter Wiederversorgungsprozesse ist eine möglichst genaue Eingrenzung des Fehlerortes. Zwar können durch Meldungen und Messwerte vorhandener Schutzeinrichtungen bereits der Fehlerzeitpunkt und die ungefähre Entfernung zum Fehlerort an die Netzleitstelle übermittelt werden. Eine eindeutige Identifizierung des Fehlerortes ist in MS-Netzen hingegen meist nicht möglich. Stattdessen erfolgt dieses üblicherweise durch das Ablesen von Kurzschlussanzeigern vor Ort durch das zuständige Betriebspersonal. Eine Optimierung besteht darin, erfasste Erdschluss- und Kurzschlussströme unmittelbar an die Netzleitstelle oder das zuständige DNA-System zu übermitteln, um den Prozess der Fehlerortung zu verkürzen. Soll der Netzzustand mithilfe eines DNA-Systems auch in fehlerfreien Netzzuständen überwacht werden, um bspw. Regelungsmaßnahmen zur Behebung von Grenzwertverletzungen umzusetzen, bietet es sich an, Messeinheiten anzubinden, mit denen sowohl Betriebsströme und -spannungen als auch Kurz- und Erdschlussströme erfasst werden können. Dadurch können die Anzahl der benötigten Messeinheiten und die damit einhergehenden Investitionskosten reduziert werden.

Kann der Fehlerort ausreichend eingegrenzt werden, können mithilfe eines DNA-Systems im Anschluss automatisierte Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung umgesetzt werden. Zentrale Voraussetzung ist die Anbindung von motorisch betriebenen Leistungs- und Lasttrennschaltern. In Abhängigkeit der Anzahl ansteuerbarer Leistungs- und Lasttrennschalter und des jeweiligen Fehlerortes, kann entweder eine vollständige oder eine partielle Wiederversorgung einzelner Netzbereiche ermöglicht werden. Netznutzer, welche von diesem Prozess nicht profitieren, müssen im Anschluss durch vor Ort Maßnahmen wiederversorgt werden.

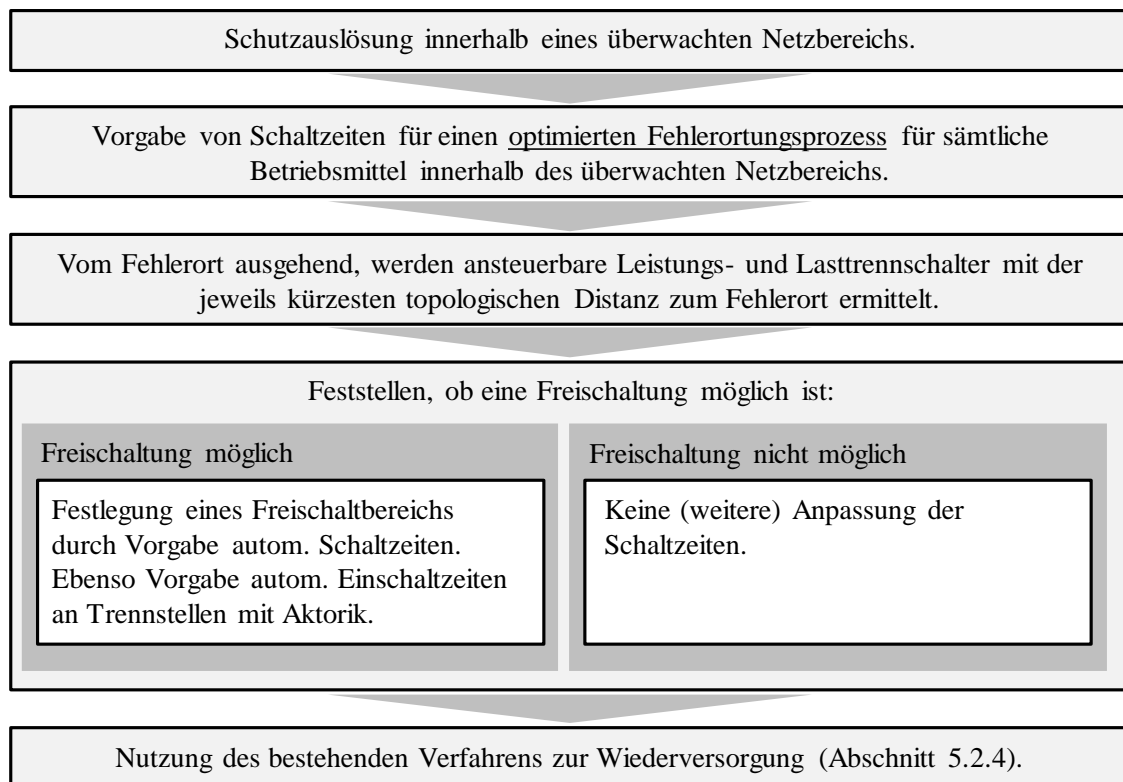
Modellierung

Die Umsetzung eines automatisierten Wiederversorgungsprozesses erfolgt durch die Verkürzung von Schaltzeiten an ausgewählten Betriebsmitteln. Anschließend wird auf das bisherige Verfahren zur Ermittlung und Durchführung geeigneter Schaltmaßnahmen, welches in Abschnitt 5.2.4 beschrieben ist, zurückgegriffen. In Abbildung 4-14 sind die erweiterten Verfahrensschritte dargestellt. Dieser lässt sich im Wesentlichen in den Prozess einer optimierten Fehlerortung und in den Prozess zur Umsetzung automatisierter Schaltmaßnahmen unterteilen.

Optimierte Fehlerortung: Wird dieser Prozess im Programmablauf berücksichtigt und kommt es zu einer Schutzauslösung innerhalb eines überwachten Netzbereichs, wird unterstellt, dass der Fehlerort prinzipiell durch das zuständige DNA-System eingegrenzt werden kann. Unter der Annahme, dass Informationen über den eingegrenzten Fehlerort dem Betriebspersonal verfügbar gemacht werden, verkleinert sich der verbliebene Fehlersuchbereich deutlich. Daraus wird gefolgert, dass sich auch die zeitliche Dauer für durchzuführende Schaltmaßnahmen innerhalb des überwachten Netzbereichs verkürzt. Daher werden sämtlichen Betriebsmitteln innerhalb des überwachten Netzbereichs reduzierte Frei- und Wiederzuschaltzeiten für einen optimierten Fehlerortungsprozess zugewiesen. Ebenso werden die Einschaltzeiten von angrenzenden offen betriebenen Trennstellen verkürzt.

Automatisierte Schaltmaßnahmen: Aufbauend auf dem Prozess der optimierten Fehlerortung wird in einem weiteren Schritt mit Verfahren der Graphentheorie ein ausreichender, aber räumlich möglichst kleiner Freischaltbereich bestimmt. Dazu werden die dem Fehlerort topologisch am nächsten gelegenen ansteuerbaren Leistungs- und Lasttrennschalter ermittelt. Durch das Öffnen dieser wird geprüft, ob ein Netzbereich freigeschaltet werden kann, sodass das vom Fehler betroffene Betriebsmittel isoliert wird. Ebenso wird ermittelt, welche Betriebsmittel nicht (mehr) mit dem vom Fehler betroffenen Betriebsmittel elektrisch verbunden sind und sich somit außerhalb des Freischaltbereichs befinden.

Wird ein zulässiger Freischaltbereich identifiziert, werden die Frei- und Wiederzuschaltzeiten von Betriebsmitteln, welche sich innerhalb des betroffenen Schutzauslösebereichs aber außerhalb des ermittelten Freischaltbereichs befinden, deutlich verkürzt. Ebenso werden die Einschaltzeiten von offen betriebenen Trennstellen, bei denen automatisierte Schaltmaßnahmen möglich sind, deutlich verkürzt. Durch diese Vorgaben wird erreicht, dass im eigentlichen Ablauf zur Wiederversorgung nur sinnvolle und zulässige automatisierte Schaltmaßnahmen getroffen werden. In Fällen, in denen kein gültiger Freischaltbereich ermittelt werden kann, müssen die Schaltmaßnahmen vor Ort durchgeführt werden. Gegenüber den zugewiesenen Schaltzeiten für einen optimierten Fehlerortungsprozess werden die Schaltzeiten an den Betriebsmitteln daher nicht weiter reduziert.



autom.: automatisierter

Abbildung 4-14: Verfahrensschritte zur Umsetzung eines automatisierten Wiederversorgungsprozesses

Rückfallposition

Für automatisierte Schaltmaßnahmen wird vorausgesetzt, dass sowohl Fehler innerhalb des elektrischen Energieversorgungssystems erkannt als auch Leistungs- und Lasttrennschalter angesteuert werden können. Sofern sich ein DNA-System im Zustand *Ausgefallen* befindet und somit keine oder nur unzureichende Informationen über den Fehlerort zu Verfügung stehen, wird als Worst-Case-Annahme davon ausgegangen, dass eine genaue Fehlereingrenzung und durchzuführende Schaltmaßnahmen ausschließlich vor Ort durch das Betriebspersonal erfolgen müssen. Daher werden in einem solchen Fall die Schaltzeiten einer manuellen Fehlerortung und manuell durchzuführender Schaltmaßnahmen vorgegeben.

Können einzelne Leistungs- oder Lasttrennschalter aufgrund eines eingeschränkten Betriebes eines DNA-Systems nicht angesteuert werden, werden diese nicht in den Prozess zur automatisierten Freischaltung miteinbezogen. Stattdessen werden für diese ausschließlich die Schaltzeiten für einen optimierten Fehlerortungsprozess berücksichtigt.

4.5.6 Kommunikationssystem

Diese Modellierungsebene umfasst ausschließlich die für den Betrieb eines DNA-Systems erforderlichen IKT-Komponenten. Ziel ist es, die Übergangsraten und Zustandswahrscheinlichkeiten für das 3-Zustandsmodell eines DNA-Systems ermitteln zu können.

4.5.6.1 Aufbau und Komponenten

Auf Basis der in Abschnitt 4.5.2 angenommenen Architektur eines DNA-Systems ist es zunächst erforderlich, das KFS, die Mess- und Ansteuerungseinheiten sowie Kommunikationsverbindungen geeignet nachzubilden. Daher werden diese hinsichtlich ihres genauen Aufbaus näher beschrieben.

KFS: Das KFS besteht im Wesentlichen aus einer Rechen- und einer Kommunikationseinheit [31, S. 35], [134, S. 10]. Die Recheneinheit ermöglicht unter Hinzunahme spezieller Algorithmen die Ermittlung eines Netzzustandes und nachgelagerter Regelungsmaßnahmen. Eine Kommunikationseinheit dient zum Datenaustausch über leitungsgebundene oder funkbasierte Kommunikationsverbindungen. Pro überwachtem Netzbereich ist ein KFS erforderlich. Die Positionierung erfolgt in MS-Netzen im HS/MS-Umspannwerk bzw. in NS-Netzen innerhalb der ONS [13, S. 8], [134, S. 10]. Die Stromversorgung eines KFS wird mittels einer Gleichspannungsversorgung sichergestellt. Diese kann entweder mithilfe von Gleichrichtern realisiert werden oder als unterbrechungsfreie Stromversorgung ausgelegt sein. Bei Letzterem wird erreicht, dass die Umsetzung automatisierter Wiederversorgungsprozesse auch bei einer Unterbrechung der Netzspannung möglich ist [135, S. 139].

Messeinheit: Neben einer Sensorik zur dreiphasigen Messung von Strömen und Spannungen besteht eine Messeinheit aus einer Recheneinheit zur Signalverarbeitung und -umwandlung sowie aus einer Kommunikationseinheit [31, S. 44], [134, S. 102]. Analog zum KFS erfolgt die Stromversorgung mittels Gleichspannungsversorgung. Aus Kostengründen werden üblicherweise nicht alle Netzknoten messtechnisch erfasst. Stattdessen erfolgt die gezielte Ausstattung von Messeinheiten an ausgewählten (neuralgischen) Netzknoten. Die Anzahl und Positionierung der Messeinheiten hängt im Wesentlichen von der geforderten Genauigkeit ab, mit der der Netzzustand ermittelt werden soll. Eine Abschätzung zu der notwendigen Anzahl von Messeinheiten und zur Positionierung in MS- und NS-Netzen kann auf Basis von vorangegangenen Arbeiten erfolgen [13, S. 69], [134, S. 101ff.].

Ansteuerungseinheiten: Der Aufbau einer Ansteuerungseinheit entspricht prinzipiell dem eines KFS. Im Gegensatz zu einem KFS wird jedoch auf die Implementierung von Algorithmen zur Netzzustandsschätzung und zur Ermittlung von Regelungsmaßnahmen verzichtet [14, S. 102]. Es wird angenommen, dass eine Ansteuerungseinheit unterschiedliche Sollwertvorgaben an angebundene Aktoren übermitteln kann. Befinden sich an einem Standort mehrere Aktoren, wird daher nur eine Ansteuerungseinheit an diesem Standort vorgesehen.

Kommunikationsverbindung: Die physische Kommunikationsübertragung zwischen dem KFS und den Mess- und Ansteuerungseinheiten sowie ggf. dem Netzleitsystem kann mittels funkbasierter oder kabelgebundener Kommunikationstechnologien realisiert werden. Die zum Einsatz kommende Kommunikationstechnologie hängt stark von den lokalen Gegebenheiten eines MS- bzw. NS-Netzes ab. In der Cigrè¹³ Studie „*Control and Automation Systems for Electricity Distribution Networks of the Future*“ wurde eine Auswertung zu den derzeit verwendeten Kommunikationstechnologien in ländlichen und städtischen MS- und NS-Netzen durchgeführt. Demnach erfolgt eine funkbasierte Übertragung überwiegend mittels MF und eine kabelgebundene Kommunikationsübertragung überwiegend mittels LWL [136, S. 18]. Der Fokus dieser Arbeit liegt daher auf der Betrachtung dieser beiden Technologien.

- **LWL:** Die Fehlerrate von LWL wird, analog zu den Leitungen des elektrischen Energieversorgungssystems, in Abhängigkeit der Leitungslänge bestimmt. Gemäß der Vorgaben aus § 77i DigiNetzG [137] wird angenommen, dass LWL parallel zu bestehenden Trassenverläufen des elektrischen Energieversorgungssystems verlegt werden.
- **MF:** Da die Zuverlässigkeit eines MF-Signals stark von den lokalen Gegebenheiten abhängt und somit nur im Einzelfall genauer ermittelt werden kann, wird die explizite Berücksichtigung einzelner Funkverbindungen als nicht zielführend angesehen. Stattdessen erfolgt die Nachbildung des MF-Signals vereinfachend anhand einer MF-Komponente, welche durch ein 2-Zustandsmodell (*Betrieb/Ausgefallen*) nachgebildet wird. Befindet sich diese Komponente im Zustand *Betrieb*, finden Kommunikationsübertragungen innerhalb eines überwachten Netzbereichs in einem ausreichenden Umfang statt. Andernfalls wird angenommen, dass Kommunikationsübertragungen nicht oder nur unzureichend möglich sind.
- **BPL:** Eine Nachbildung von BPL kann unter der Berücksichtigung von speziellen BPL-Kommunikationseinheiten (BPL-Headend, BPL-Repeater, BPL-Modems) zur Datenübertragung erfolgen. Eine zeitabhängige Betrachtung zwischen Ausfällen des elektrischen Energieversorgungssystems und des Kommunikationssystems erfolgt hingegen nicht in dieser Arbeit.

¹³ Conseil International des Grands Réseaux Électriques

4.5.6.2 Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung des Kommunikationssystems

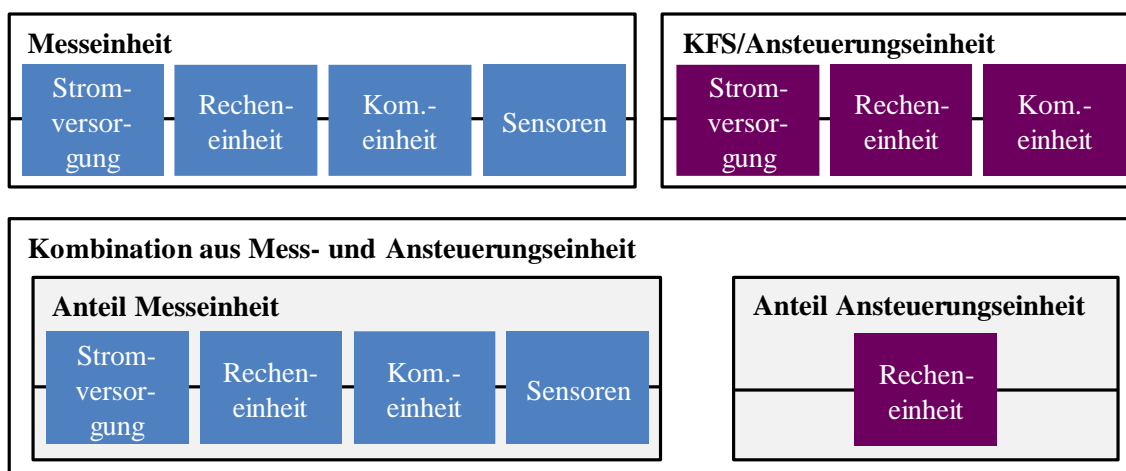
Zur Ermittlung der Zuverlässigkeit eines DNA-Systems müssen zunächst Situationen innerhalb des Kommunikationssystems definiert werden, bei denen ein Versagen des DNA-Systems vorliegt. In Anlehnung an [13, S. 69], [14, S. 66ff.] führen die nachfolgenden Ereignisse zu dem Zustand *Ausgefallen* eines DNA-Systems:

- **Ausfall des KFS:** Bei einem Ausfall des KFS kann weder der Netzzustand überwacht werden, noch können Regulationsmaßnahmen erfolgen.
- **Ausfall von Messeinheiten:** Wird eine kritische Anzahl an übermittelten und als gültig erkannten Messwerten unterschritten, so kann der Netzzustand nicht mehr in ausreichender Güte ermittelt werden. Als Konsequenz können keine Regulationsmaßnahmen umgesetzt werden. Um die erforderlichen Investitionskosten für ein DNA-System möglichst gering zu halten, wird unterstellt, dass nur eine minimal erforderliche Anzahl an Messeinheiten in einem überwachten Netzbereich positioniert wird. Dieses hat zu Folge, dass der Ausfall einer Messeinheit bereits dazu führt, dass der Netzzustand nicht mehr hinreichend genau erfasst werden kann und das betroffene DNA-System folglich als ausgefallen gilt.
- **Ausfall von Kommunikationsverbindungen zwischen KFS und Messeinheiten:** Berücksichtigt werden Ausfälle von Kommunikationsverbindungen, bei denen in der Folge mindestens eine Messeinheit nicht mehr mit dem KFS kommunizieren kann. Dadurch kann der Netzzustand nicht durch das zuständige DNA-System überwacht werden und es finden keine Regulationsmaßnahmen statt.

In Anlehnung an [14, S. 52f.] führen die nachfolgenden Ereignisse zu dem Zustand *Eingeschränkter Betrieb* eines DNA-Systems:

- **Ausfall einer Ansteuerungseinheit:** Bei Ausfall einer Ansteuerungseinheit können erforderliche Sollwertvorgaben nicht mehr an angebundene Aktoren übermittelt und von diesen umgesetzt werden.
- **Ausfall von Kommunikationsverbindungen zwischen KFS und Ansteuerungseinheiten:** Berücksichtigt werden Ausfälle erforderlicher Kommunikationsverbindungen, bei denen in der Folge eine Ansteuerungseinheit nicht mehr mit dem KFS kommunizieren kann. In der Konsequenz können Sollwertvorgaben nicht an betroffene Aktoren übermittelt und von diesen umgesetzt werden.

Abbildung 4-15 zeigt die Zustandsblockschaltbilder für KFS sowie Mess- und Ansteuerungseinheiten. Da eine redundante Auslegung nicht üblich ist, werden die unterlagerten Komponenten jeweils in Reihe angeordnet. Häufig wird auch eine Kombination aus Mess- und Ansteuerungseinheit eingesetzt. In dem Fall wird unterstellt, dass diese zwar über getrennte Recheneinheiten aber über eine gemeinsame Stromversorgung und Kommunikationseinheit verfügen [128, S. 18], [138, S. 71]. Die gemeinsamen Komponenten (Stromversorgung, Kommunikationseinheit) werden der Messeinheit zugeordnet, da bei einem Ausfall einer dieser Komponenten keine Messwerte erfasst bzw. an das KFS übermittelt werden können und das DNA-System in Folge als ausgefallen gilt.



Kom.einheit: Kommunikationseinheit

Abbildung 4-15: Zustandsblockschaltbilder für KFS, Ansteuerungs- und Messeinheiten

Das Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung eines Kommunikationssystems stellt eine Ergänzung zu dem Ablauf der Zuverlässigkeitsberechnung des elektrischen Energieversorgungssystems dar. Zu Beginn müssen Angaben zur Anzahl, Positionierung und den Zuverlässigkeitskennwerten der IKT-Komponenten getroffen werden. In Abhängigkeit von verschiedenen Berechnungsparametern (bspw. Vorgaben zur genutzten Kommunikationstechnologie) erfolgt anschließend die systematische Bildung und Analyse von relevanten Fehlerkombinationen innerhalb des Kommunikationssystems.

Durch die zuvor getroffenen Annahmen müssen nicht alle möglichen Fehlerkombinationen gebildet und aufwendig analysiert werden. So führt der Ausfall eines KFS, einer Messeinheit oder der MF-Komponente bereits zu einem Ausfall des DNA-Systems. Unter Anwendung des Minimalschnittverfahrens kann auf eine Analyse zeitgleich überlappender Kombinationen verzichtet werden. Gleiches gilt für den Ausfall einer Ansteuerungseinheit, da in dem Fall bereits ein eingeschränkter Betrieb des DNA-Systems vorliegt.

Erfolgt die Kommunikationsübertragung mittels LWL gilt es zu prüfen, ob nach dem Ausfall eines LWL noch Kommunikationsverbindungen zwischen Mess- oder Ansteuerungseinheiten und dem KFS bestehen.

Es muss beachtet werden, dass bei einem Ausfall eines LWL unter Umständen alternative Kommunikationsverbindungen genutzt werden können. Diese Fähigkeit des Kommunikationsnetzwerks wird auch als dynamisches oder adaptives Routing bezeichnet. Die konkrete Umsetzung erfolgt durch die Hinzunahme spezieller Routing-Protokolle [139, S. 145], [140, S. 10]. Um das dynamische Routing in der Zuverlässigkeitsberechnung berücksichtigen zu können, wird auf den Algorithmus von *Dijkstra* zurückgegriffen [141]. Mithilfe dieses Algorithmus wird unter Beachtung verfügbarer Kommunikationsverbindungen die jeweils kürzeste Verbindung zwischen zwei IKT-Knoten ermittelt. Es handelt sich demzufolge um eine Verbindungskontrolle. Einschränkungen bei der Kommunikationsübertragung bspw. aufgrund geringerer Datenübertragungsraten oder höherer Latenzzeiten (Reaktionszeiten) werden, aufgrund eines als gering eingeschätzten Einflusses, vernachlässigt. Vor diesem Hintergrund werden zunächst sämtliche Fehlerkombinationen von LWL der ersten Ordnung gebildet und in drei aufeinanderfolgenden Verfahrensschritten analysiert.

- (1) Es wird geprüft, ob zwischen sämtlichen Messeinheiten und KFS zulässige Kommunikationsverbindungen bestehen. Ist dies nicht gegeben, wird der Ausfall des LWL dem Zustand *Ausgefallen* eines DNA-Systems zugeordnet.
- (2) Bestehen noch zulässige Kommunikationsverbindungen zwischen sämtlichen Messeinheiten und dem KFS, wird in einem zweiten Schritt geprüft, ob es zu einer Kommunikationsunterbrechung zwischen dem KFS und einer Ansteuerungseinheit durch den Ausfall eines LWL kommt und dadurch ein eingeschränkter Betrieb des DNA-Systems vorliegt.
- (3) Bestehen noch zulässige Kommunikationsverbindungen zwischen KFS und sämtlichen Mess- und Ansteuerungseinheiten, werden für diese LWL sämtliche Fehlerkombinationen der zweiten Ordnung gebildet. Bei jeder gebildeten Fehlerkombination werden die ersten beiden Verfahrensschritte erneut durchlaufen.

Nach Abarbeitung aller gebildeten Fehlerkombinationen werden die Zustandswahrscheinlichkeiten und Übergangsraten für ein DNA-System ermittelt. Mithilfe dieser Werte kann das DNA-System für Berechnungen des elektrischen Energieversorgungssystems geeignet parametrisiert werden.

4.5.7 Exemplarische Anwendungsfälle

Die Zuverlässigkeitskenndaten eines DNA-Systems sind abhängig von der Anzahl und Positionierung der für den Betrieb eines DNA-Systems erforderlichen IKT-Komponenten. Aus diesem Grund werden die Zuverlässigkeitskenndaten eines DNA-Systems für zwei konkrete Anwendungsfälle (AF) ermittelt. In beiden AF dient das betrachtete DNA-System zur Ansteuerung von drei DEA (A1, A2, A3), wodurch ein DEM innerhalb eines NS-Netzes umgesetzt wird. Eine Unterscheidung der beiden AF findet ausschließlich bei der Kommunikationsübertragung statt. Im AF 1 erfolgt diese mittels LWL und im AF 2 mittels MF.

In Abbildung 4-16 ist der AF 1 dargestellt. Die Kommunikationsübertragung zwischen dem KFS und der Messeinheit innerhalb der ONS erfolgt mit sehr kurzen und daher hier nicht weiter betrachteten kabelgebundenen Kommunikationsverbindungen. Gleiches gilt für Kommunikationsverbindungen innerhalb des KVS 2. Für ein besseres Verständnis sind die einzelnen IKT-Komponenten jeweils durchnummeriert. An Aktor A2 wird von einer Kombination aus einer Mess- und Ansteuerungseinheit ausgegangen.

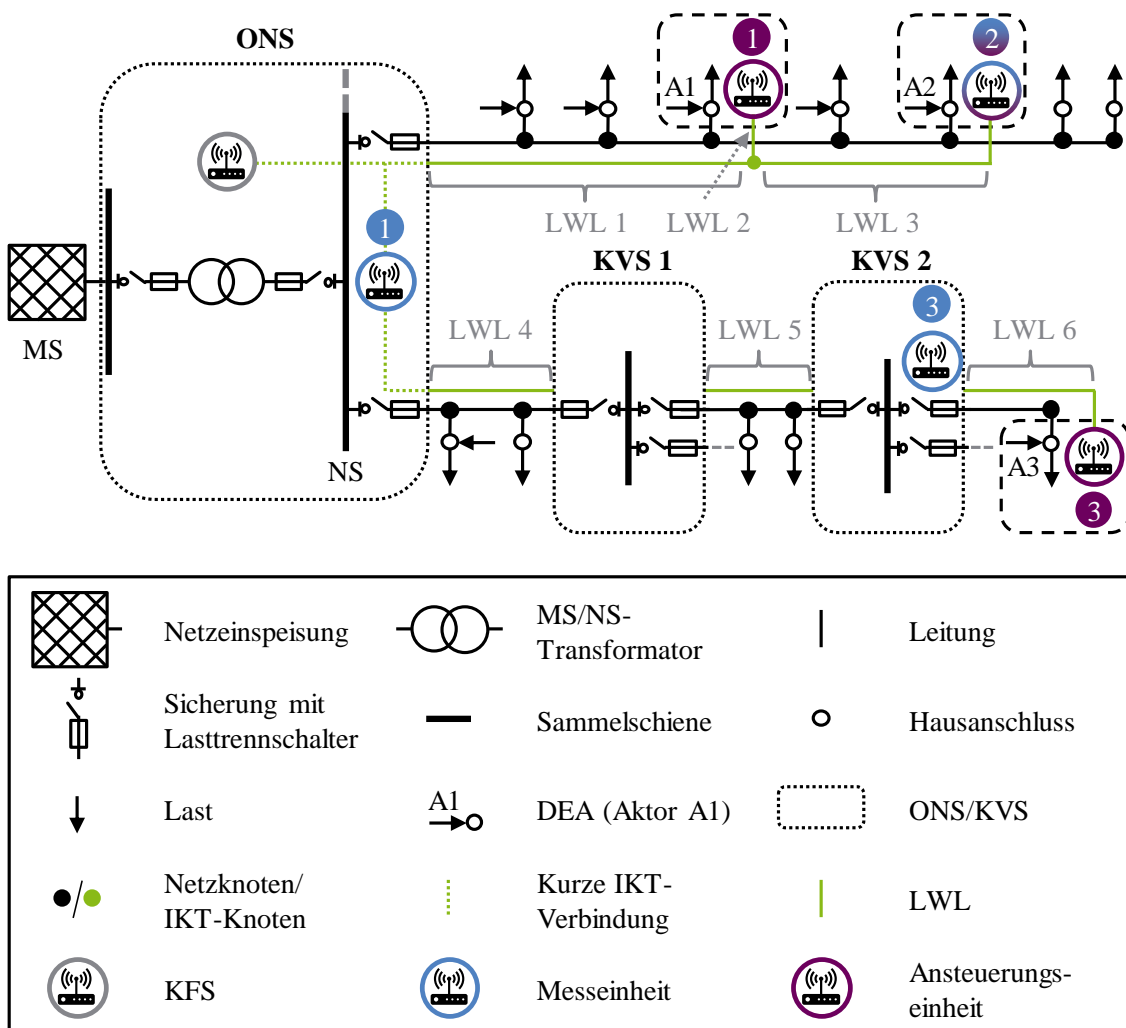


Abbildung 4-16: Vereinfacht dargestellter NS-Netzbereich mit Einsatz eines DNA-Systems zur Umsetzung eines DEM

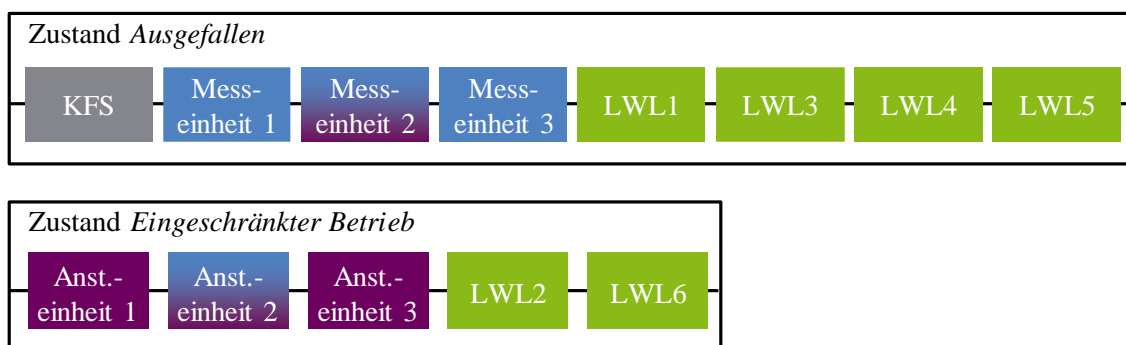
Da sich aufgrund der Strahlenstruktur keine Redundanzen der LWL ergeben und die restlichen IKT-Komponenten ebenfalls nicht redundant ausgelegt werden, werden sämtliche IKT-Komponenten in den in Abbildung 4-17 dargestellten Zustandsblockschaltbildern in Reihe angeordnet. Somit führt ein beliebiger Ausfall einer der dargestellten Komponenten zu einem Ausfall oder eingeschränkten Betrieb des DNA-Systems.

Für den Zustand *Ausgefallen* ergeben sich acht zu betrachtende Fehlerkombinationen:

- der Ausfall des KFS,
- der Ausfall der Messeinheit 1, der Messeinheit 2 (anteilig) oder der Messeinheit 3,
- der Ausfall des LWL 1, LWL 3, LWL 4 oder LWL 5, da in diesen Fällen die Kommunikationsverbindung zwischen einer Messeinheit und dem KFS unterbrochen ist.

Für den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* ergeben sich insgesamt fünf zu betrachtende Fehlerkombinationen:

- der Ausfall der Ansteuerungseinheit 1, der Ansteuerungseinheit 2 (anteilig) oder der Ansteuerungseinheit 3,
- der Ausfall des LWL 2 oder LWL 6, da in beiden Fällen die Kommunikationsverbindung zwischen einer Ansteuerungseinheit und dem KFS unterbrochen ist.

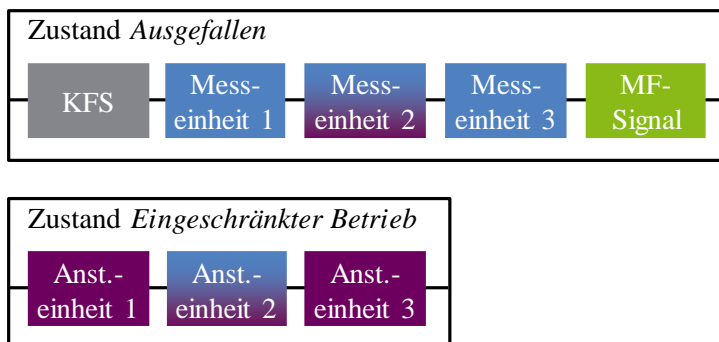


Anst.Einheit: Ansteuerungseinheit

Abbildung 4-17: Resultierende Zustandsblockschaltbilder des DNA-Systems für den AF 1

In AF 2 erfolgt die Kommunikationsübertragung mittels MF. Ansonsten wird der gleiche Netzausschnitt mit gleicher Anzahl und Positionierung der IKT berücksichtigt. Die dazugehörigen Zustandsblockschaltbilder sind in Abbildung 4-18 dargestellt.

Für den Zustand *Ausgefallen* ergeben sich fünf und für den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* drei zu analysierende Fehlerkombinationen. Wie auch in AF 1 führt der Ausfall des KFS oder einer Messeinheit zu einem Ausfall des DNA-System. In Ergänzung führt der Ausfall des MF-Signals zu einem Ausfall des DNA-Systems, da in diesem Fall die Kommunikationsübertragung zwischen den Messeinheiten und dem KFS unterbrochen ist. Ein eingeschränkter Betrieb ergibt sich in Fällen, in denen eine der drei Ansteuerungseinheiten ausgefallen ist.



Anst.Einheit: Ansteuerungseinheit

Abbildung 4-18: Resultierende Zustandsblöckschaltbilder des DNA-Systems für den AF 2

4.5.8 Zuverlässigkeitskenndaten

Die ermittelten Zuverlässigkeitskenndaten des DNA-Systems sind für die beiden AF in Tabelle 4-4 aufgeführt. Unter der Annahme, dass bei einem Ausfall des DNA-Systems eine vollständige Reparatur oder ein Ersatz erfolgt, wird auf die Übergangsrate μ_{AE} zwischen dem Zustand *Ausgefallen* und *Eingeschränkter Betrieb* verzichtet. Ebenso wird die sehr geringe Wahrscheinlichkeit vernachlässigt, dass es während eines eingeschränkten Betriebs zu einem Ausfall des DNA-Systems kommt. Daher wird die Übergangsrate λ_{EA} ebenfalls nicht betrachtet.

Im Vergleich zu den restlichen SGT sind die Zuverlässigkeitskenndaten des DNA-Systems deutlich höher. Dieses ist einerseits auf die hohe Anzahl an erforderlichen IKT-Komponenten und zum andern auf die angenommenen (hohen) Zuverlässigkeitskenndaten der Rechen- und Kommunikationseinheit zurückzuführen, welche im Anhang in Tabelle 12-20 angegeben sind. Zudem fällt auf, dass die Unterschiede zwischen den beiden AF und somit zwischen der Kommunikationsübertragung mittels LWL und MF sehr gering sind. Dieses liegt darin begründet, dass die Ausfälle des KFS und der Messeinheiten wesentlich für den Ausfall des DNA-Systems verantwortlich sind. Eine grafische Auswertung wird im Anhang in Abschnitt 12.5.2 gegeben. Im AF 1 führen die Ausfälle von LWL 3 und LWL 6 aufgrund sehr geringer Leitungslängen zu einem vernachlässigbaren Anstieg der Fehlerrate λ_{BE} vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* gegenüber dem AF 2.

Tabelle 4-4: Zuverlässigkeitskenndaten für die zwei betrachteten AF eines DNA-Systems (die Übergangsrate λ_{EA} und μ_{AE} werden vernachlässigt)

AF	Eingeschränkter Betrieb		Ausgefallen	
	λ_{BE} in 1/a	$1/\mu_{EB}$ in h	λ_{BA} in 1/a	$1/\mu_{AB}$ in h
AF 1 (LWL)	0,47	24,3	0,90	19,5
AF 2 (MF)	0,47	24,3	0,91	19,4

5 Erweiterter Programmablauf zur Zuverlässigkeitsberechnung

Nachfolgend wird der erweiterte Programmablauf zur Zuverlässigkeitsberechnung des elektrischen Energieversorgungssystems beschrieben. Die Erweiterungen umfassen die Modelle der vorgestellten SGT, ein Verfahren zur Berücksichtigung unterschiedlicher NNS und neue Zuverlässigkeitskenngrößen, um die Auswirkungen von SGT auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen abschließend umfassend bewerten zu können.

5.1 Übersicht des erweiterten Programmablaufs

In Abbildung 5-1 ist der verwendete Programmablauf zur Zuverlässigkeitsberechnung des elektrischen Energieversorgungssystems dargestellt. Es wird auf bestehende und untereinander aufbauende Verfahrensschritte zurückgegriffen, welche in [19, S. 22], [21, S. 13], [98, S. 16] ausführlich beschrieben sind. Alle Erweiterungen und Berechnungen erfolgen unter Nutzung des Verfahrens der Markovschen-Minimalschnitte. Die im Rahmen dieser Arbeit erweiterten Verfahrensschritte zur Nachbildung von SGT sind in Grün gekennzeichnet. Ergänzend werden folgende Verfahrensschritte aus den Arbeiten von [48], [90] übernommen:

- Ermittlung repräsentativer NNS,
- Nachbildung von DEA durch ein 4-Zustandsmodell (*Betrieb, Teilleistungsbetrieb, Ausgefallen, Instandhaltung*),
- Erweiterte Zuverlässigkeitskenngrößen für DEA.

Der dargestellte Programmablauf beginnt mit dem Einlesen und Aufbereiten von Zuverlässigkeitskenndaten, Netzdaten und Berechnungsvorgaben sowie der anschließenden Bildung von Zuverlässigkeitselementen. Anschließend werden die Fehlerkombinationen erzeugt und unterschiedliche NNS ermittelt, woraus sich die zu analysierenden Kombinationen ergeben. Für jede Kombination wird zunächst ein fehlerfreier Netzzustand durchlaufen, bei der die Einhaltung technischer Randbedingungen abschließend gegeben sein muss. Sofern ein zulässiger Netzzustand vorliegt, erfolgt die Untersuchung fehlerbedingter Netzzustände. Nach Abarbeitung sämtlicher Kombinationen werden abschließend die gewünschten Zuverlässigkeitskenngrößen berechnet [21, S. 41f.].

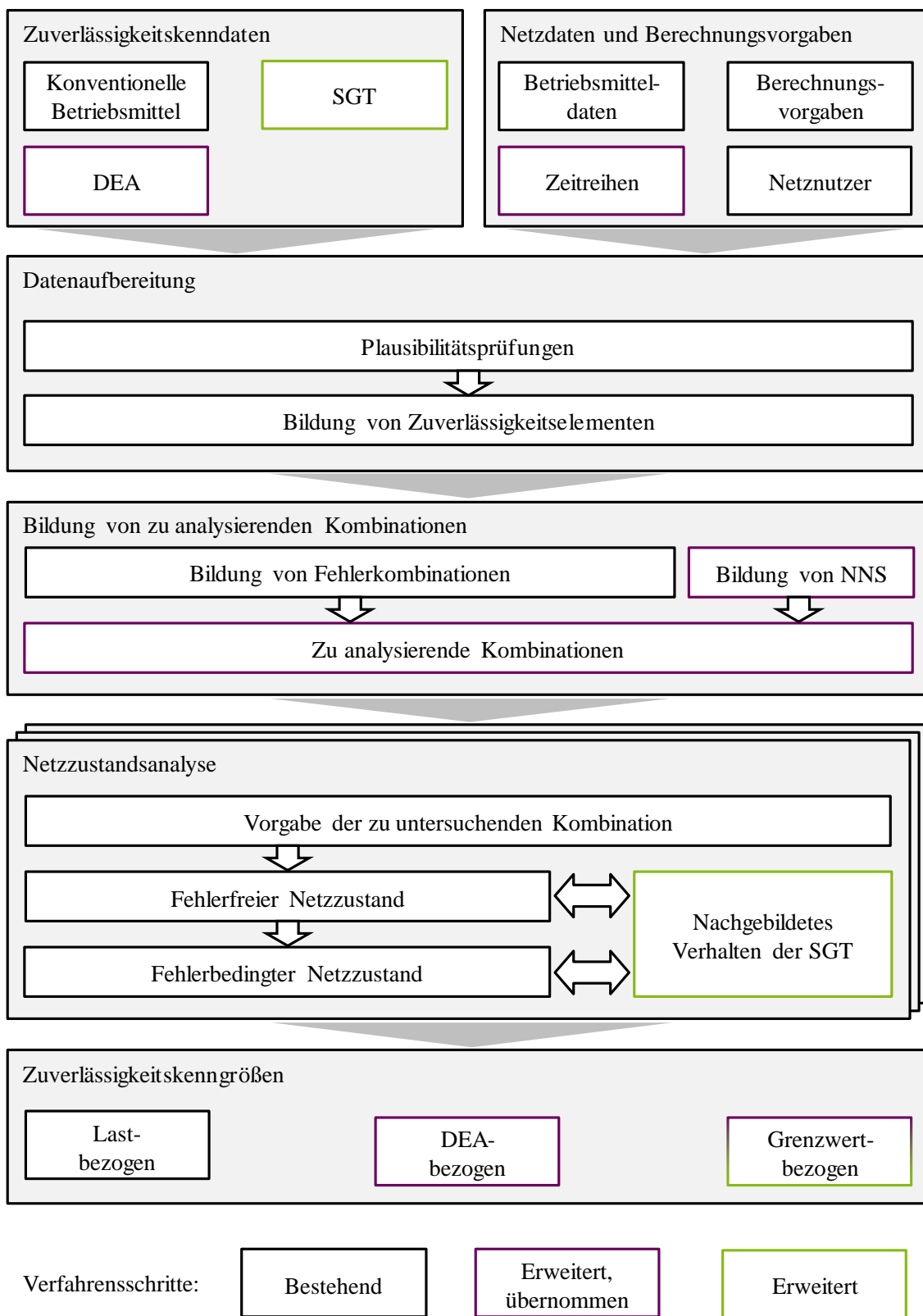


Abbildung 5-1: Programmstruktur des erweiterten analytischen Verfahrens zur Zuverlässigkeitsberechnung des elektrischen Energieversorgungssystems (bestehende Programmstruktur in Anlehnung an [19, S. 22], [21, S. 13], [98, S. 16])

5.2 Erweiterte und genutzte Verfahrensschritte

Aufbauend auf dem zuvor dargestellten Programmablauf erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten eine Beschreibung der erweiterten und genutzten Verfahrensschritte.

5.2.1 Eingangsdaten und Datenaufbereitung

In einem ersten Schritt werden Eingangsdaten eingelesen und plausibilisiert. Zudem werden Schutzauslösbereiche bestimmt und Zuverlässigkeitselemente gebildet.

Zuverlässigkeitskenndaten: Ergänzend zu den Zuverlässigkeitskenndaten von konventionellen Betriebsmitteln werden auch die von SGT und DEA eingelesen. Für SGT können diese aus Kapitel 4 bzw. aus Anhang Abschnitt 0 entnommen werden. Die Zuverlässigkeitskenndaten von DEA werden in ausführlicher Form in [48], [90] ermittelt.

Netzdaten: Dazu zählen elektrische und topologische Kenndaten der Betriebsmittel, Lasten und DEA für ein vorliegendes Netz. Als eine wesentliche Neuerung werden zudem Jahreszeitreihen (bspw. in stündlicher Auflösung) von Lasten und DEA eingelesen. Diese werden in Abschnitt 5.2.2 für die Bildung repräsentativer NNS benötigt. Sämtliche eingelesenen Daten werden im Anschluss aufbereitet und auf ihre Plausibilität überprüft. Ebenso werden Schutzauslösbereiche ermittelt.

Berechnungsvorgaben: Diese umfassen unter anderem Angaben zur minimalen/maximalen Fehlerordnung, der minimalen Zustandswahrscheinlichkeit einer Fehlerkombination oder der zu berücksichtigenden Ausfallmodelle. Erweiternd können Vorgaben zur Anzahl der zu betrachtenden repräsentativen NNS vorgenommen werden.

Bildung von Zuverlässigkeitselementen: In Abhängigkeit der eingelesenen Daten werden abschließend Zuverlässigkeitselemente gebildet. Ein Zuverlässigkeitselement meint die Zusammensetzung einer Komponente und einem interessierenden Ausfallmodell. Jedem Zuverlässigkeitselement werden Zuverlässigkeitskenndaten zugeordnet [21, S. 42].

5.2.2 Bildung von zu analysierenden Kombinationen

Die Anzahl der zu analysierenden Kombinationen ergibt aus der Anzahl der zu betrachtenden Fehlerkombinationen und NNS.

Bildung von Fehlerkombinationen: Die Fehlerkombinationen werden auf Basis der zuvor erzeugten Zuverlässigkeitselemente gebildet. Für jede ermittelte Fehlerkombination werden die Zustandskenngrößen, d. h. Häufigkeit, Dauer und Wahrscheinlichkeit bestimmt [21, S. 42 f.]. Sofern die Fehlerkombination den Berechnungsvorgaben genügt, wird diese weiter betrachtet. Andernfalls wird diese verworfen.

Bildung von NNS: Um hinsichtlich der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit den Worst-Case abbilden zu können, wird bei klassischen Zuverlässigkeitsberechnungen ausschließlich die Starklast-NNS betrachtet [18, S. 53], [48, S. 27]. Nachteilig an der Untersuchung nur einer NNS ist, dass der gegenseitige Einfluss von Netznutzern und SGT, wenn überhaupt, nur unzureichend berücksichtigt werden kann [48, S. 27]. So ist die Notwendigkeit, ob und welche Regelungsmaßnahmen der SGT erforderlich sind, wesentlich abhängig von der jeweiligen NNS. Somit wirken sich auch ausbleibende Regelungsmaßnahmen, bspw. in Folge eines eingeschränkten Betriebs einer SGT, nicht in allen NNS gleichermaßen aus.

Eine Untersuchung sämtlicher Zeitpunkte scheint jedoch wenig zweckmäßig zu sein. Zum einen verfügen viele Zeitpunkte innerhalb eines Jahres über eine hohe Gleichartigkeit hinsichtlich ihrer Last- und Einspeisesituation. So lassen sich wesentliche Unterschiede von Last- und Einspeisesituationen häufig auf wenige Zeitpunkte zusammenfassen. Zum anderen führt eine Betrachtung sämtlicher Zeitpunkte, insbesondere bei einer gleichzeitig hohen Anzahl an Fehlerkombination, zu einem erheblichen und in der Regel nicht mehr akzeptierbaren Anstieg der Rechenzeit. Bei dem in [48, S. 30ff.], [142] vorgeschlagenen und hier genutzten Verfahren erfolgt auf Basis einer zuvor festgelegten Anzahl von repräsentativen NNS eine modifizierte Clusteranalyse von Jahreszeitreihen. Die Vorgehensweise wird zusammenfassend beschrieben:

- (1) **Kumulation von Verbrauch und Einspeisung:** Unter der Hinzunahme hinterlegter Zeitreihen für Lasten und DEA wird pro Zeitschritt einerseits die Leistung aller Lasten und andererseits aller DEA kumuliert. Durch Einführung eines Schwellwertes werden NNS, bei denen keine kritischen Netzzustände zu erwarten sind, nicht in die Clusterung überführt. Stattdessen wird für sämtliche NNS, welche sich unterhalb des Schwellwertes befinden, eine eigene Clustergruppe gebildet.
- (2) **Clustering:** Für die NNS, die sich oberhalb des Schwellwertes befinden, erfolgt unter Hinzunahme des k-Means-Algorithmus' eine Clusterung über drei Dimensionen. Neben den Dimensionen „kumulierte Last“ und „kumulierte Einspeisung“ ermöglicht die dritte Dimension „Kriterium“ eine höhere Gewichtung von NNS mit hoher Last bzw. Einspeisung. Dadurch gelingt es, den Worst-Case einer NNS besser abbilden zu können.
- (3) **Auswahl repräsentativer NNS:** Aus jeder Clustergruppe wird eine repräsentative NNS ausgewählt. Da die ermittelten Clusterzentren aus Schritt (2) keiner real auftretenden NNS entsprechen müssen und zudem nicht den Worst-Case darstellen, wird für die repräsentative NNS nicht das Clusterzentrum verwendet. Stattdessen wird innerhalb eines Clusters die NNS mit dem höchsten Kriteriumswert und somit einer hohen Last- bzw. Einspeisesituation ausgewählt. Für die NNS, welche sich unterhalb des Schwellwertes befinden und folglich nicht geclustert wurden, erfolgt die Auswahl einer repräsentativen NNS über die Bildung eines Mittelwertes aller NNS-Dimensionen innerhalb dieser Gruppe.

Um das grundsätzliche Vorgehen besser verstehen zu können, ist in Abbildung 5-2 ein exemplarisches Ergebnis zur Auswahl repräsentativer NNS dargestellt. In dem Fall erfolgt die Einteilung aller NNS in zehn unterschiedliche Cluster. Ein Cluster beinhaltet mehrere hundert NNS. Die ausgewählten repräsentativen NNS pro Cluster sind in Schwarz hervorgehoben und bilden etwa die Extrema einer Clustergruppe ab.

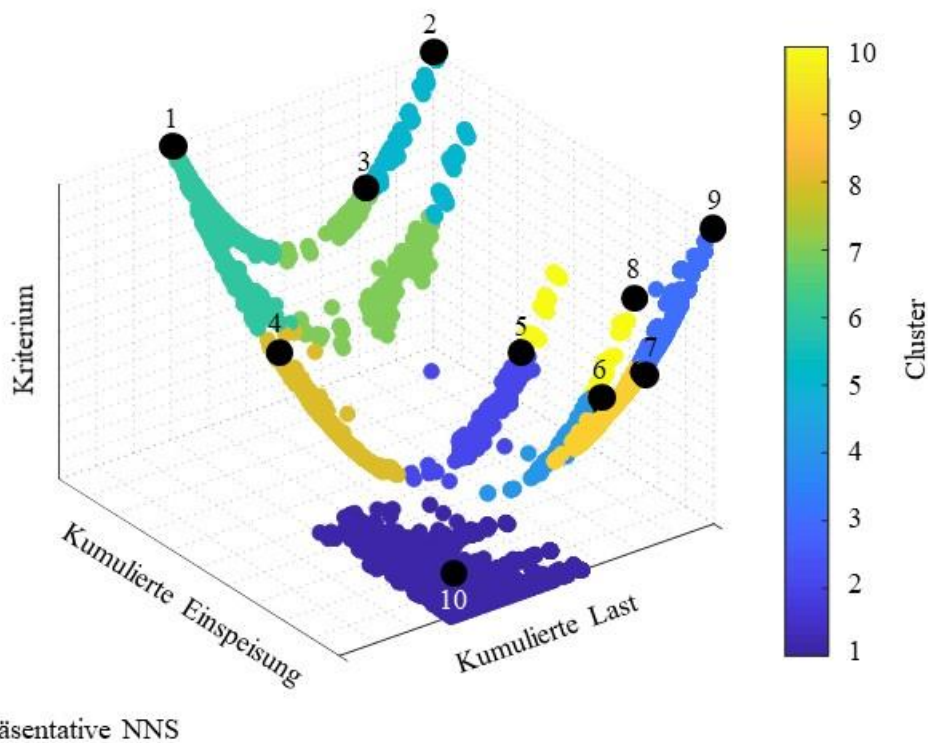


Abbildung 5-2: Exemplarisches Ergebnis der Cluster-Analyse mit zehn Clustergruppen (in Anlehnung an [142])

Die Wahrscheinlichkeit einer repräsentativen NNS $Q_{NNS,i}$ ergibt sich durch die Anzahl aller NNS innerhalb eines Clusters $n_{NNS,i}$ im Verhältnis zu allen NNS (aller Cluster) $n_{NNS,ges}$:

$$Q_{NNS,i} = \frac{n_{NNS,i}}{n_{NNS,ges}} \quad (5-1)$$

Bei der Berücksichtigung von repräsentativen NNS muss die Häufigkeit $H_{FK,j}$ und die Wahrscheinlichkeit $Q_{FK,j}$ einer Fehlerkombination mit der zuvor ermittelten Wahrscheinlichkeit der repräsentativen NNS $Q_{NNS,i}$ multipliziert werden. Die Häufigkeit $H_{FK,NNS,i}$ und Wahrscheinlichkeit $Q_{FK,NNS,i}$ einer zu betrachtenden Kombination j kann wie folgt berechnet werden:

$$H_{FK,NNS,ij} = Q_{NNS,i} \cdot H_{FK,j} \quad (5-2)$$

$$Q_{FK,NNS,ij} = Q_{NNS,i} \cdot Q_{FK,j} \quad (5-3)$$

5.2.3 Netzzustandsanalyse

Um Grenzwertverletzungen umfassend ermitteln und beheben zu können, wird bei der Netzzustandsanalyse auf ein Verfahren zur AC-Leistungsflussberechnung zurückgegriffen. Die Umsetzung erfolgt durch eine Schnittstelle zwischen dem Programmpaket zur Zuverlässigkeitsberechnung und einem Netzberechnungsprogramm. Dazu wird der aktuell vorliegende Netzzustand, welcher unter anderem die Topologie des elektrischen Energieversorgungssystems und die aktuellen Leistungswerte der Netznutzer umfasst, an das Netzberechnungsprogramm übergeben. Im Anschluss wird eine Leistungsflussberechnung angestoßen, bei der auch eine Ermittlung und Vorgabe geeigneter Regelstufen von unter Last regelbaren Transformatoren und ESR erfolgt. Als Rückgabewert werden die Knoten- und Zweigergebnisse zur weiteren Analyse an das Programmpaket zur Zuverlässigkeitsberechnung übergeben.

Für jede zuvor gebildete Kombination wird zunächst eine Netzzustandsanalyse im fehlerfreien Netzzustand und anschließend im fehlerbedingten Netzzustand durchlaufen. Diese Reihenfolge ist zwingend einzuhalten, da bereits in fehlerfreien Netzzuständen Grenzwertverletzungen vorliegen können, welche es zuvor zu beheben gilt. In Abbildung 5-3 ist dieser Ablauf illustriert.

Fehlerfreie Netzzustände: In fehlerfreien Netzzuständen können Grenzwertverletzungen insbesondere dann auftreten, wenn das vorliegende Netz unter Berücksichtigung eines Einsatzes von SGT geplant wurde und somit Regelungsmaßnahmen in bestimmten NNS zur Einhaltung technischer Grenzwerte erforderlich sind. Zu diesem Zweck wird bei jeder zu analysierenden Kombination eine Leistungsflussberechnung im fehlerfreien Netzzustand durchgeführt. Bestehen Grenzwertverletzungen, erfolgt nach Möglichkeit die Umsetzung des konsekutiven Regelungsmodells eines DNA-Systems (vgl. Abschnitt 4.5.5.1). Wenn abschließend alle technischen Grenzwerte eingehalten werden, gilt der Netzzustand als zulässig und wird bei der Betrachtung fehlerbedingter Netzzustände berücksichtigt. Andernfalls kommt es zu einem vorzeitigen Programmabbruch.

Fehlerbedingte Netzzustände: In fehlerbedingten Netzzuständen können Grenzwertverletzungen im Wesentlichen aufgrund der nachfolgenden beiden Ursachen hervorgerufen werden.

- **Änderungen der Topologie:** Hierunter fallen besonders Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung von Netznutzern. Als eine mögliche Ursache für resultierende Grenzwertverletzungen zählt der Umstand, dass DEA in MS- und NS-Netzen üblicherweise nicht (n-1)-sicher angebunden werden (vgl. Abschnitt 2.3.2.1). Dabei wird angenommen, dass DEA nach einer schutzbedingten Auslösung vom Netz getrennt werden, bei Wiederkehr einer regulären Betriebsspannung aber wieder in das elektrische Energieversorgungssystem einspeisen. Vor diesem Hintergrund können nach Schaltmaßnahmen vor allem einspeisebedingte Grenzwertverletzungen resultieren.

- **Versagen von SGT:** Unterbleiben in Folge eines Versagens von SGT erforderliche Regelungsmaßnahmen, kann dieses zu Grenzwertverletzungen führen.

Die Umsetzung des konsekutiven Regelungsmodells eines DNA-Systems stellt die erste Stufe zur Behebung von Grenzwertverletzungen in fehlerbedingten Netzzuständen dar. Dieses gilt auch nach Schaltmaßnahmen, da angenommen wird, dass diese durch das DNA-System entweder selbstständig erkannt oder im Vorfeld von der Netzleitstelle an das DNA-System kommuniziert werden [70, S. 26].

Bestehen im Anschluss noch Grenzwertverletzungen, so fließen diese in die grenzwertbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen ein (vgl. Abschnitt 5.2.5.2). Es wird zudem ermittelt, wie viele Lasten bzw. DEA aufgrund von unzulässigen Betriebszuständen nicht versorgt werden können. In Anlehnung an [48, S. 62] erfolgt die Umsetzung zur Behebung der verbleibenden Grenzwertverletzungen in drei aufeinander folgenden Verfahrensschritten. Um die Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen bewerten zu können, wird nach jedem Schritt eine Leistungsflussberechnung durchgeführt.

- **Obere Spannungsbandverletzungen:** Wird der vorgegebene obere Spannungsgrenzwert an einem Netzanschlusspunkt einer DEA überschritten, wird die DEA in Folge einer spannungsbedingten Schutzauslösung für die gesamte Dauer der Fehlerkombination vom Netz getrennt (vgl. Abschnitt 3.3.4.4).
- **Überlastungen:** In einem ersten Schritt wird ermittelt, durch welche Lasten bzw. DEA eine identifizierte Betriebsmittelüberlastung hervorgerufen wird. In Abhängigkeit der Überlastung wird anschließend die Wirkleistung aller verursachenden Lasten bzw. DEA gleichmäßig solange reduziert, bis sämtliche Überlastungen beseitigt sind.
- **Untere Spannungsbandverletzungen:** Wird ein vorgegebener Spannungswert am Netzanschlusspunkt einer Last unterschritten, wird angenommen, dass die betroffene Last nicht mehr ausreichend versorgt werden kann. Als Worst-Case-Annahme wird diese in der Konsequenz vom Netz getrennt und gilt somit als unversorgt.

Nach der Behandlung von Grenzwertverletzungen wird ermittelt, ob bei Lasten Leistungsdefizite zwischen der im fehlerfreien Netzzustand benötigten und der im fehlerbedingten Netzzustand gelieferten Leistung bestehen. Ergänzend dazu werden bei DEA die Leistungsdefizite zwischen der einspeisbaren Leistung im fehlerfreien Netzzustand und der eingespeisten Leistung im fehlerbedingten Netzzustand ermittelt. Die ermittelten Leistungsdefizite fließen in die Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen der Lasten und DEA ein.

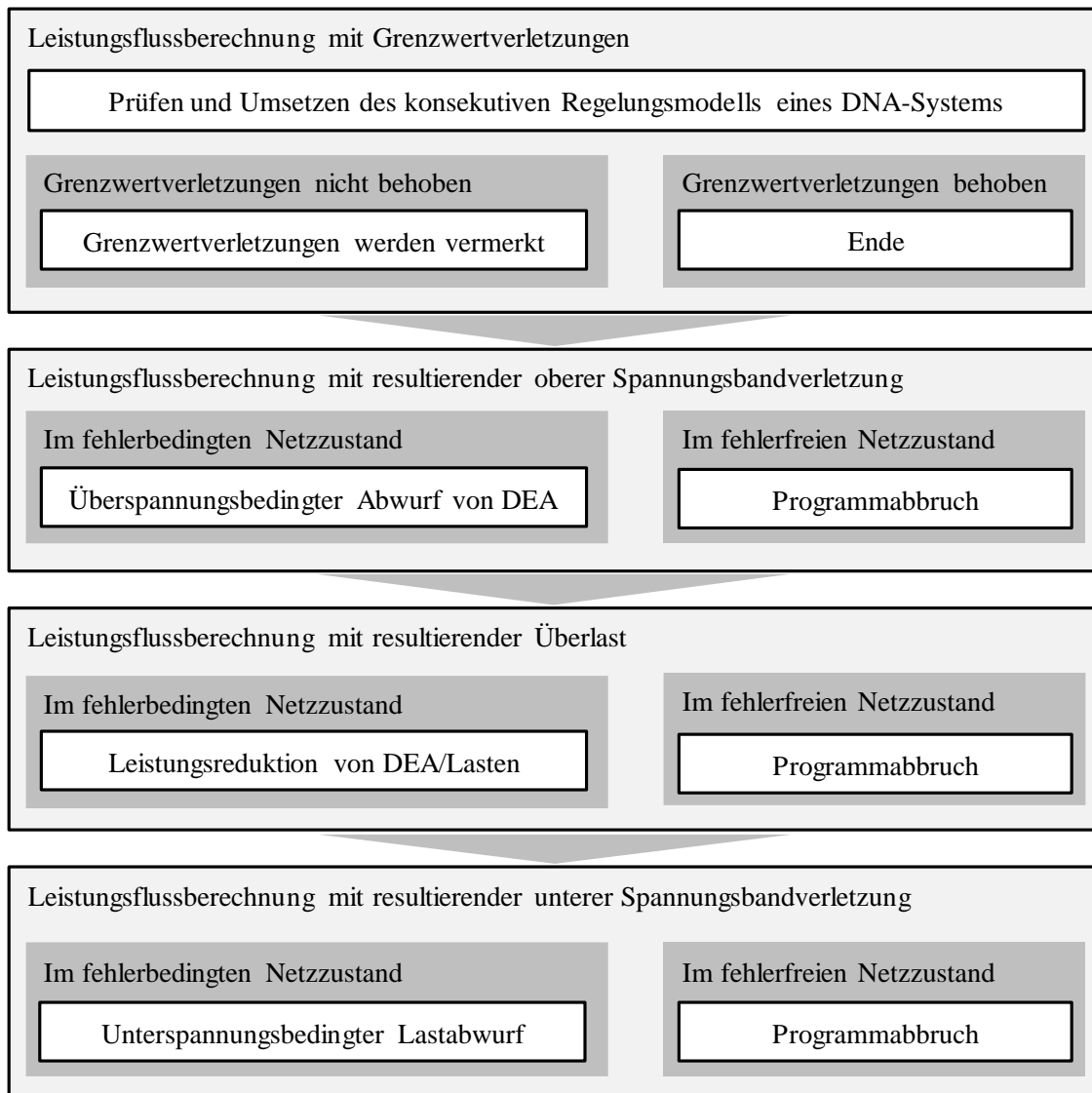


Abbildung 5-3: Verfahrensablauf zur Ermittlung und Behebung von Grenzwertverletzungen

5.2.4 Maßnahmen zur Wiederversorgung von Netznutzern

Das in [23, S. 38 ff.] beschriebene zeitsequentielle Verfahren zur Wiederversorgung von Lasten wird in der vorliegenden Arbeit im Wesentlichen um zwei Aspekte erweitert:

- Berücksichtigung von Einspeiseunterbrechungen,
- Umsetzung eines automatisierten Wiederversorgungsprozesses (vgl. Abschnitt 4.5.5.4).

Der prinzipielle Ablauf dieses Verfahrens ist in Abbildung 5-4 dargestellt. Ausgangspunkt ist ein vorliegender fehlerbedingter Netzzustand nach erfolgter Schutzauslösung.

Ist eine Umsetzung eines automatisierten Wiederversorgungsprozesses möglich, wird dies durch eine entsprechende Verkürzung der Schaltzeiten von ausgewählten Betriebsmitteln nachgebildet (vgl. Abschnitt 4.5.5.4). Anschließend erfolgt eine Netzzustandsanalyse bei der ermittelt wird, welche Lasten von einer Versorgungsunterbrechung bzw. DEA von einer Einspeiseunterbrechung betroffen sind. Mit dem Ziel einer möglichst zügigen Wiederversorgung werden die Schaltmaßnahmen umgesetzt, welche zeitlich gesehen am nächsten durchführbar sind. Dadurch werden automatisiert durchführbare Schaltmaßnahmen vor anderen Schaltmaßnahmen priorisiert.

Nach jeder Schaltmaßnahme wird die Netzzustandsanalyse erneut durchlaufen. Einerseits um Grenzwertverletzungen ermitteln und beheben zu können (vgl. Abschnitt 5.2.3) und zum anderen um zu prüfen, ob noch Versorgungs- bzw. Einspeiseunterbrechungen vorliegen. In seltenen Fällen kann es vorkommen, dass bei einer resultierenden Netztopologie Netzzustände erreicht werden, bei denen das Konvergenzkriterium des Leistungsflusses nicht erfüllt ist. Da in diesem Fall keine Leistungsflussergebnisse vorliegen und der Netzzustand folglich nicht bewertet werden kann, gilt die als zuletzt getroffene Schaltmaßnahme als unzulässig und wird zurückgenommen.

Zuletzt werden die durchgeführten Maßnahmen zur Wiederherstellung der Versorgung bewertet. Durch einzuhaltende Zielvorgaben kann bspw. ein Anstieg der Anzahl von einer Versorgungsunterbrechung betroffener Lasten vermieden werden. Falls eine Maßnahme zu einer Verschlechterung des Versorgungsziels führt, wird diese zurückgenommen, andernfalls beibehalten. Das Verfahren endet, sobald eine vollständige Wiederversorgung erreicht wurde oder keine sinnvollen Schaltmaßnahmen (mehr) möglich sind.

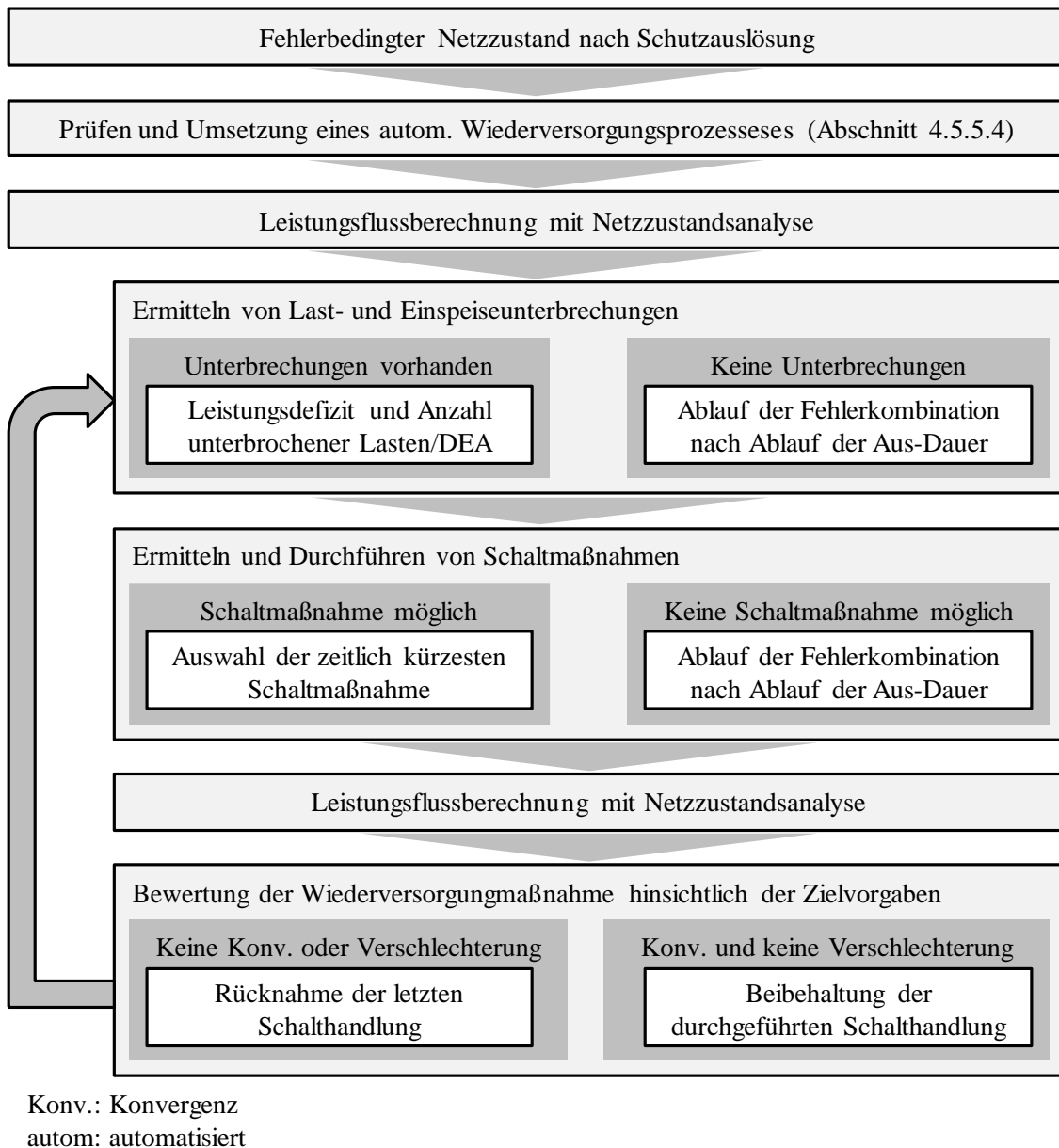


Abbildung 5-4: Verfahrensablauf zur Ermittlung und Umsetzung von Maßnahmen zur Wiederversorgung (in Anlehnung an [23, S. 41], [24, S. 37])

5.2.5 Erweiterte Zuverlässigkeitskenngrößen

Ergänzend zu den bestehenden Zuverlässigkeitskenngrößen für Lasten (Abschnitt 3.3.8 und Abschnitt 3.3.9) werden im Folgenden Zuverlässigkeitskenngrößen für DEA und Grenzwertverletzungen eingeführt.

5.2.5.1 Zuverlässigkeitskenngrößen für dezentrale Energiewandlungsanlagen

Bei DEA erfolgt eine Unterscheidung in anlagen- und systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen als auch nach intrinsischen und extrinsischen Ursachen [48, S. 23].

- **Intrinsische Ursachen:** Werden durch anlageninterne Fehler der DEA selbst hervorgerufen. Dazu zählen bspw. Ausfälle von Umrichtern oder Solarmodulen. Durch entsprechende Schutzeinrichtungen der DEA (vgl. Abschnitt 3.3.4.4) können Rückwirkungen auf das elektrische Energieversorgungssystem vermieden werden.
- **Extrinsische Ursachen:** Werden durch fehlerbedingte Netzzustände des elektrischen Energieversorgungssystems hervorgerufen. Dieses umfasst bspw. Schutzauslösungen in Folge eines Kurzschlusses oder einer Grenzwertverletzung. Ebenso wird die Abregelung von DEA zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen in fehlerbedingten Netzzuständen zu den extrinsischen Ursachen gezählt.

Grundsätzlich führen nicht sämtliche extrinsische Ursachen zu einer vollständigen Einspeiseunterbrechung der DEA. Abbildung 5-5 verdeutlicht dieses anhand von zwei unterschiedlichen Situationen, bei denen die Auswirkungen bei Versagen eines DNA-Systems betrachtet werden. Ergänzend wird der fehlerfreie Netzzustand dargestellt. Der Leistungswert der DEA wird als normierte Leistung $p(t)$ über den Zeitverlauf t dargestellt. Die maximal einspeisbare Leistung der DEA in der vorliegenden NNS wird als p_{NNS} bezeichnet. Die maximal zulässige einspeisbare Leistung der DEA bis zu der noch keine Grenzwertverletzungen hervorgerufen werden, ist als p_{zul} definiert.

Fehlerfreier Netzzustand: Um einen zulässigen Netzzustand zu erreichen, wird im fehlerfreien Netzzustand ein DEM umgesetzt, wodurch die Einspeiseleistung der DEA in Zeitpunkt t_0 von p_{NNS} auf p_{zul} für die gesamte Dauer der NNS (T_{NNS}) begrenzt wird. Die sich daraus ergebene abgeregelte Leistung und Energie fließen nicht in die Zuverlässigkeitskenngrößen ein, können jedoch als separate Kenngrößen erfasst werden.

Unzureichende Rückfallposition: Aufbauend auf dem fehlerfreien Netzzustand kommt es in Zeitpunkt t_0 zu einem Versagen des DNA-Systems, bei der die DEA in der Folge nicht angesteuert werden kann. Da der Wert der Rückfallposition (p_{FB}) über dem Wert der Einspeiseleistung der DEA liegt (p_{NNS}), erfolgt keine Begrenzung der Einspeiseleistung der DEA. In der Folge kommt es zu einer spannungsbedingten Auslösung, bei der die DEA vollständig vom Netz getrennt wird. Für die gesamte Reparaturdauer des DNA-Systems T_A liegt ein Einspeisedefizit der DEA vor, welches als Zuverlässigkeitskenngröße gezählt wird. Die in Rot dargestellte Fläche entspricht der nicht einspeisbaren Energie der DEA aufgrund extrinsischer Ursachen $E_{U,DEA,Ext}$.

Begrenzung auf Rückfallposition: In Zeitpunkt t_0 kommt es zu einem Versagen des DNA-Systems. Der Wert der Rückfallposition (p_{FB}) befindet sich unterhalb von p_{zul} . Durch die ausreichende Begrenzung der Einspeiseleistung kommt es zu keiner spannungsbedingten Schutz-auslösung der DEA. Allerdings resultiert aufgrund der abgeregelten Leistung für die Reparaturdauer T_A ein Einspeisedefizit, welches als Zuverlässigkeitskenngröße gezählt wird. Im Vergleich zu einer unzureichenden Rückfallposition ist $E_{U,DEA,Ext}$ in diesem Beispiel geringer.

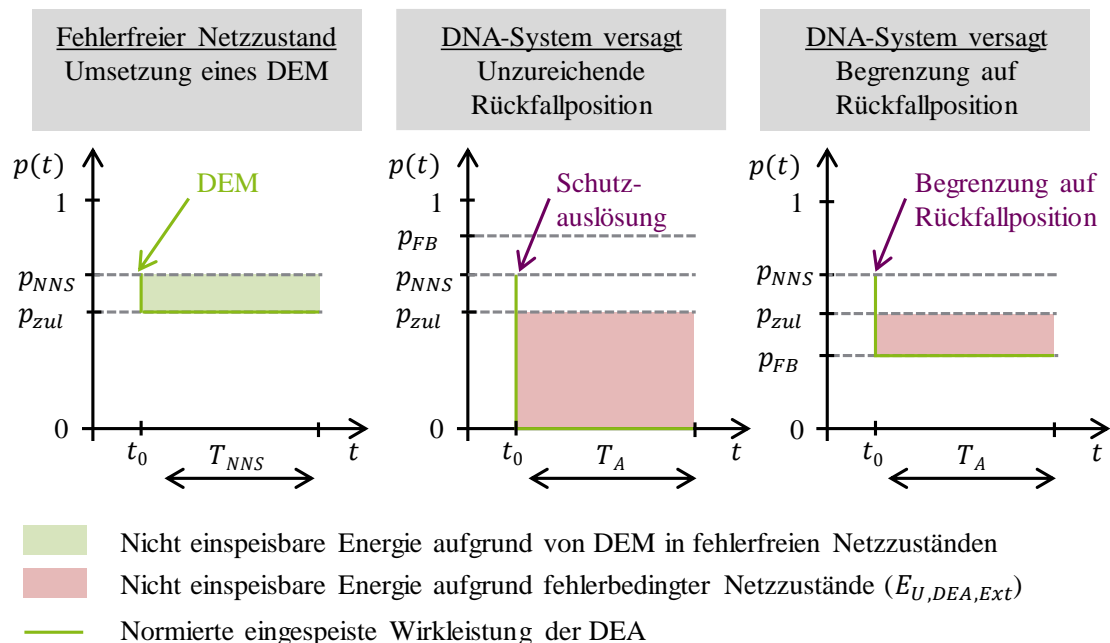


Abbildung 5-5: Exemplarische Auswirkungen einer DEA in zwei fehlerbedingten Netzzuständen bei Versagen eines DNA-Systems

Anlagenbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

In Tabelle 5-1 sind die anlagenbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen von DEA dargestellt. Zugunsten der Übersicht werden diese in allgemeiner Form dargestellt. Auf eine Unterscheidung in intrinsische und extrinsische Ursachen wird verzichtet. Die dazugehörigen Berechnungsformeln sind im Anhang in den Abschnitten 12.1.3 und 0 beschrieben.

Die *Häufigkeit von Einspeisedefiziten* gibt an, wie häufig eine DEA von einem Einspeisedefizit in einem Betrachtungszeitraum (ein Jahr) betroffen ist. Die *mittlere Dauer von Einspeisedefiziten* gibt an, wie lange eine DEA im Durchschnitt von einem Einspeisedefizit betroffen ist. In Ergänzung beschreibt die *Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten* wie wahrscheinlich ein Einspeisedefizit einer DEA in einem Betrachtungszeitraum vorliegt. Als typische Einheit wird die Zuverlässigkeitskenngröße in min/a angegeben. Aussagen über die Höhe des Einspeisedefizits können mit diesen Zuverlässigkeitskenngrößen nicht getroffen werden.

Die Zuverlässigkeitskenngröße *unterbrochene Einspeiseleistung* ermöglicht es, quantitative Aussagen darüber treffen zu können, wie hoch das Einspeisedefizit einer DEA ist. Die *nicht einspeisbare Energie* berücksichtigt neben der Höhe der unterbrochenen Einspeiseleistung auch die Dauer von Einspeisedefiziten. Gegenüber den drei zuvor beschriebenen Zuverlässigkeitskenngrößen besitzen diese beiden Zuverlässigkeitskenngrößen eine deutlich höhere Aussagekraft.

Die *bezogene nicht einspeisbare Energie* setzt die *nicht einspeisbare Energie* in das Verhältnis zur maximal einspeisbaren Jahresenergiemenge einer DEA. Diese Relation ermöglicht eine bessere Vergleichbarkeit der Zuverlässigkeit von DEA mit unterschiedlichen installierten Leistungen bzw. Einspeisezeitreihen.

Tabelle 5-1: Anlagenbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen für DEA (in Anlehnung an [48, S. 23])

Bezeichnung	Formelzeichen	Typische Einheit
Häufigkeit von Einspeisedefiziten	$H_{U,DEA}$	1/a
Mittlere Dauer von Einspeisedefiziten	$T_{U,DEA}$	h
Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten	$Q_{U,DEA}$	min/a
Unterbrochene Einspeiseleistung	$S_{U,DEA}$	MW/a
Nicht einspeisbare Energie	$E_{U,DEA}$	MVAh/a
Bezogene nicht einspeisbare Energie	$e_{U,DEA}$	%

Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Die systembezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen für DEA sind in Tabelle 5-2 aufgeführt. Wie auch bei den anlagenbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen werden ausschließlich die allgemeinen Zuverlässigkeitskenngrößen ohne Unterscheidung und intrinsische und extrinsische Ursachen dargestellt. Die Ermittlung und Bezeichnung dieser Zuverlässigkeitskenngrößen erfolgt in Anlehnung zu den systembezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen der Lasten. Die dazugehörigen Berechnungsformeln sind im Anhang in Abschnitt 0 aufgeführt.

Der $SAIFI_{DEA}$ drückt aus, wie häufig eine DEA in einem betrachteten Netz oder Netzbereich innerhalb eines Bezugszeitraums (üblicherweise ein Jahr) durchschnittlich ein Einspeisedefizit erleidet. Ergänzend dazu gibt der $CAIDI_{DEA}$ die mittlere Dauer über alle Einspeisedefizite in einem Netz oder Netzbereich über den Bezugszeitraum an. Der $ASIDI_{DEA}$ und $SAIDI_{DEA}$ drücken jeweils die durchschnittliche Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten pro DEA und Jahr aus. Der $ASIDI_{DEA}$ wird in Abhängigkeit der installierten Leistung der DEA bestimmt und bei der Betrachtung von MS-Netzen verwendet. Der $SAIDI_{DEA}$ wird in Abhängigkeit der Anzahl der DEA bestimmt in NS-Netzen verwendet.

Tabelle 5-2: Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen für DEA

Bezeichnung	Formelzeichen	Typische Einheit
System Average Interruption Frequency Index	$SAIFI_{DEA}$	1/a
Customer Average Interruption Duration Index	$CAIDI_{DEA}$	h
System Average Interruption Duration Index	$SAIDI_{DEA}$	min/a
Average System Interruption Duration Index	$ASIDI_{DEA}$	min/a

5.2.5.2 Zuverlässigkeitskenngrößen zur Bewertung von Grenzwertverletzungen

Um die Effekte von SGT auf Netznutzer besser nachvollziehen zu können, werden grenzwertbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen eingeführt. Es werden ausschließlich die Häufigkeiten von Grenzwertverletzungen für ein Netz- bzw. einen Netzbereich über einen Bezugszeitraum angegeben. Die mittlere Dauer von Grenzwertverletzungen wird hingegen nicht ermittelt, da Grenzwertverletzungen aufgrund schutzbedingter Auslösungen oder Regelungsmaßnahmen nur von kurzer Dauer sind und daher wenig Aussagekraft besitzen. Die dazugehörigen Berechnungsformeln sind im Anhang in Abschnitt 12.1.5 beschrieben.

Die *Häufigkeit von Grenzwertverletzungen* setzt sich aus der *Häufigkeit von Überlastungen* und der *Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen* zusammen. Bei der *Häufigkeit von Überlastungen* erfolgt wiederum eine Unterscheidung in Überlastungen, welche durch Lasten und welche durch DEA hervorgerufen werden. Eine Überlastung liegt vor, wenn die im fehlerbedingten Netzzustand kurzzeitig zulässigen Belastungsgrenzen überschritten werden (vgl. Tabelle 2-1).

Bei der *Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen* erfolgt eine Unterscheidung in obere und untere Spannungsbandverletzungen. Da der Grenzwert, ab dem es zu einem spannungsbedingten Lastabwurf kommt ($H_{SpGU,LastAb}$), unterhalb der betrieblich einzuhaltenden Grenzwerte liegen kann, wird die Unterschreitung dieses Spannungswertes als separate Zuverlässigkeitskenngröße erfasst.

Tabelle 5-3: Grenzwertbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen (in Anlehnung an [48, S. 28 f.])

Bezeichnung	Formelzeichen	Typische Einheit
Häufigkeit von Grenzwertverletzungen	H_{GWV}	1/a
Häufigkeit von Betriebsmittelüberlastungen	$H_{Üb}$	
Häufigkeit von Betriebsmittelüberlastungen, welche durch DEA hervorgerufen werden	$H_{Üb,DEA}$	
Häufigkeit von Betriebsmittelüberlastungen, welche durch Lasten hervorgerufen werden	$H_{Üb,Last}$	
Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen	H_{SpG}	
Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen	H_{SpGO}	
Häufigkeit von unteren Spannungsbandverletzungen	H_{SpGU}	
Häufigkeit von unteren Spannungsbandverletzungen mit Lastabwurf	$H_{SpGU,LastAb}$	

6 Zuverlässigkeitsberechnungen realer Mittel- und Niederspannungsnetze

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 und 5 vorgestellten Modelle und Verfahren zur Nachbildung von SGT werden im Folgenden Zuverlässigkeitsberechnungen realer MS- und NS-Netze durchgeführt. Da ein Einsatz von SGT in den betrachteten Netzen bislang, wenn überhaupt, nur in einem geringen Umfang gegeben ist und somit die Validierung der Modelle und Verfahren nicht umfassend erfolgen kann, werden die Netze zunächst unter Berücksichtigung zukünftiger Versorgungsaufgaben ertüchtigt. Zu diesem Zweck werden die Szenarien aus Abbildung 2-3 zugrunde gelegt und darauf basierende Netzausbauplanungen vorgenommen. Die Bewertung der Netzvarianten erfolgt anhand der berechneten Zuverlässigkeitskenngrößen in Ergänzung zu den resultierenden NAK.

6.1 Allgemeine Vorgehensweise und Eingangsdaten

Nachfolgend wird das prinzipielle Vorgehen der Netzausbauplanung und der Zuverlässigkeitsberechnung für die betrachteten MS- und Netze skizziert.

6.1.1 Netzausbauplanung

Wie in Abschnitt 2.3.1 erläutert, erfolgen die Netzausbauplanungen auf Basis ermittelter Starklast- und Starkeinspeise-NNS. Um einen ökonomischen Vergleich zwischen unterschiedlichen Netzvarianten zu ermöglichen, wird in Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und die daraus resultierenden Gesamtkosten (TOTEX) unterschieden. Bei Umsetzung eines DEM werden die zu entrichtenden Entschädigungszahlungen an die Betreiber von DEA gemäß der Vorgehensweise aus Abschnitt 2.5 ermittelt. Ferner werden keine Erneuerungsmaßnahmen bestehender Betriebsmittel betrachtet. Gemäß der Herangehensweise aus [16, S. 73ff.] erfolgt die Ermittlung der NAK unter Anwendung der Barwertmethode und der Hinzunahme eines Diskontierungzinssatzes in Höhe von $r = 6 \% \text{ p. a.}$ Wird die angenommene technische Lebensdauer eines Betriebsmittels nach Ende des Betrachtungszeitraums (Jahr 2050) noch nicht erreicht, wird der Restwert des Betriebsmittels bestimmt, wodurch in der Folge die Investitionskosten gemindert werden. Erreicht ein im Rahmen der Netzausbauplanung eingesetztes Betriebsmittel vor Ende des Betrachtungszeitraums seine technische Lebensdauer, wird von einer zyklischen Erneuerung dieses Betriebsmittels ausgegangen.

Einheitlich wird angenommen, dass die Investitionen zwischen den betrachteten Jahren 2018 (Ist-Netz) und 2030 bzw. zwischen den Jahren 2030 und 2050 getätigt werden, also in den Jahren 2024 und 2040 stattfinden. Die Kostenannahmen für konventionelle Betriebsmittel und SGT befinden sich in ausführlicher Form im Anhang in Tabelle 12-1 und Tabelle 12-2. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die NAK stets in das Verhältnis zu den NAK eines ausschließlich konventionellen Netzausbaus (KONV) gesetzt.

6.1.2 Zuverlässigkeitsberechnung

Die Zuverlässigkeitsberechnungen erfolgen für die Ist-Netze (Jahr 2018) und Zielnetze (Jahr 2050). Auf eine Betrachtung des Jahres 2030 wird verzichtet, da ein Netzausbau bis dahin nur in einem geringen Umfang erfolgt und eine Betrachtung daher wenig sinnvoll erscheint.

Gemäß der Systematik aus Abschnitt 5.2.2 müssen für die Betrachtung von repräsentativen NNS für sämtliche Lasten und DEA Jahreszeitreihen hinterlegt werden. Für Haushaltslasten (inkl. Wärmepumpen und LP) wird vereinfachend ein Lastprofil hinterlegt. Folgende stündlich aufgelöste Zeitreihen für ein Jahr (8.760 Zeitpunkte) werden berücksichtigt:

- Haushaltszeitreihen (Standardlastprofil H0),
- Gewerbezeitreihen (Standardlastprofil G0),
- PVA-Zeitreihen (auf Basis von Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes),
- WEA-Zeitreihen (auf Basis von Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes),
- BMA-Zeitreihen (auf Basis gemessener Referenzanlagen),
- LWK-Zeitreihen (auf Basis gemessener Referenzanlagen).

Um Worst-Case-Situationen in NS-Netzen abbilden zu können, wird die Spannung an dem Slack-Knoten in Abhängigkeit der repräsentativen NNS variiert. In NNS mit hoher Last und geringer Einspeisung wird der minimal erreichbare bzw. in NNS mit geringer Last und hoher Einspeisung der maximal erreichbare Spannungswert des überlagerten MS-Netzes an dem Slack-Knoten vorgegeben. Für NNS bei denen weder eine Starklast- noch eine Starkeinspeise-NNS vorherrscht, wird der Spannungswert auf $U / U_n = 100 \%$ festgelegt.

Ergänzend zu den nachgebildeten Zuständen der SGT wird für die nachfolgenden Berechnungen ausschließlich das Ausfallmodell *Unabhängiger Einfachausfall* berücksichtigt. Zum einen finden für NS-Netze, im Gegensatz zu Netzen der HöS-, HS- und MS-Ebene, bislang keine detaillierten Auswertungen zu den Störungsursachen statt [102]. Zum anderen lassen sich die Effekte der SGT anhand dieses Ausfallmodells bereits gut erklären. So ergeben sich bei Berücksichtigung weiterer Ausfallmodelle keine zusätzlichen bzw. anderen Effekte. Eine exemplarische Auswertung hierzu ist im Anhang in Abschnitt 12.5.1 dargestellt.

Die angenommenen Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel der MS- und NS-Netze sind im Anhang in Abschnitt 12.4.3 und 12.4.4 aufgeführt. Erfolgt bei einem HS/MS-Transformator oder rONT als Rückfallposition die Vorgabe der wahrscheinlichsten Regelstufe, wird diese in fehlerfreien Netzzuständen unter Beachtung der ermittelten repräsentativen NNS bestimmt.

In den untersuchten MS- und NS-Netzen erfolgt ein spannungsbedingter Lastabwurf bei Unterschreiten einer relativen Knotenspannung in Höhe von $U / U_n < 80 \%$. Ergänzend dazu resultiert ein spannungsbedingter Abwurf von DEA in NS-Netzen ab einer relativen Knotenspannung von $U / U_n > 110 \%$ (nach DIN EN 50160 [43, S. 13]) bzw. in MS-Netzen ab einer relativen Knotenspannung von $U / U_n > 106 \%$. Der für das MS-Netz angenommene Wert entspricht dem maximal zulässigen Spannungsanstieg in einem MS-Netz in Höhe von $\Delta U_{MS} \leq 0,02 \cdot U_n$ gemäß den Bestimmungen aus der Anwenderrichtlinie VDE AR 4110 [63, S. 44].

6.2 Parametervariation

Um die entwickelten Modelle und Verfahren zur Nachbildung von SGT geeignet validieren und um unterschiedliche Effekte aufzeigen zu können, werden Zuverlässigkeitsberechnungen mit verschiedenen Parametervorgaben durchgeführt. In Verbindung mit den Netz-Szenario-Kombinationen ergibt sich daraus eine Vielzahl von *Netzvarianten*.

Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformator

Ausschließlich für die Variante SUW K2 erfolgen drei unterschiedliche Betrachtungen, welche nachfolgend kurz skizziert werden. In allen anderen Zuverlässigkeitsberechnungen wird einheitlich das 3-Zustandsmodell (nach Abbildung 4-1) mit der Rückfallposition FB 1 vorgegeben.

- **Ohne EB:** Der Zustand *Eingeschränkter Betrieb* wird vernachlässigt, wodurch der HS/MS-Transformator mit dem bisherigen 2-Zustandsmodell (*Betrieb/Ausgefallen*) nachgebildet wird.
- **FB 1:** Befindet sich ein HS/MS-Transformator im Zustand *Eingeschränkter Betrieb* wird durch Schaltmaßnahmen versucht, einen Wechsel auf einen anderen verfügbaren HS/MS-Transformator durchzuführen. Ist dieses gemäß den Vorgaben aus Abschnitt 4.2 nicht zulässig, verbleibt der Laststufenschalter in seiner wahrscheinlichsten Regelstufe.
- **FB 2:** Sofern sich ein HS/MS-Transformator im Zustand *Eingeschränkter Betrieb* befindet, verbleibt der Laststufenschalter des betroffenen HS/MS-Transformators für die gesamte Dauer dieses Zustands in seiner wahrscheinlichsten Regelstufe.

Regelbarer Ortsnetztransformator

Da die Unterschiede zwischen den Zuverlässigkeitskennwerten der rONT Konzepte vergleichsweise gering sind, sich aber die höchste Fehlerrate λ_{BE} bei dem Konzept K3b ergibt, werden die Zuverlässigkeitsberechnungen ausschließlich unter Berücksichtigung dieses Konzeptes durchgeführt. Es handelt sich somit um eine Worst-Case-Betrachtung. Eine Variation der Berechnungsvorgaben erfolgt hinsichtlich des Zustandsmodells und der Rückfallposition.

- **Ohne EB:** Die Nachbildung eines rONT erfolgt unter der Hinzunahme des 2-Zustandsmodells (*Betrieb/Ausgefallen*). Der Zustand *Eingeschränkter Betrieb* wird vernachlässigt.
- **FB 1:** In dieser Variante erfolgt die Nachbildung eines rONT durch das entwickelte 3-Zustandsmodell (nach Abbildung 4-1). Es wird angenommen, dass der Laststufenschalter in seiner wahrscheinlichsten Regelstufe in den eingeschränkten Betrieb übergeht und für die gesamte Dauer der Fehlerkombination in dieser Regelstufe verbleibt.
- **FB 0:** Wie auch bei der Variante „FB 1“ erfolgt die Nachbildung eines rONT mithilfe des 3-Zustandsmodells. Als Rückfallposition verbleibt der Laststufenschalter eines rONT für die gesamte Dauer des Zustands *Eingeschränkter Betrieb* in seiner mittleren (neutralen) Regelstufe.

Einzelstrangregler

Um den Effekt eines Bypassversagers bei einem ESR besser verdeutlichen zu können, liegt der Fokus auf der Variation der bedingten Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers (p_{BV}). Ergänzend wird ausschließlich das Konzept K2 betrachtet, da sich dieses Konzept sowohl für den Einsatz in MS-Netzen als auch für den Einsatz in NS-Netzen eignet. Da zudem beide betrachteten Konzepte (K1, K2) ähnlich zuverlässig sind (vgl. Abbildung 6-1) ist zu erwarten, dass sich auch nur geringe Unterschiede bei den Zuverlässigkeitsberechnungen der MS- und NS-Netze ergeben. Die betrachteten Netzvarianten werden nachfolgend skizziert.

- **100 % zuv.:** Der ESR wird als vollständig zuverlässig angenommen, wodurch sich dieser stets im Zustand *Betrieb* befindet.
- **p_{BV} 0,1 %:** Die Nachbildung des ESR (K2) erfolgt mithilfe des 3-Zustandsmodells aus Abbildung 4-1 und den Zuverlässigkeitskennwerten aus Tabelle 4-3. Die bedingte Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers beträgt demnach $p_{BV} = 0,1 \%$.
- **p_{BV} 1 %:** Aufbauend auf der Variante „ p_{BV} 0,1 %“ wird die bedingte Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers auf $p_{BV} = 1 \%$ erhöht.
- **p_{BV} 10 %:** Aufbauend auf der Variante „ p_{BV} 0,1 %“ wird die bedingte Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers auf $p_{BV} = 10 \%$ erhöht.

Dezentrales Netzautomatisierungssystem

Die ermittelten Zuverlässigkeitskenndaten des DNA-Systems für die MS- und NS-Netze sind im Anhang in Tabelle 12-21 enthalten. Für das DNA-System werden die nachfolgend beschriebenen Parametervariationen vorgenommen.

- **100 % zuv.:** Das DNA-System wird als vollständig zuverlässig angenommen und befindet sich demnach stets im Zustand *Betrieb*.
- **FB 1:** In dieser Variante beträgt die Rückfallposition für alle ansteuerbaren DEA einheitlich $f_{FB,DEA} = 1$. In Situationen, in denen DEA aufgrund eines Versagens eines DNA-Systems nicht angesteuert werden können, können diese daher mit ihrer maximalen Leistung (entsprechend der vorliegenden NNS) in das Netz einspeisen.
- **FB 0:** In dieser Variante werden sämtliche DEA, welche aufgrund eines Versagens eines DNA-Systems nicht angesteuert werden können, vollständig abgeregelt. Diese Herangehensweise entspricht der Rückfallposition $f_{FB,DEA} = 0$.
- **FB Max:** Auf Basis einer Starkeinspeise-NNS wird für ein vorliegendes Netz die maximal einspeisbare Leistung aller ansteuerbaren DEA ermittelt, bei der (noch) keine Grenzwertverletzungen in fehlerfreien Netzzuständen auftreten. Zu diesem Zweck wird die Leistung aller ansteuerbaren DEA einheitlich solange in diskreten Stufen gemindert, bis sämtliche einspeisebedingte Grenzwertverletzungen beseitigt sind. Der so ermittelte Reduktionsfaktor entspricht dem Wert für die Rückfallposition und unterscheidet sich jeweils in den Netzvarianten.

6.3 Zuverlässigkeitsvergleich der Smart-Grid-Technologien

Um die Zuverlässigkeit der SGT bewerten zu können, werden die mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten dieser ermittelt und mit den mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten von MS-Kabeln mit einer Länge von je $l = 10$ km vergleichend gegenübergestellt.

Die Berechnung der Zustandswahrscheinlichkeiten der SGT erfolgt auf Basis des 3-Zustandsmodells und den Zuverlässigkeitskenndaten aus Kapitel 4. Zudem werden unterschiedliche Konzepte und Zuverlässigkeitskenndaten berücksichtigt. Die in Abbildung 6-1 dargestellten Werte sind jeweils in Prozent angegeben. Die Summe aller mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten eines Betriebsmittels i , also der Zustände *Betrieb* ($Q_{B,i}$), *Eingeschränkter Betrieb* ($Q_{EB,i}$) und *Ausgefallen* ($Q_{A,i}$), ergibt stets $Q_{B,i} + Q_{EB,i} + Q_{A,i} = 100\%$.

HS/MS-Transformator

Zur Bewertung der Zuverlässigkeit eines HS/MS-Transformators werden die mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten der beiden Konzepte SUW K1 und SUW K2 grafisch dargestellt. Da bei beiden Konzepten von den gleichen Zuverlässigkeitskenndaten zwischen den Zuständen *Betrieb* und *Ausgefallen* ausgegangen wird, sind auch die Wahrscheinlichkeiten für den Zustand *Ausgefallen* jeweils identisch. Die Wahrscheinlichkeit für den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* ist im Vergleich zum Zustand *Ausgefallen* bei beiden Konzepten höher, welches auf die angenommenen Zuverlässigkeitskenndaten aus Tabelle 4-1 zurückgeführt werden kann. Durch die zusätzlich berücksichtigten Stromsensoren bei dem Konzept K2 weist dieses Konzept eine etwas höhere Wahrscheinlichkeit für den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* auf als das Konzept SUW K1.

Für den Zustand *Betrieb* ergibt sich für das Konzept SUW K1 eine mittlere Zustandswahrscheinlichkeit von $Q_{B,SUWK1} = 99,963 \%$ und für das Konzept SUW K2 von $Q_{B,SUWK2} = 99,962 \%$. Somit besitzen beide Konzepte eine vergleichbare Zuverlässigkeit. Ferner kommt es bei Berücksichtigung des eingeschränkten Betriebs nur zu einer leichten Verringerung der Zuverlässigkeit eines HS/MS-Transformators, welche sich auf einem ähnlichen Niveau mit dem eines VPE Kabels ($Q_{B,VPE,MS} = 99,980 \%$) befindet.

rONT

Bei dem rONT sind die mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten für die Konzepte K1, K2 und K3b dargestellt. Gemäß Abschnitt 4.3 werden bei allen drei Konzepten die gleichen Zuverlässigkeitskenndaten zwischen den Zuständen *Betrieb* und *Ausgefallen* angenommen. Für den Zustand *Ausgefallen* ergeben sich daher bei allen drei Konzepten auch die gleichen mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten ($Q_{A,rONT} = 0,0001 \%$).

Unterschiede zwischen den Konzepten lassen sich ausschließlich auf den Zustand *Eingeschränkter Betrieb* zurückführen. Die Wahrscheinlichkeit für den Zustand *Betrieb* befindet sich in Abhängigkeit der Konzepte im Bereich zwischen $Q_{B,rONT,K2} = 99,966 \%$ (Konzept K2) und $Q_{B,rONT,K3b} = 99,962 \%$ (Konzept K3b). Bei allen drei Konzepten ergeben sich somit nur sehr geringe Unterschiede bei der Zuverlässigkeit, welche zudem mit der eines HS/MS-Transformators bzw. mit der eines VPE Kabels vergleichbar ist.

ESR

Bei dem ESR erfolgt ein Vergleich zwischen den Konzepten K1 und K2. Ergänzend wird bei dem Konzept K2 die bedingte Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers gemäß Abschnitt 6.2 variiert. Die mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten der beiden Konzepte befinden sich auf einem vergleichbaren Niveau. So beträgt diese für den Zustand *Betrieb* bei Konzept K1 $Q_{B,ESR,K1} = 99,983\%$ und bei Konzept K2 $Q_{B,ESR,K2} = 99,978\%$ (jeweils für $p_{BV} = 0,1\%$).

Beträgt die Wahrscheinlichkeit für einen bedingten Bypassversager $p_{BV} = 1\%$ oder sogar $p_{BV} = 10\%$, steigt erwartungsgemäß die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls des ESR. Da ein bedingter Bypassversager allerdings nur Situationen zu einem Ausfall des ESR führt, in denen ein interner Fehler des ESR vorangegangen ist, welcher überhaupt eine Aktivierung des Bypasses erfordert hat und somit zwei zeitgleiche Ereignisse vorliegen müssen, sind die Auswirkungen auf die Zustandswahrscheinlichkeiten jedoch stark begrenzt. Bei einem bedingten Bypassversager in Höhe von $p_{BV} = 10\%$ kommt es mit einer Wahrscheinlichkeit von $Q_{A,ESR,K2} = 0,0004\%$ zu einem Ausfall des ESR. Selbst bei dieser ungünstigen Annahme ist die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls äußerst gering und ist dann vergleichbar mit der Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls eines (r)ONT.

DNA-System

Zur Bewertung der Zuverlässigkeit eines DNA-Systems wird auf die in Abschnitt 4.5.7 beschriebenen beiden AF zurückgegriffen. Die Wahrscheinlichkeiten für den Zustand *Betrieb* liegt in beiden AF etwa bei $Q_{B,DNA-system} = 99,667\%$. Verglichen mit anderen SGT ergibt sich eine geringere Zuverlässigkeit, welche sich leicht unter dem Niveau eines Papier-Masse Kabels ($Q_{B,MS,Papier-Masse} = 99,815\%$) befindet. Dieses ist durch die Vielzahl nicht redundant ausgelegter IKT-Komponenten begründet, welche zudem über vergleichsweise hohe Zuverlässigkeitskenndaten verfügen. In beiden AF tragen Ausfälle von Messeinheiten und dem KFS den wesentlichen Anteil zu dem Zustand *Ausgefallen* bei. Im Kontrast dazu sind Ausfälle von Ansteuerungseinheiten die Hauptursache für den Zustand *Eingeschränkter Betrieb*. Ferner ergibt sich nur ein geringer Einfluss der LWL oder des MF-Signals auf die mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten (vgl. Abschnitt 12.5.2).

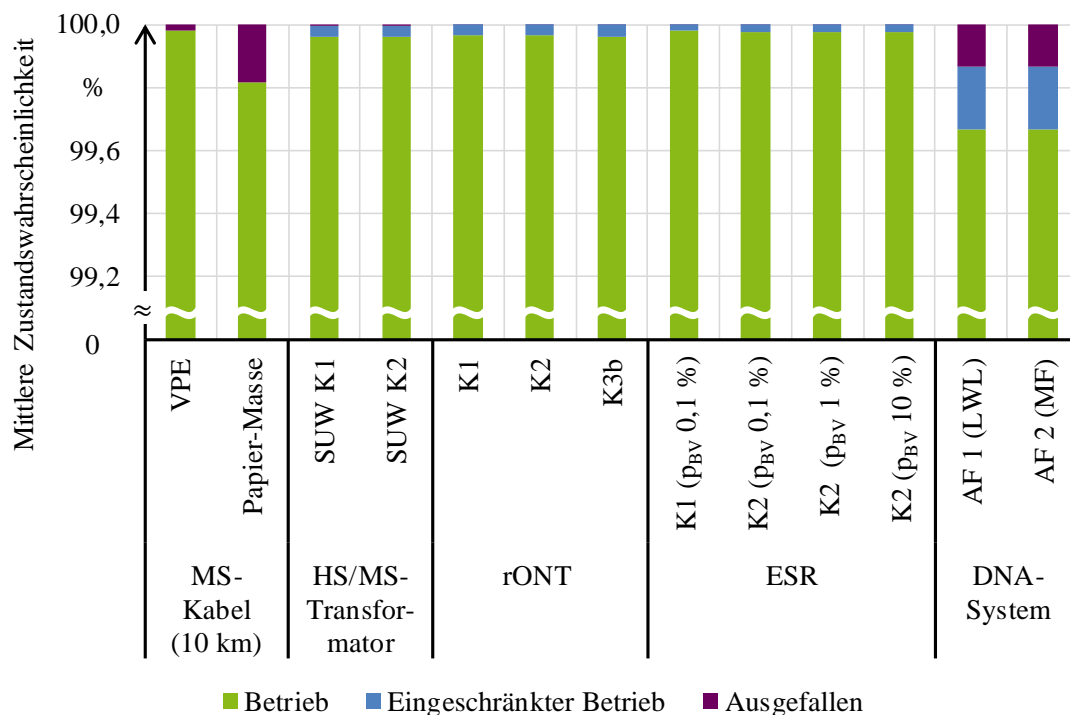


Abbildung 6-1: Vergleich der mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten von SGT mit denen von MS-Kabeln

Zwischenfazit

Mit Hinblick auf die Beantwortung der ersten Forschungsfrage, wie zuverlässig SGT sind, kann als wichtige Erkenntnis an dieser Stelle festgehalten werden, dass HS/MS-Transformatoren, rONT und ESR sowohl untereinander als auch im Vergleich mit konventionellen Betriebsmitteln über eine ähnliche Zuverlässigkeit verfügen. Im Vergleich dazu besitzen DNA-Systeme eine geringere Zuverlässigkeit, welches auf die Vielzahl nicht redundant ausgelegter IKT-Komponenten zurückzuführen ist.

6.4 Suburbanes Mittelspannungsnetz

Das untersuchte MS-Netz verfügt über eine offen betriebene Halbringstruktur mit einzelnen, im Stich angebundenen ONS bzw. MS-Kundenstationen. Die Nennspannung beträgt $U_n = 10$ kV. Im Umspannwerk befinden sich zwei HS/MS-Transformatoren, welche auf zwei MS-Sammelschienen speisen, die durch eine offen betriebene Querkupplung miteinander verbunden sind. Das MS-Netz ist für die Starklast-NNS weitestgehend (n-1)-sicher ausgelegt, sodass in den meisten Fällen Wiederversorgungen durch Schaltmaßnahmen möglich sind. Bestehende Verbindungen zu benachbarten MS-Netzen werden als zuschaltbare Randnetze nachgebildet. Sämtliche Leitungsabgänge im Umspannwerk sind mit UMZ-Schutzgeräten ausgerüstet. In Tabelle 6-1 wird ein Auszug der wesentlichen Netzstrukturdaten gegeben.

Tabelle 6-1: Ausgewählte Netzstrukturdaten des MS-Netzes

Installierte HS/MS- Transformatorleistung	Gesamtleitungs- länge	Verkabelungs- grad	Anzahl ONS und MS-Kundenstationen
2 x 40 MVA	186 km	99,7 %	186

6.4.1 Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Für die nachfolgenden Untersuchungen wird ausschließlich das Szenario S_{zA} betrachtet, da in diesem Szenario eine gute Eignung verschiedener SGT zur Behebung auftretender einspeisebedingter Grenzwertverletzungen gegeben ist. Tabelle 6-2 gibt eine Übersicht über die angenommene Entwicklung der Versorgungsaufgabe für dieses Szenario. Neben der maximalen Ladeleistung ist auch die dazugehörige Anzahl der ePkw in Klammern angegeben. Ergebnisse für das Szenario S_{zB} sind in aggregierter Form in Abschnitt 6.6 enthalten.

Tabelle 6-2: Übersicht über die maximale Last und installierte DEA-Leistung in dem MS-Netz und in unterlagerten NS-Netzen im Szenario S_{zA}

Last/DEA	Ein- heit	Ist (2018)	S_{zA} (2030)	S_{zA} (2050)
Max. Haushalts- und Gewerbelast	MW	28,2	28,2	28,2
Max. Ladeleistung (ePkw)		0 (\cong 0 ePkw)	1,1 (\cong 208 ePkw)	1,5 (\cong 512 ePkw)
Inst. Leistung der PVA		1,5	4,9	6,3
Inst. Leistung der BMA, BHKW		1,3	3,7	4,5
Inst. Leistung der WEA		1,5	2,4	3,2
Summe Last		28,2	29,3	29,7
Summe DEA		4,3	11,0	14,0

6.4.2 Netzausbauvarianten

Neben einem ausschließlich konventionellen Netzausbau (KONV) erfolgen für das MS-Netz fünf weitere Netzausbauvarianten, in denen SGT zum Einsatz kommen. Unterschiede der Netzausbauvarianten ergeben sich speziell in einem MS-Netzbereich, in dem einspeisebedingte Grenzwertverletzungen auftreten und eine gute Eignung von SGT zur Behebung dieser gegeben ist. In dem restlichen MS-Netz unterscheiden sich die Maßnahmen der Netzausbauvarianten nicht voneinander. Diese Maßnahmen werden zwar grundsätzlich in den NAK berücksichtigt, jedoch nachfolgend nicht weiter detailliert. Im Anhang in Abschnitt 12.6 sind die Netzausbauvarianten für das Szenario S_{zA} grafisch dargestellt. Die einzelnen Maßnahmen sind farblich hervorgehoben.

Für eine bessere Nachvollziehbarkeit sind die ONS, Lasten und DEA durchnummeriert. Sofern nicht anders beschrieben, wird bei beiden HS/MS-Transformatoren stets von dem Regelungskonzept SUW K1 ausgegangen.

- **KONV:** Es findet ausschließlich ein konventioneller Netzausbau statt. Dabei werden zwei parallele Kabel (VPE 240 mm²) mit einer Leitungslänge von jeweils $l = 5,7$ km vom Umspannwerk bis zu der ONS 6 verlegt, an der die Last 6 und die WEA angeschlossen sind. Um zu verhindern, dass es durch die verlegten Kabel zu einer Vermaschung der Netzstruktur kommt, wird eine zusätzliche Trennstelle an der ONS 6 eingefügt (gemäß der in Abschnitt 2.4 beschriebenen Methodik).
- **SUW K2:** Für beide HS/MS-Transformatoren wird eine einheitliche Regelkennlinie zur dynamischen Anpassung der Sollspannung vorgegeben. Dadurch können sämtliche Spannungsbandverletzung in fehlerfreien Netzzuständen behoben werden. Weitere Netzausbaumaßnahmen sind in dem Netzbereich nicht erforderlich.
- **ESR:** Zwischen dem Umspannwerk und der ONS 1 wird ein ESR mit einer Regelbandbreite von $\pm 10 \% \cdot U_n$ positioniert. Genau wie bei der Variante SUW K2 werden damit sämtliche Spannungsbandverletzungen behoben und ein weiterer Netzausbau vermieden.
- **DNA-System (DEM):** Zur Umsetzung eines DEM wird ein KFS und eine Messeinheit innerhalb des HS/MS-Umspannwerks positioniert. In Ergänzung werden auch die ONS 2, ONS 4 und ONS 5 mit Messeinheiten ausgerüstet, um eine hinreichend genaue Überwachung des Netzzustandes zu ermöglichen. Sofern einspeisebedingte Grenzwertverletzungen innerhalb des überwachten Netzbereichs auftreten, können diese durch die Abregelung von vier DEA (BMA 1, BMA 2, BMA 3, WEA) vollständig beseitigt werden, sodass kein weiterer Netzausbau erforderlich ist.
- **DNA-System (SUW K3+DEM):** Aufbauend auf der zuvor beschriebenen Variante zur Umsetzung eines DEM, wird durch eine weitere Ansteuerungseinheit am HS/MS-Transformator eine direkte Spannungsregelung ermöglicht. Durch Umsetzung des konsekutiven Regelungsmodells werden durch die direkte Spannungsregelung sämtliche Spannungsbandverletzungen in fehlerfreien Netzzuständen behoben. Die Umsetzung eines DEM erfolgt ausschließlich in Situationen, in denen sich Netzengpässe in fehlerbedingten Netzzuständen ergeben und diese nicht durch eine direkte Spannungsregelung behoben werden können.

- **DNA-System (DEM+FDIR):** Ergänzend zu der Umsetzung eines DEM wird ein automatisierter Wiederversorgungsprozess nach der beschriebenen Methodik aus Abschnitt 4.5.5.4 umgesetzt. In den nachfolgenden Untersuchungen erfolgt dieser Prozess ausschließlich in Situationen, in denen ein Betriebsmittelfehler innerhalb des näher untersuchten Netzbereichs vorangegangen ist, welcher zu einer konzeptgemäßen Schutzauslösung am Leitungsabgang im HS/MS-Umspannwerk geführt hat. Kommt es hingegen zu Schutzauslösungen an einem HS/MS-Transformator oder in benachbarten Netzbereichen, erfolgt kein automatisierter Wiederversorgungsprozess. Zusätzlich zu der Variante „DNA-System (DEM)“ wird eine weitere Ansteuerungseinheit an ONS 2 für diesen Prozess berücksichtigt. Neben der Ansteuerung des Leistungsschalters am Leitungsabgang im HS/MS-Umspannwerk können die Lasttrennschalter an den ONS 2, ONS 4 und ONS 5 durch das DNA-System angesteuert werden. Da sich ONS 4 und ONS 5 jeweils an offen betriebenen Trennstellen befinden, ergeben sich umfassende Wiederversorgungsmöglichkeiten. Durch die Umsetzung eines optimierten Fehlerortungsprozesses verkürzen sich die Schaltzeiten für alle Betriebsmittel, welche sich innerhalb des überwachten Netzbereiches befinden, von $T_{Man} = 0,75$ h auf $T_{Ort} = 0,67$ h. Automatisierte Schaltmaßnahmen erfolgen nach $T_{Autom} = 0,016$ h.

Kostenbewertung

In Abbildung 6-2 werden die NAK der Varianten mit Einsatz von SGT in das Verhältnis zu den NAK der Variante KONV gesetzt. Zur besseren Einordnung ist für die Variante KONV der Barwert (BW) der NAK im Jahr 2018 angegeben. Alle Netzausbauvarianten mit Einsatz von SGT weisen gegenüber einem ausschließlich konventionellen Netzausbau geringere NAK auf. Die durchschnittliche Kostenersparnis beträgt etwa 60 %. Die höchste Kostenersparnis aller betrachteten Netzausbauvarianten (etwa in Höhe von 90 %) ergibt sich bei der Vorgabe einer Regelkennlinie für die HS/MS-Transformatoren (SUW K2).

Insgesamt zeigt sich eine gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen aus [16, S. 125ff.]. Unterschiede zwischen den berücksichtigten DNA-Systemen lassen sich auf die unterschiedliche Anzahl von Ansteuerungseinheiten sowie einer unterschiedlichen Höhe der zu entrichtenden Entschädigungszahlungen an die Betreiber von DEA zurückführen.

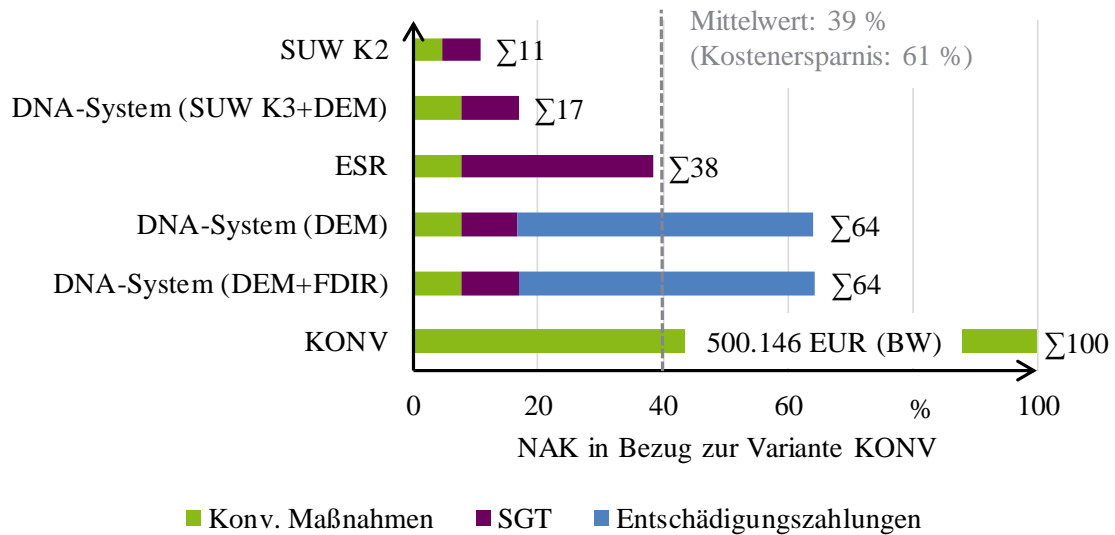


Abbildung 6-2: Relative NAK im Verhältnis zur Variante KONV für das MS-Netz im Szenario SzA

6.4.3 Zuverlässigkeitsberechnungen

Bei den Zuverlässigkeitsberechnungen werden neun repräsentative NNS betrachtet. In vorangegangenen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass diese Anzahl für diese Netztopologie ausreichend ist, um sowohl typische als auch kritische Leistungsflusssituationen realitätsnah abbilden zu können [142]. Sofern sich ein HS/MS-Transformator im Zustand *Eingeschränkter Betrieb* befindet und ein Wechsel auf den zweiten HS/MS-Transformator entweder nicht erfolgen kann oder nicht erfolgen soll, verbleibt der Laststufenschalter in seiner wahrscheinlichsten Regelstufe. In dieser Regelstufe wird die Spannung auf der Unterspannungsseite an dem ersten HS/MS-Transformator um $\Delta U = 0 \% \cdot U_n$ und an dem zweiten HS/MS-Transformator um $\Delta U = -1,2 \% \cdot U_n$ angepasst.

Bei Einsatz eines DNA-Systems wird einerseits von einem vollständig zuverlässigen DNA-System (100 % zuv.) ausgegangen und andererseits werden die im Anhang in Abschnitt 0 aufgeführten Zuverlässigkeitskenndaten berücksichtigt. In den Netzvarianten „SUW K3+DEM“ und „FDIR+DEM“ erfolgt einheitlich für alle ansteuerbaren DEA die Vorgabe der Rückfallposition „FB Max“. In dem konkreten MS-Netz entspricht dieser dem Wert von $f_{DEA,DEA} = 0,8$.

Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit

Um den Einfluss von SGT auf die Versorgungszuverlässigkeit sichtbar zu machen, werden in Abbildung 6-3 zwei exemplarische Lasten (Last 3, Last 5) betrachtet, welche sich in dem näher untersuchten Netzbereich befinden. Es lässt sich somit ein guter Vergleich zwischen den Netzvarianten mit ausschließlich konventionellem Netzausbau (KONV) und mit Einsatz von SGT ziehen.

In der Variante KONV kann die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* für beide Lasten aufgrund des neu geschaffenen Halbrings und der damit verbundenen Verkleinerung des Schutzauslösbereichs gegenüber dem Ist-Netz leicht reduziert werden. In den Netzvarianten mit Einsatz eines ESR kommt es erst ab einer bedingten Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers in Höhe von $p_{BV} = 10\%$ zu einem leichten Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße. Da sich der ESR zwischen dem Umspannwerk und der ONS 1 befindet, sind von diesem Effekt sämtliche Lasten innerhalb des näher betrachteten Netzbereichs betroffen. Daher ergeben sich auch zwischen Last 3 und Last 5 keine Unterschiede. In allen anderen Netzvarianten kommt es hingegen zu keinen (ersichtlichen) Veränderungen dieser Zuverlässigkeitskenngröße gegenüber dem Ist-Netz.

Da das MS-Netz in allen Netzvarianten für die Starklast-NNS nach dem (n-1)-Kriterium ausgelegt wird, können in den meisten Fällen nach Durchführung von Schaltmaßnahmen ($T_{Schalt} = 0,75$ h) sämtliche Lasten wiederversorgt werden. Aus diesem Grund zeigen sich bei der *mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen* in allen Netzvarianten (ohne Umsetzung automatisierter Wiederversorgungsprozesse) nur geringe Unterschiede. Kleine Unterschiede zwischen den beiden Lasten ergeben sich aufgrund verschiedener ONS-Typen und den damit verbundenen Unterschieden bei den Zuverlässigkeitskennwerten der ONS-Schaltfelder.

Bei Umsetzung automatisierter Wiederversorgungsprozesse in der Variante „DNA-System (FDIR+DEM)“, können Schaltmaßnahmen in deutlich kürzerer Zeit umgesetzt werden und dadurch die *mittlere Dauer einer Versorgungsunterbrechung* erheblich reduziert werden. Konkret beträgt diese dann für Last 3 $T_{U,Last3} = 0,47$ h und für Last 5 $T_{U,Last5} = 0,27$ h. Bei der Last 5 wirkt sich die Umsetzung automatisierter Schaltmaßnahmen stärker aus, da sich diese Last an einer offen betriebenen Trennstelle befindet und eine Wiederversorgung der Last nach Schließen der Trennstelle meist möglich ist. Hingegen ist eine automatisierte Freischaltung und Wiederversorgung von Last 3 in weniger Fällen möglich, da dieses eine höhere Anzahl an zulässigen Schaltmaßnahmen erfordert. Aufgrund der sehr geringen Wahrscheinlichkeit, mit der die Notwendigkeit einer automatisierten Wiederversorgung gegeben ist und es zeitgleich zu einem Versagen des DNA-Systems kommt, ergeben sich nur geringe Unterschiede bei den Zuverlässigkeitskennwerten zwischen einem als vollständig zuverlässig angenommenen DNA-System (100 % zuv.) und unter Berücksichtigung ermittelter Zuverlässigkeitskennwerten.

Bei der *Nichtverfügbarkeit* ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der *mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen*. Wird kein automatisierter Wiederversorgungsprozess umgesetzt, ergeben sich auch hier nur sehr geringe Unterschiede zwischen den einzelnen Netzvarianten. Wird hingegen mithilfe eines DNA-Systems ein automatisierter Wiederversorgungsprozess umgesetzt, kann die Versorgungszuverlässigkeit für beiden Lasten erheblich verbessert werden.

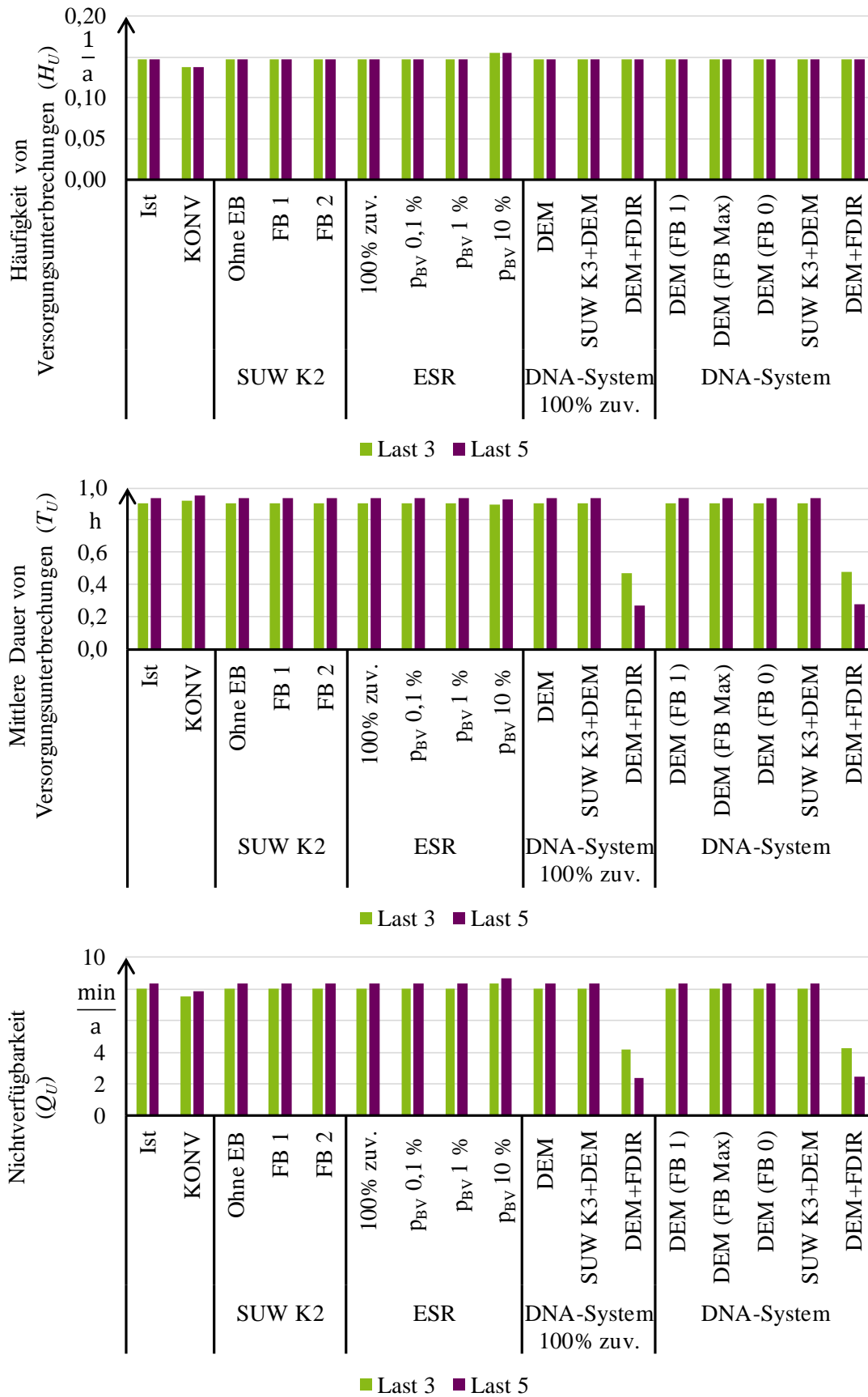


Abbildung 6-3: Häufigkeit und mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen sowie die Nichtverfügbarkeit für zwei ausgewählte Lasten im MS-Netz im Szenario Sz₄

In Abbildung 6-4 ist der für das gesamte MS-Netz berechnete *ASIDI* dargestellt. Es ergeben sich zwischen allen Netzvarianten nur geringe Differenzen. Dieses gilt auch für die Variante „DNA-System (FDIR+DEM)“, da nur sieben in dem Abgang befindliche Lasten von insgesamt 186 Lasten in dem gesamten MS-Netz von einem automatisierten Wiederversorgungsprozess profitieren. Sofern das gesamte MS-Netz mit Mess- und Ansteuerungseinheiten ausgerüstet wird und dadurch automatisierte Wiederversorgungsprozesse in einem höheren Umfang ermöglicht werden ist zu erwarten, dass dadurch auch der *ASIDI* erheblich reduziert wird. Allerdings gehen damit auch deutlich höhere Investitions- und Betriebskosten einher, weswegen ein solches Vorgehen üblicherweise nicht in der Praxis umgesetzt wird. Aus diesem Grund wird dieser Ansatz im Rahmen dieser Arbeit nicht weiterverfolgt.

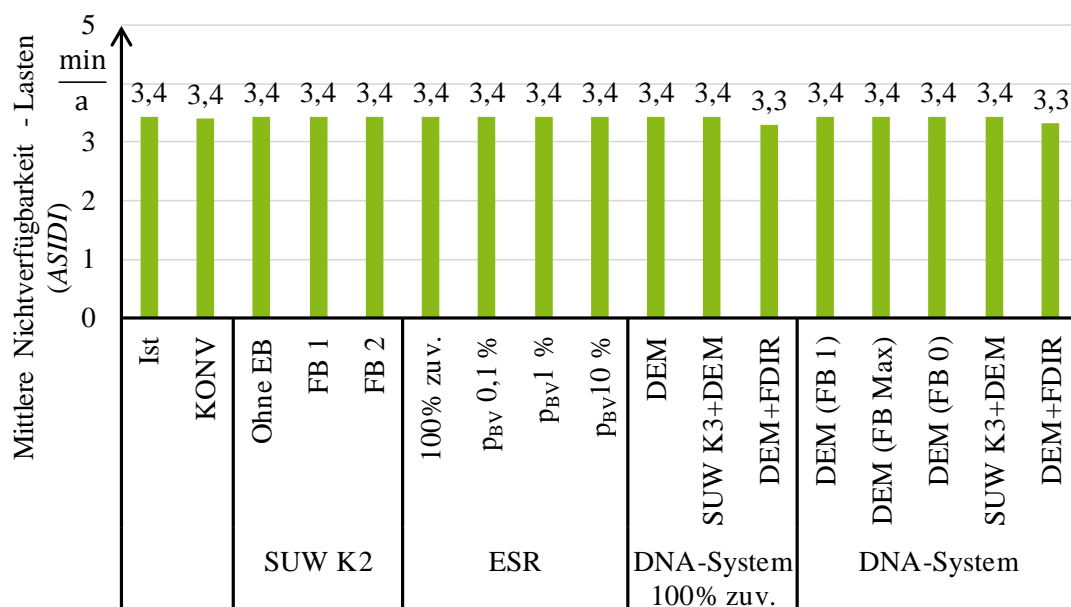


Abbildung 6-4: Mittlere Nichtverfügbarkeit der Lasten für das MS-Netz im Szenario S_{za}

Einfluss auf Grenzwertverletzungen

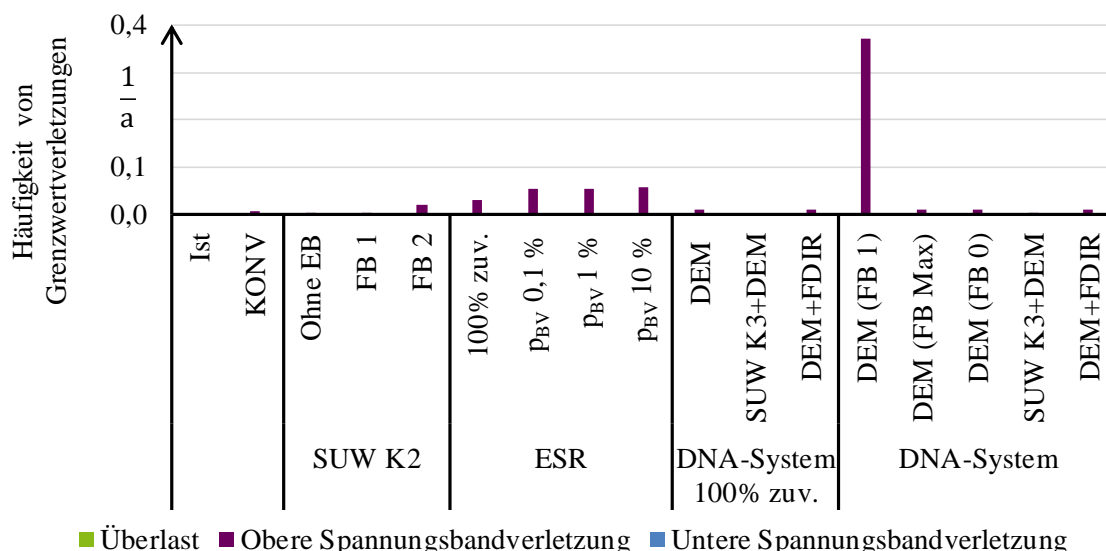
Abbildung 6-5 zeigt die Häufigkeit von auftretenden Grenzwertverletzungen für das gesamte MS-Netz in fehlerbedingten Netzzuständen. Je nach Variante treten entweder keine oder ausschließlich obere Spannungsbandverletzungen auf. Lastbedingte Überlastungen oder untere Spannungsbandverletzungen treten nicht auf, da das MS-Netz für die Starklast-NNS nach dem (n-1)-Kriterium ausgelegt ist.

Bei Umsetzung des Regelungskonzeptes SUW K2 lässt sich der Einfluss der beiden modellierten Rückfallpositionen gut erkennen. In der Variante „FB 1“ liegt die *Häufigkeit oberer Spannungsbandverletzungen* auf dem Niveau der Variante „Ohne EB“, da nach einem Wechsel auf den jeweils anderen HS/MS-Transformator stets eine ausreichende Spannungsregelung in allen repräsentativen NNS möglich ist. Verbleibt der Laststufenschalter eines HS/MS-Transformators hingegen in seiner wahrscheinlichsten Regelstufe (FB 2), so führt dieses zu einem leichten Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße.

Bei Einsatz eines ESR kommt es in allen untersuchten Netzvarianten zu einem Anstieg der *Häufigkeit oberer Spannungsbandverletzungen*. Dieses liegt einerseits daran, dass der vorgegebene Spannungswert des ESR für fehlerfreie und nicht für fehlerbedingte Netzzustände optimiert ist. Andererseits wird die Spannung nur in einem räumlich stark begrenzten Netzbereich beeinflusst. Dieses kann in ungünstigen Situationen dazu führen, dass im Rahmen von Wiederversorgungsmaßnahmen Spannungsbandverletzungen auftreten, welche nicht oder nicht vollständig durch den ESR behoben werden können. Gemäß den Annahmen aus Abschnitt 4.4, führen zudem Unterbrechungen der Spannungsversorgung am ESR (z. B. in Folge einer Schutzauslösung) oder Überlastungen (z. B. in Folge von Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung) zu einer Aktivierung des Bypasses, wodurch eine Spannungsregelung nicht stattfindet. Letzter Fall tritt meist in Starkeinspeise-NNS ein, da die Bemessungsleistung des ESR für diese NNS nicht (n-1)-sicher ausgelegt ist. Aus den angeführten Gründen treten auch bei einem als vollständig zuverlässig angenommenen ESR (100 % zuv.) obere Spannungsbandverletzungen auf. Sofern dieser nicht als vollständig zuverlässig angenommen wird, steigt diese Zuverlässigkeitskenngröße maßgeblich aufgrund des Zustands *Eingeschränkter Betrieb* an.

Der Einfluss der bedingten Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers auf die *Häufigkeit oberer Spannungsbandverletzungen* ist verschwindend gering, führt jedoch zu einem leichten Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße. Der geringe Einfluss ergibt sich dadurch, dass auch in der Variante „p_{BV} 10 %“ ein Ausfall des ESR vergleichsweise selten ist (vgl. Abbildung 6-1). Zudem treten im Rahmen der dann erforderlichen Wiederversorgungsmaßnahmen nur in Situationen obere Spannungsbandverletzungen auf, in denen auch eine NNS mit hoher Einspeisung der DEA vorliegt. Somit müssen mehrere zeitgleiche Ereignisse vorliegen.

Bei Einsatz eines DNA-Systems hängt die *Häufigkeit oberer Spannungsbandverletzungen* wesentlich von den vorgegebenen Rückfallpositionen der DEA ab. Erfolgt als Rückfallposition keine Begrenzung der Einspeiseleistung der DEA (FB 1), kommt es zu einem erheblichen Anstieg der *Häufigkeit oberer Spannungsbandverletzungen*. Diese liegen mit $H_{Spgo} = 0,37$ 1/a deutlich über den Werten der restlichen Netzvarianten. Werden ausreichende Rückfallpositionen vorgegeben, kann ein Anstieg oberer Spannungsbandverletzungen begrenzt werden, allerdings lassen sich diese bei Umsetzung eines DEM(+FDIR) nicht in Gänze vermeiden. Begründet ist dieses dadurch, dass eine Überwachung des Netzzustandes nur in einem räumlich begrenzten Netzbereich stattfindet. Aufgrund dessen kann es in ungünstigen Situationen vorkommen, dass Reglungmaßnahmen in fehlerbedingten Netzzuständen entweder gar nicht oder in einem unzureichenden Umfang erfolgen. Wird neben einem DEM zusätzlich eine direkte Spannungsregelung (SUW K3+DEM) umgesetzt, können Spannungsbandverletzungen auch in fehlerbedingten Netzzuständen nahezu vollständig vermieden werden, da der Wirkungsbereich einer direkten Spannungsregelung über den eines DEM hinausgeht.

Abbildung 6-5: Häufigkeit von Grenzwertverletzungen in dem MS-Netz im Szenario S_{zA}

Einfluss auf die Einspeisezuverlässigkeit

In Abbildung 6-6 werden für zwei DEA (WEA, BMA 1) ausgewählte Zuverlässigkeitskenngrößen mit Bezug auf extrinsische Ursachen dargestellt. Beide DEA befinden sich innerhalb des näher untersuchten MS-Netzbereichs und können zur Umsetzung eines DEM durch das DNA-System angesteuert werden. Die BMA 1 ist in dem Ist-Netz nicht vorhanden, daher liegen in dieser Netzvariante auch keine Zuverlässigkeitskenngrößen für diese DEA vor.

Unterschiede zwischen der WEA und BMA 1 lassen sich im Wesentlichen auf zwei Effekte zurückführen. Zum einen auf das unterschiedliche Einspeiseverhalten der beiden DEA. So speist die BMA 1 (gemäß der hinterlegten Jahreszeitreihe) in deutlich mehr NNS mit hoher Leistung in das Netz ein als die WEA. Im Vergleich zur WEA ergeben sich dadurch auch deutlich mehr Situationen, in denen bei der BMA 1 Einspeisedefizite aufgrund spannungsbedingter Schutzauslösungen oder durch die Vorgabe von Rückfallpositionen resultieren. Der zweite Effekt ergibt sich durch die topologischen Gegebenheiten in dem MS-Netz. So ist die BMA 1 am Ende eines Halbrings im Stich angebunden und befindet sich weiter vom Umspannwerk entfernt als die WEA. In Kombination mit dem ersten Effekt treten obere Spannungsbandverletzungen vermehrt an dem Netzanschlusspunkt der BMA 1 auf. Dieses führt zu einer häufigeren Abregelung oder Trennung dieser vom Stromnetz.

Mit Ausnahme des DNA-Systems befindet sich die *Häufigkeit von Einspeisedefiziten* bei allen Netzvarianten auf einem vergleichbaren Niveau. Bei der Variante KONV ergibt sich aufgrund des zusätzlich geschaffenen Halbrings und der damit verbundenen Verkleinerung des Schutzauslösbereichs eine Reduzierung dieser Zuverlässigkeitskenngröße im Vergleich zum Ist-Netz. Dieses gilt sowohl für die WEA als auch für die BMA 1, da sich beide DEA räumlich hinter der neu geschaffenen Trennstelle befinden.

Es zeigt sich also ein ähnlicher Effekt wie bei der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* der Last 3 und Last 5 in Abbildung 6-3 .

Weiterhin wird ersichtlich, dass eine höhere *Häufigkeit oberer Spannungsbandverletzungen* zu einem Anstieg spannungsbedingter Schutzauslösungen von DEA führt und es in der Konsequenz zu einem Anstieg der *Häufigkeit von Einspeisedefiziten* kommt. Besonders deutlich zeigt sich dieser Effekt bei dem Vergleich zwischen einem als vollständig zuverlässig angenommenen DNA-System und der Variante „DEM FB 1“, da bei letzterem keine Begrenzung der Einspeiseleistung von DEA in Situationen erfolgt, in denen diese aufgrund eines Versagens des DNA-Systems nicht angesteuert werden können. Sofern hingegen eine ausreichende Begrenzung der Einspeiseleistung von DEA vorgenommen wird (FB Max, FB 0), können spannungsbedingte Schutzauslösungen verhindert werden. Da allerdings das DNA-System in dem MS-Netz vergleichsweise oft ausfällt ($\lambda_{BA} = 1,13 \text{ 1/a}$) bzw. in den eingeschränkten Betrieb übergeht ($\lambda_{BE} = 0,53 \text{ 1/a}$) und DEA somit häufig durch Vorgabe einer Rückfallposition abgeregelt werden, ergeben sich in der Netzvariante „FB 0“ die höchsten Werte bei der *Häufigkeit von Einspeisedefiziten*.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der *mittleren Dauer von Einspeisedefiziten*. Auch hier steigen die Werte bei Einsatz von SGT tendenziell an. Zum einen, da DEA bei einer spannungsbedingten Schutzauslösung für die gesamte Dauer einer Fehlerkombination vom Stromnetz getrennt werden. Zum anderen durch Situationen, in denen DEA durch vorgegebene Rückfallpositionen oder aufgrund von Netzengpässen in fehlerbedingten Netzzuständen nicht mit ihrer maximalen Leistung einspeisen können. Auffällig ist, dass die DEA in dem MS-Netz nicht von einem automatisierten Wiederversorgungsprozess (DEM+FDIR) profitieren. Der Grund liegt darin, dass die DEA nicht (n-1)-sicher angeschlossen sind und daher im Rahmen von Wiederversorgungsmaßnahmen häufig abgeregelt werden müssen, um einen zulässigen Netzzustand zu erzielen. Bei der Variante „SUW K3+DEM“ zeigen sich zwischen einem als vollständig zuverlässig angenommenen DNA-System und unter Berücksichtigung der ermittelten Zuverlässigkeitskenndaten des DNA-Systems deutliche Unterschiede. Wird das DNA-System als vollständig zuverlässig angenommen, befindet sich diese Zuverlässigkeitskenngröße auf dem Niveau der Variante „SUW K2“. Dieses liegt an dem umgesetzten konsekutiven Regelungsmodell des DNA-Systems, wodurch die ansteuerbaren DEA nur in vergleichsweise wenigen fehlerbedingten Netzzuständen abgeregelt werden müssen. Werden die ermittelten Zuverlässigkeitskenndaten für das DNA-System berücksichtigt, so kommt es zu einem deutlichen Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße, da die DEA aufgrund der Vorgabe von Rückfallpositionen häufiger und über einen längeren Zeitraum abgeregelt werden.

Bei der *Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten* ergeben sich für die beiden DEA ähnliche Effekte wie bei den zuvor beschriebenen Zuverlässigkeitskenngrößen.

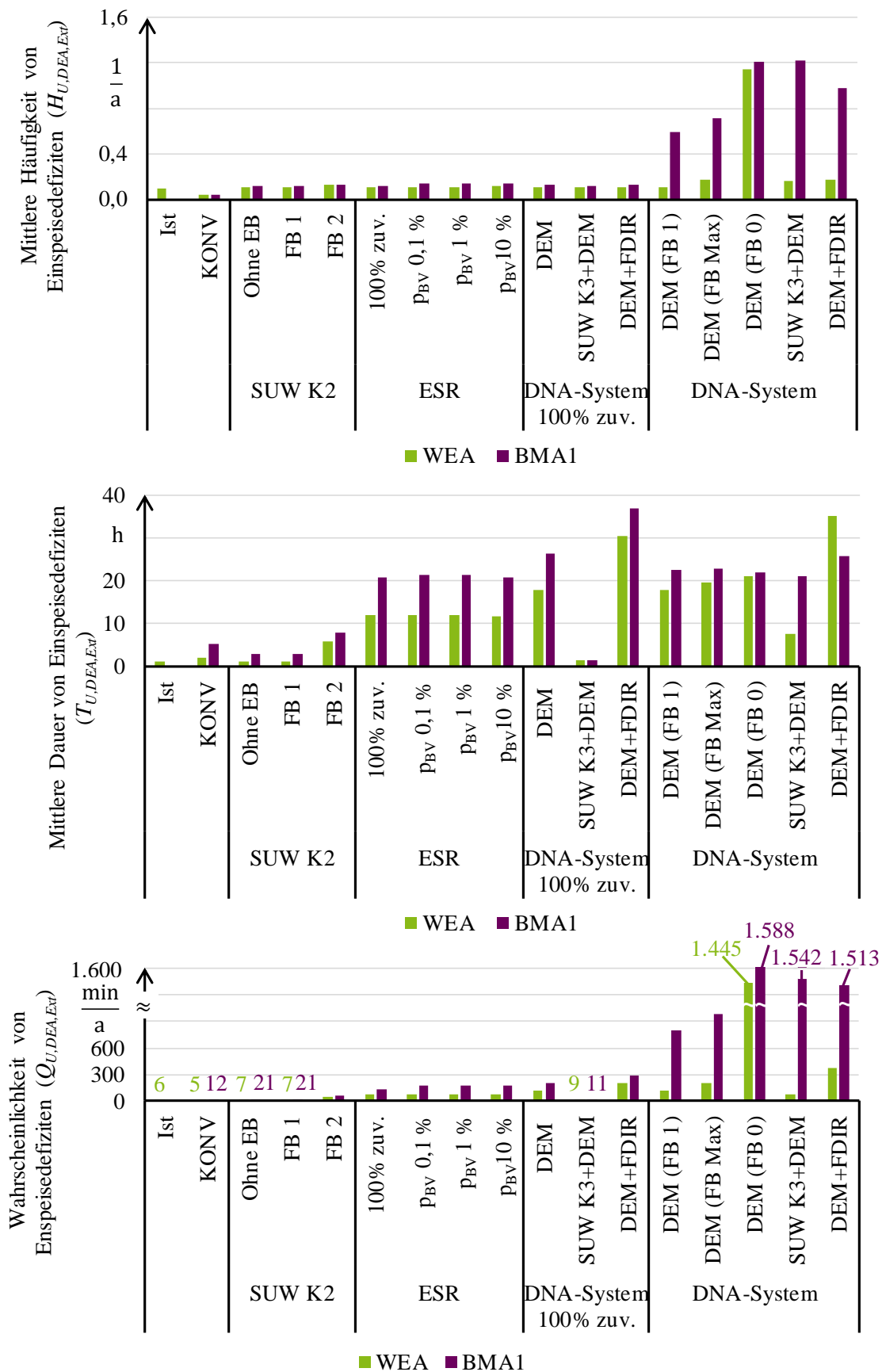


Abbildung 6-6: Häufigkeit, mittlere Dauer und Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten aufgrund extrinsischer Ursachen für zwei ausgewählte DEA in dem MS-Netz in Szenario S_{ZA} (die BMA 1 ist im Ist-Netz nicht vorhanden, weswegen hierzu auch keine Zuverlässigkeitskenngrößen vorliegen)

Abbildung 6-7 zeigt die *bezogene nicht einspeisbare Energie* ($e_{U,DEA}$), also der Anteil der nicht einspeisbaren Energie im Verhältnis zur maximal einspeisbaren Jahresenergiemenge, für die WEA und BMA 1. Zu Vergleichszwecken ist zusätzlich der Anteil der abgeregelten Energie in fehlerfreien Netzzuständen bei Umsetzung eines DEM dargestellt. Dieser Anteil liegt mit $e_{U,WEA,0} = 2,8 \%$ (WEA) und $e_{U,BMA1,0} = 1,8 \%$ (BMA 1) unterhalb der maximal zulässigen Grenze von $e_{lim,max,DEA} = 3 \%$ (vgl. Abschnitt 2.5). Wird zudem eine direkte Spannungsregelung (SUW K3+DEM) umgesetzt, werden diese ausschließlich in fehlerbedingten Netzzuständen abgeregelt.

Die Werte für den auf extrinsische Ursachen zurückzuführenden Anteil sind oberhalb der Balken dargestellt und liegen bei der WEA bei maximal $e_{U,WEA,Ext} = 0,16 \%$ und bei der BMA 1 bei maximal $e_{U,BMA1,Ext} = 0,33 \%$. Unterschiede zwischen der BMA 1 und der WEA resultieren wiederum aus dem unterschiedlichen Einspeiseverhalten und den topologischen Gegebenheiten in dem MS-Netz. Dieses hat unter anderem zufolge, dass an dem Netzverknüpfungspunkt der BMA vermehrt obere Spannungsbandverletzungen auftreten und daraus spannungsbedingte Schutzauslösungen resultieren. Insbesondere bei Einsatz eines DNA-Systems ergibt sich ein vergleichsweise hoher extrinsischer Anteil, wenn als Rückfallposition eine vollständige Abregelung der DEA (FB 0) umgesetzt wird. Der Anteil der Zuverlässigkeitskenngröße, welcher auf intrinsische Ursachen zurückzuführen ist, beträgt bei der WEA $e_{U,WEA,Int} = 0,33 \%$ und bei der BMA 1 $e_{U,BMA1,Int} = 0,53 \%$. Damit liegen die Werte der intrinsischen Ursachen oberhalb der Werte extrinsischer Ursachen.

Durch den Einsatz von SGT kommt es, im Vergleich zu der Variante KONV, tendenziell zu mehr Einspeisedefiziten der DEA. Bezogen auf die einspeisbare Jahresenergiemenge ist der Beitrag der SGT jedoch vergleichsweise gering, wenn bei der Umsetzung eines DEM geeignete Rückfallpositionen für die DEA vorgegeben werden. In den aufgezeigten Analysen sollte als Rückfallposition „FB Max“ bevorzugt werden, da dieses bei beiden DEA zu dem geringsten Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße führt.

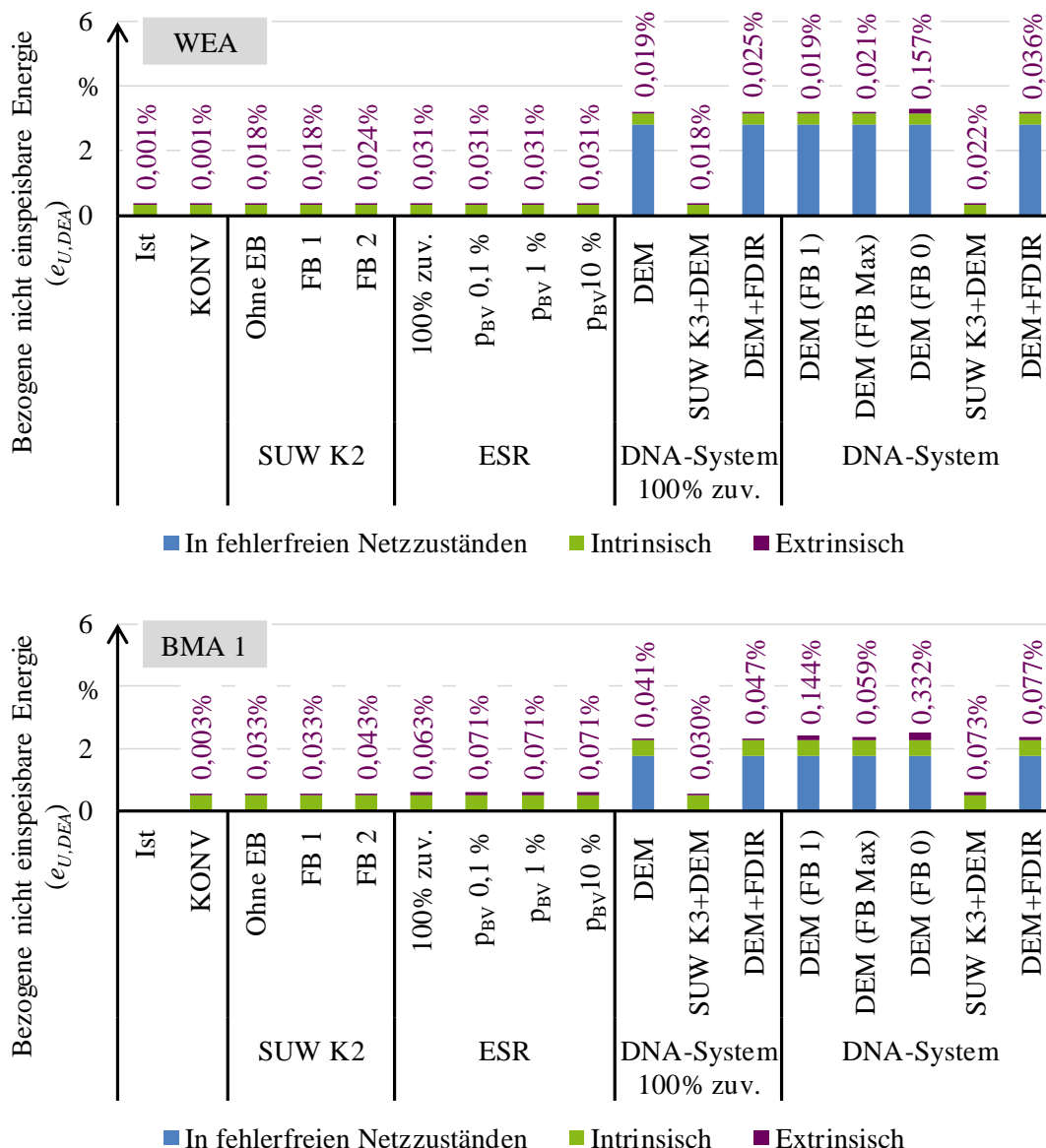


Abbildung 6-7: Bezogene nicht einspeisbare Energie für zwei ausgewählte DEA in dem MS-Netz in Szenario S_{ZA} (die BMA 1 ist im Ist-Netz nicht vorhanden, weswegen hierzu auch keine Zuverlässigkeitskenngrößen vorliegen)

Abbildung 6-8 zeigt den $ASIDI_{DEA,Ext}$, welcher für das gesamte MS-Netz berechnet wurde. Für das Ist-Netz als auch für die Netzvarianten KONV und SUW K2 ergeben sich ähnliche Werte, welche mit den Werten des $ASIDI$ aus Abbildung 6-4 vergleichbar sind. Wird das DNA-System als vollständig zuverlässig angenommen, ergibt sich in der Variante „SUW K3+DEM“ die geringste mittlere Nichtverfügbarkeit von DEA. In dem Fall können spannungsbedingte Schutzauslösungen vollständig vermieden werden und es erfolgt zudem keine Abregelung der DEA durch vorgegebene Rückfallpositionen. Hingegen kommt es bei Einsatz eines ESR oder bei einem als nicht vollständig zuverlässig angenommenen DNA-System zu einem deutlichen Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße. So sind in dem Netzbereich, in dem die Netzausbaumaßnahmen umgesetzt werden, ein erheblicher Teil (etwa 1/3) der gesamten installierten Leistung aller DEA in dem MS- und unterlagerten NS-Netzen angeschlossen.

Dadurch gehen die zuvor gezeigten Effekte mit einer hohen Gewichtung in den $ASIDI_{DEA,Ext}$ ein. Bei Einsatz eines DNA-Systems und insbesondere bei Vorgabe der Rückfallposition „FB 0“ ergeben sich, wie auch zuvor bei den anlagenbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen gezeigt, die höchsten Werte.

Im Vergleich dazu beträgt der auf intrinsische Ursachen zurückzuführender Anteil zwischen $ASIDI_{DEA,Int} = 996$ min/a im Ist-Netz und $ASIDI_{DEA,Int} = 1.030$ min/a in den jeweiligen Zielnetzen. Werden die intrinsischen und extrinsischen Anteile am $ASIDI_{DEA}$ gegenübergestellt, so wird deutlich, dass intrinsische Ursachen den absolut dominierenden Anteil ausmachen. Eine grafische Auswertung findet sich im Anhang in Abbildung 12-2. Somit ist der Einfluss von SGT zwar ersichtlich, relativiert sich vor diesem Hintergrund jedoch erheblich.

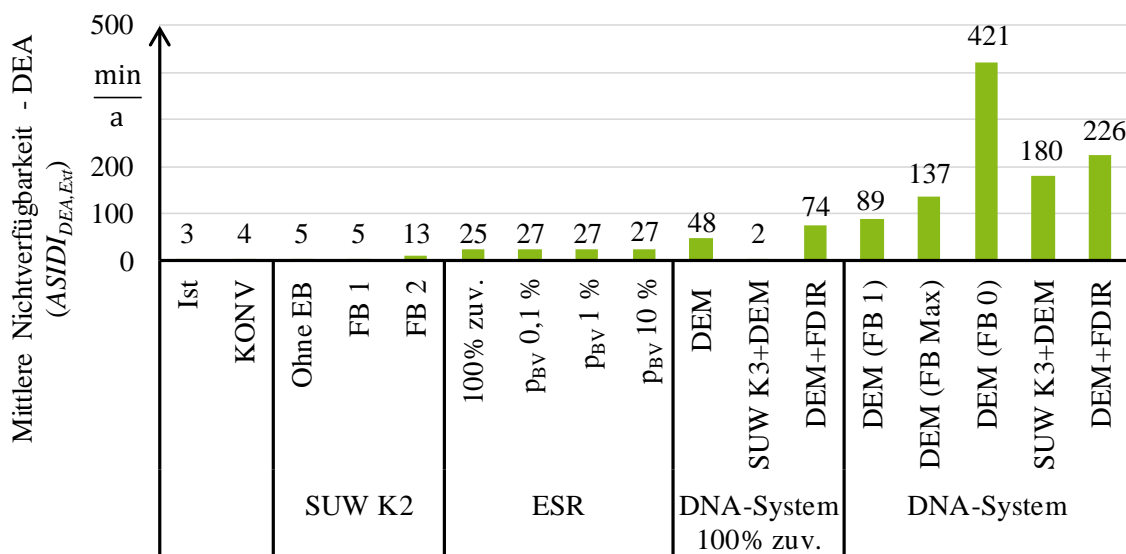


Abbildung 6-8: Mittlere Nichtverfügbarkeit der DEA aufgrund extrinsischer Ursachen für das MS-Netz im Szenario Sz_A

Zwischenfazit

Die wichtigste Erkenntnis ist, dass sich die NAK unter Berücksichtigung eines Einsatzes von SGT gegenüber einem ausschließlich konventionellen Netzausbau in erheblichem Umfang und bei vergleichbarer Versorgungszuverlässigkeit reduzieren lassen. Sofern mithilfe eines DNA-Systems automatisierte Wiederversorgungsprozesse umgesetzt werden, kann die Versorgungszuverlässigkeit für (einzelne) Lasten sogar erheblich verbessert werden.

Die Einspeisezuverlässigkeit nimmt bei Einsatz von SGT gegenüber einem ausschließlich konventionellen Netzausbau tendenziell ab. Zum einen aufgrund eines Anstiegs spannungsbedingter Schutzauslösungen und zum anderen durch die Begrenzung der Einspeiseleistung durch Rückfallpositionen bei Einsatz eines DNA-Systems. Im Vergleich zu intrinsischen Ursachen tragen extrinsische Ursachen, darunter auch die Auswirkungen von SGT, insgesamt aber nur zu einem geringen Anteil an den Zuverlässigkeitskenngrößen der DEA bei.

6.5 Suburbanes Niederspannungsnetz

Das betrachtete NS-Netz besteht aus zwei Netzbereichen, welche über offene Trennstellen voneinander separiert sind und über je einen ONT versorgt werden. In einem begrenzten Umfang bestehen somit Möglichkeiten zur Durchführung von Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung. An den Abgängen der NS-Hauptverteilung und an den KVS befinden sich NH-Sicherungen, wodurch wie in Abschnitt 3.3.4.2 beschrieben, eine entsprechende Selektivität im Fehlerfall erreicht wird. Die wesentlichen Netzstrukturdaten des NS-Netzes sind in Tabelle 6-3 aufgeführt.

Tabelle 6-3: Ausgewählte Netzstrukturdaten des NS-Netzes

Installierte ONT-Leistung	Gesamt-leitungslänge	Verkabelungs-grad	Anzahl Hausanschlüsse	Anzahl KVS
1 x 630 kVA 1 x 250 kVA	5.667 m	99,8 %	126	8

6.5.1 Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Für das NS-Netz beschränken sich die nachfolgenden Betrachtungen ausschließlich auf das Szenario S_{ZA} , da in diesem Szenario eine gute Eignung von SGT zur Behebung von Grenzwertverletzungen in fehlerfreien Netzzuständen gegeben ist. Tabelle 6-4 gibt eine Übersicht über die regionalisierten Last- und Einspeisewerte für das Szenario S_{ZA} . Neben der maximalen Ladeleistung ist auch die dazugehörige Anzahl der ePkw in Klammern angegeben. Die Haushaltslasten werden als unverändert angenommen.

Tabelle 6-4: Übersicht über die maximale Last und installierte DEA-Leistung in dem NS-Netz im Szenario S_{ZA}

Last/DEA	Ein-heit	Ist (2018)	S_{ZA} (2030)	S_{ZA} (2050)
Maximale Haushalts- und Gewerbelast		239	239	239
Maximale Ladeleistung (ePkw)		0 ($\cong 0$ ePkw)	110 ($\cong 10$ ePkw)	275 ($\cong 25$ ePkw)
Installierte Leistung der PVA	kW	230	395	619
Installierte Leistung der BMA		0	73	73
Summe Last		239	349	514
Summe DEA		230	468	692

6.5.2 Netzausbauvarianten

Insbesondere durch die Zunahme der Einspeiseleistung treten sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2050 vereinzelt Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen im Szenario S_{ZA} auf. Die umgesetzten Netzausbauvarianten für dieses Netz werden im Folgenden beschrieben. Im Anhang in Abschnitt 12.7 sind die Netzausbauvarianten zudem grafisch dargestellt. Die näher untersuchten Lasten und DEA sind dort hervorgehoben.

- **KONV:** In dieser Variante erfolgt die Beseitigung von identifizierten Grenzwertverletzungen ausschließlich mit konventionellen Betriebsmitteln. Bis zum Jahr 2050 werden in der Summe rund $l = 0,80$ km bestehende Leitungen gegen Kabel des Typs PVC 240 mm² getauscht.
- **RONT:** Zur Behebung von Spannungsbandverletzungen wird der bestehende ONT in der ONS 2 durch einen rONT mit einer Regelbandbreite von $\pm 10 \% \cdot U_n$ ersetzt. In Ergänzung werden bis zum Jahr 2050 rund $l = 0,33$ km Leitungen gegen Kabel des Typs PVC 240 mm² getauscht.
- **ESR:** Um lokal auftretende obere Spannungsbandverletzungen an den Standorten der PVA 2 und PVA 1 bzw. BMA zu beheben, werden zwei ESR eingesetzt (ESR 1, ESR 2). Analog zum rONT werden zudem rund $l = 0,34$ km Leitungen gegen Kabel des Typs PVC 240 mm² getauscht. Da es bei einer auftretenden Spannungsbandverletzung erheblich kostengünstiger ist, diese mit konventionellen Maßnahmen zu beheben als einen dritten ESR einzusetzen, ergibt sich gegenüber dem Einsatz eines rONT eine geringfügig höhere verlegte Leitungslänge.
- **DNA-System (DEM):** Bei dieser Variante wird durch den Einsatz eines DNA-Systems ein DEM realisiert, um vier DEA (PVA 1, PVA 2, PVA 3, BMA) im Bedarfsfall abregeln zu können. Strom- und Spannungsmesswerte werden an den Abgängen der NS-Hauptverteilung innerhalb der ONS 2 und an dem KVS 6 durch Messeinheiten erfasst. Zusätzlich wird an dem Standort der PVA 1 bzw. BMA eine Kombination aus einer Mess- und Ansteuerungseinheit eingesetzt um sowohl die DEA anzu steuern als auch Messwerte für die Netzzustandserfassung ermitteln zu können. Ergänzend werden die PVA 2 und PVA 3 jeweils mit einer Ansteuerungseinheit ausgerüstet. Ähnlich wie bei dem Einsatz eines rONT oder ESR werden bis zum Jahr 2050 zudem etwa $l = 0,30$ km Leitungen gegen Kabel des Typs PVC 240 mm² getauscht.

Kostenbewertung

In Abbildung 6-9 werden die resultierenden NAK mit Einsatz von SGT in das Verhältnis zu den NAK der Netzausbauvariante KONV gesetzt. Zur besseren Einordnung ist zudem der BW der NAK für die Variante KONV im Jahr 2018 angegeben. Die NAK können durch den Einsatz von SGT im Durchschnitt etwa um die Hälfte reduziert werden. Zwischen den SGT ergeben sich nur geringe Unterschiede hinsichtlich der genauen Höhe der Kostenersparnis. Die kostengünstigste Variante stellt den Einsatz der beiden ESR dar. In dem Fall wird mit je $S_{r,ESR} = 110$ kVA eine vergleichsweise geringe Bemessungsscheinleistung der ESR benötigt, wodurch die dazugehörigen Kosten der ESR ebenfalls gering ausfallen. Gleichzeitig werden die konventionellen NAK um 45 % reduziert. Um den maximal zulässigen Wert der jährlich abgeregelten Energie nicht zu überschreiten, müssen bei einem DNA-System im Stützjahr 2030 ergänzende konventionelle Maßnahmen in einem höheren Umfang erfolgen, als dieses bei Einsatz eines rONT oder ESR erforderlich ist. Dieses führt zu etwas höheren konventionellen NAK.

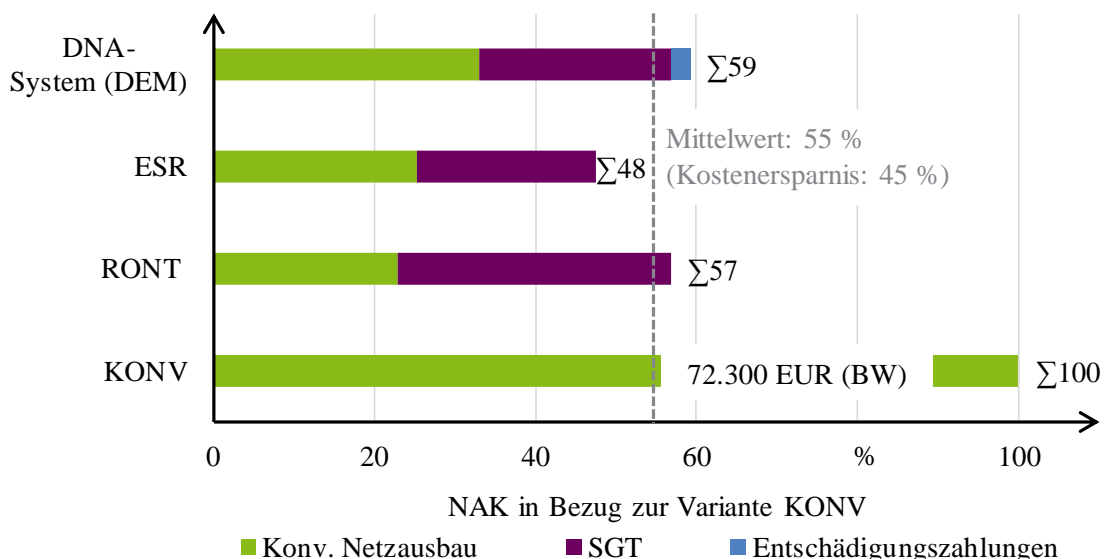


Abbildung 6-9: Relative NAK im Verhältnis zur Variante KONV für das NS-Netz im Szenario S_{ZA}

6.5.3 Zuverlässigkeitsberechnungen

Bei den Zuverlässigkeitsberechnungen werden zehn repräsentative NNS betrachtet [142]. Die Spannung an dem Slack-Knoten wird in Abhängigkeit der repräsentativen NNS zwischen $U / U_n = 96$ % und $U / U_n = 107$ % variiert, um den Worst-Case hinsichtlich des maximalen und minimalen Spannungswertes an der MS-Sammelschiene zu entsprechen. Bei Einsatz des rONT beträgt die wahrscheinlichste Regelstufe in fehlerfreien Netzzuständen $\varphi_{st} = 1$, wodurch die Nennspannung um $\Delta U = + 2,5$ % $\cdot U_n$ auf der NS-Seite angehoben wird. Bei Umsetzung eines DEM entspricht die Variante „FB Max“ in dem konkreten NS-Netz der Rückfallposition $f_{FB,DEA} = 0,6$.

Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit

Abbildung 6-10 zeigt die Zuverlässigkeitskenngrößen für drei ausgewählte Lasten (Last 1, Last 2, Last 3) in dem NS-Netz, bei denen sich unterschiedliche Auswirkungen zwischen den Netzvarianten zeigen. Während Last 1 und Last 2 in einem gemeinsamen Strahl angeschlossen sind, ist Last 3 in einem separaten Strahl angeschlossen (in unmittelbarer Nähe zu KVS 6). Aufgrund der damit verbundenen unterschiedlichen Schutzauslösebereiche und Wiederversorgungsmöglichkeiten ergeben sich für Last 1 und Last 2 in allen Netzvarianten jeweils ähnliche und für Last 3 deutlich geringere Zuverlässigkeitskenngrößen. Bei allen drei Lasten kann der leichte Rückgang der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* bei einem ausschließlich konventionellen Netzausbau im Vergleich zum Ist-Netz durch den Austausch bestehender Papier-Masse Kabel durch PVC Kabel zurückgeführt werden. So weisen PVC Kabel gegenüber Papier-Masse Kabel eine deutlich geringere Fehlerrate auf (vgl. Tabelle 12-14). Der rONT oder das DNA-System selbst führen in allen Netzvarianten zu keiner relevanten Beeinflussung der Zuverlässigkeitskenngrößen.

Hingegen zeigen sich bei Einsatz eines ESR unterschiedliche Effekte. Sofern, wie hier angenommen, der ESR (beidseitig) durch NH-Sicherungen geschützt wird, können bestehende Schutzauslösebereiche verkleinert werden. In einem begrenzten Umfang profitiert Last 2 von diesem Effekt, da Betriebsmittelfehler zwischen dem ESR 1 und der Last 1 nicht mehr zu Versorgungsunterbrechungen von Last 2 führen. Ähnlich wie in dem MS-Netz gezeigt, kommt es auch in dem NS-Netz erst ab einer bedingten Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers in Höhe von $p_{BV} = 10\%$ zu einem sichtbaren Anstieg der *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen*. Deutlich wird dieses bei Last 1 und Last 3, da diese bei einem Ausfall des ESR 1 bzw. ESR 2 unmittelbar von einer Versorgungsunterbrechung betroffen sind. Die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* nimmt hingegen in dieser Variante für Last 1 etwas ab, da sich die Reparaturdauer eines ESR unterhalb der Reparaturdauer von NS-Kabeln, Hausanschlüssen und KVS befindet. Für Last 3 steigt diese Zuverlässigkeitskenngröße hingegen leicht an. So ist eine Wiederversorgung dieser Last durch Schaltmaßnahmen nach $T_{Schalt} = 0,75$ h im Vergleich zu Last 1 und Last 2 wesentlich häufiger möglich. Bei einem Ausfall des ESR 2 kann diese erst nach Ablauf der Reparaturdauer wiederversorgt werden.

Bei der *Nichtverfügbarkeit* ergeben sich für die drei Lasten ähnliche Effekte wie bei den zuvor gezeigten Zuverlässigkeitskenngrößen.

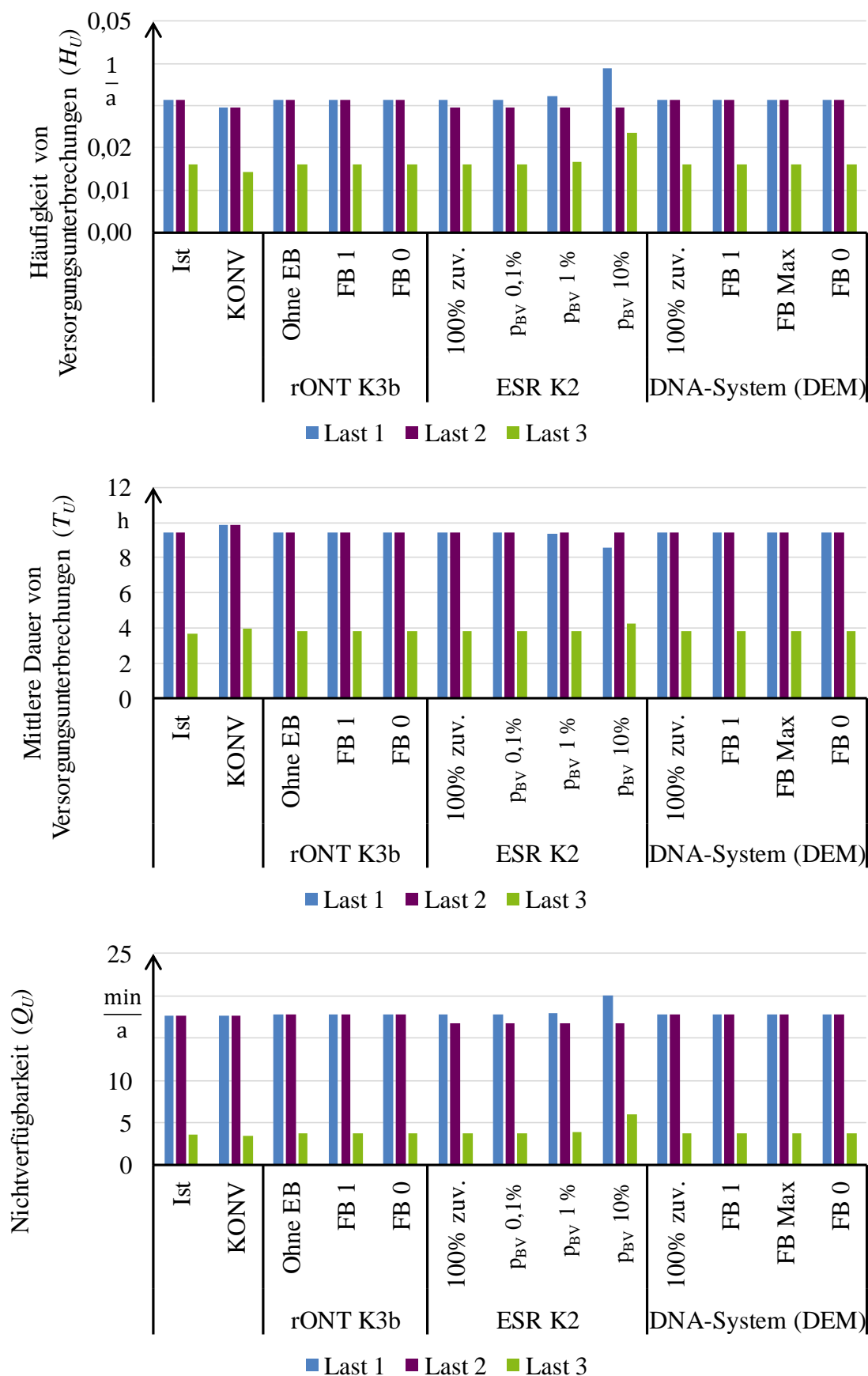


Abbildung 6-10: Häufigkeit und mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen sowie die Nichtverfügbarkeit für drei ausgewählte Lasten im NS-Netz im Szenario Sz₄

In Abbildung 6-11 ist der *SAIDI* für das gesamte NS-Netz dargestellt. Es zeigen sich zwischen den Netzvarianten nur sehr geringe Unterschiede. Zum einen, weil die grundsätzliche Topologie des NS-Netzes in allen Netzvarianten beibehalten wird. Zum anderen lassen sich die zuvor gezeigten Effekte auf die drei Lasten (Last 1, Last 2, Last 3) nicht auf alle anderen Lasten innerhalb des NS-Netzes übertragen, da die Netzausbaumaßnahmen nur in einem lokal begrenzten Bereich des NS-Netzes umgesetzt werden. Ebenso befinden sich beide ESR jeweils am Ende eines Strahls, wodurch nur wenige Lasten bei einem Ausfall des ESR eine Versorgungsunterbrechung erleiden. Aus diesem Grund sind die Auswirkungen eines bedingten Bypassversagers des ESR auf den *SAIDI* sehr gering.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass alle Netzvarianten hinsichtlich dieser Zuverlässigkeitskenngröße als gleichwertig zu betrachten sind.

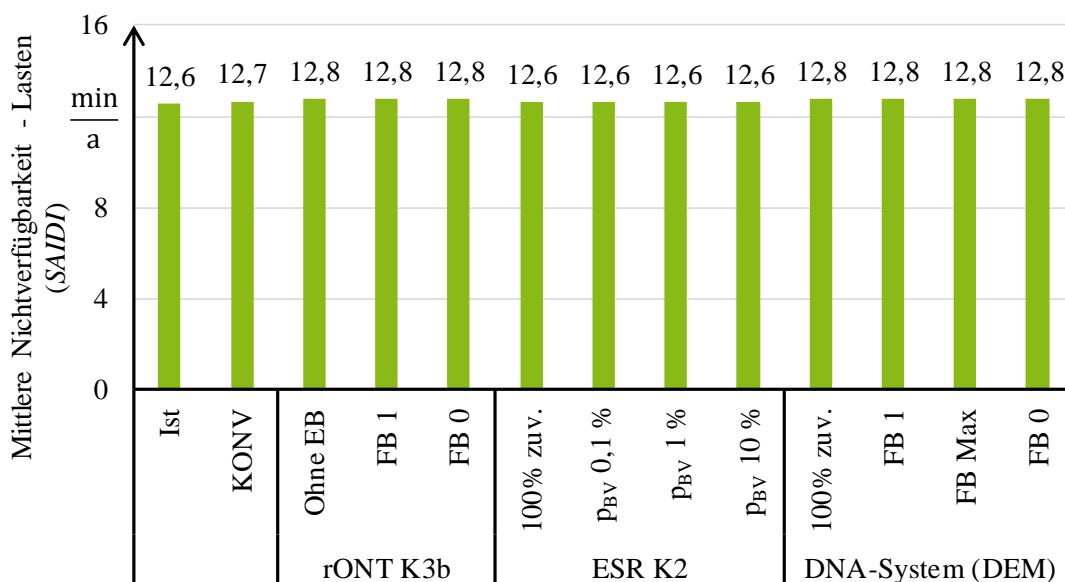


Abbildung 6-11: Mittlere Nichtverfügbarkeit der Lasten für das NS-Netz im Szenario *SzA*

Einfluss auf Grenzwertverletzungen

In Abbildung 6-12 sind die Häufigkeiten von auftretenden Grenzwertverletzungen in fehlerbedingten Netzzuständen dargestellt. Gegenüber dem MS-Netz (Abbildung 6-5) sind die Werte in dem NS-Netz wesentlich (etwa um Faktor 10) geringer. Diese Differenz kann dadurch erklärt werden, dass in dem MS-Netz eine hohe Leistung von WEA und BMA angeschlossen ist, hingegen in dem NS-Netz fast ausschließlich PVA angeschlossen sind. Das unterschiedliche Einspeiseverhalten der DEA-Technologien hat zu Folge, dass in dem NS-Netz NNS mit hoher Einspeisung erheblich seltener auftreten als in dem MS-Netz. In Verbindung mit einem Versagen der SGT oder bei durchzuführenden Schaltmaßnahmen sind einspeisebedingte Grenzwertverletzungen in dem MS-Netz deutlich wahrscheinlicher als in dem NS-Netz.

Im Vergleich zur Netzvariante KONV kommt es in dem NS-Netz durch den Einsatz von SGT hauptsächlich zu einem Anstieg von Spannungsbandverletzungen. Bei einem rONT bzw. ESR lässt sich dieses vornehmlich auf Situationen zurückführen, bei denen ein eingeschränkter Betrieb dieser Technologien vorliegt und somit keine bedarfsgerechte Anpassung der Regelstufe vorgenommen wird. Verbleibt der rONT in dem Zustand *Eingeschränkter Betrieb* in seiner wahrscheinlichsten Regelstufe (FB 1) wird die Spannung auf der NS-Seite gegenüber einem Verbleib in der mittleren Regelstufe (FB 0) angehoben. Erwartungsgemäß kommt es im ersten Fall zu einem Anstieg der *Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen* und zu einem leichten Rückgang der *Häufigkeit von unteren Spannungsbandverletzungen*.

Bei der Variante „DNA-System (DEM)“ lassen sich zwei wesentliche Effekte erkennen. Zum einen wird die *Häufigkeit von Betriebsmittelüberlastungen* durch die bedarfsgerechte Abregelung von DEA gegenüber dem Einsatz eines rONT oder ESR leicht reduziert. Zum anderen hängt die *Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen* bei Einsatz eines DNA-Systems erheblich von der Vorgabe der Rückfallposition der DEA ab. So kommt es in der Variante „FB 1“ zu einem Anstieg oberer Spannungsbandverletzungen. Werden hingegen, wie in den Varianten „FB Max“ oder „FB 0“, ausreichende Rückfallpositionen vorgegeben, kann ein Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße vermieden werden.

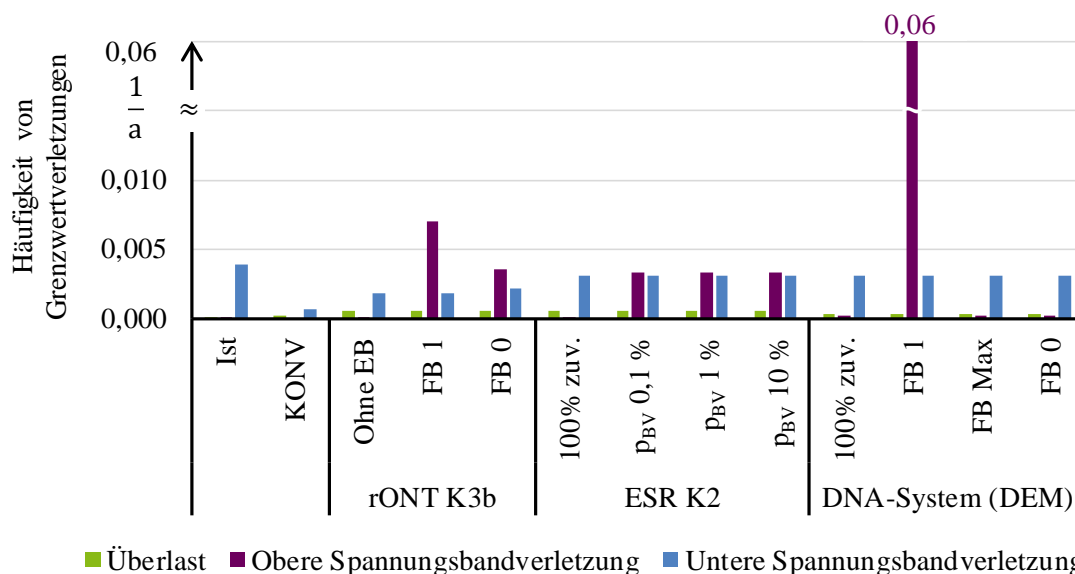


Abbildung 6-12: Häufigkeit von Grenzwertverletzungen für das NS-Netz im Szenario SzA

Einfluss auf die Einspeisezuverlässigkeit

In Abbildung 6-13 sind die Zuverlässigkeitskenngrößen von drei ausgewählten DEA (BMA, PVA 1, PVA 3) dargestellt, bei denen sich deutliche Effekte durch den Einsatz von SGT ergeben. Die Zuverlässigkeitskenngrößen beziehen sich ausschließlich auf extrinsische Ursachen. Die BMA ist in dem Ist-Netz noch nicht vorhanden, weswegen für diese ausschließlich in den Zielnetzen Zuverlässigkeitskenngrößen vorliegen.

Auffällig ist, dass sich bei der BMA sowohl bei der *Häufigkeit* als auch bei der *Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten* im Vergleich zu der PVA 1 deutlich höhere Werte ergeben, obwohl beide DEA an dem gleichen Netzanschlusspunkt angeschlossen sind. Dieser Effekt lässt sich auf das unterschiedliche Einspeiseverhalten von PVA und BMA zurückführen. So speisen BMA im Vergleich zu PVA in deutlich mehr NNS mit hoher Leistung in das Stromnetz ein. Dies hat zur Folge, dass bei BMA auch häufiger Situationen eintreten, bei denen diese aufgrund fehlerbedingter Netzzustände nicht mit ihrer maximalen Leistung einspeisen können und Einspeisedefizite resultieren. Unterschiede zwischen der PVA 1 und PVA 3 lassen sich, ähnlich wie bei Last 1 und Last 3, auf topologische Gegebenheiten in dem NS-Netz zurückführen.

Bei Einsatz eines rONT lässt sich der Zusammenhang zwischen der *Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen* und den damit verbundenen Auswirkungen auf die Zuverlässigkeitskenngrößen von DEA gut erkennen. Im Vergleich zu den Varianten „Ohne FB“ und „FB 0“ kommt es in der Variante „FB 1“ aufgrund spannungsbedingter Schutzauslösungen zu einem Anstieg aller dargestellten Zuverlässigkeitskenngrößen. Bei Einsatz eines ESR zeigt sich, wie auch bei den Zuverlässigkeitskenngrößen der Lasten, dass erst eine bedingte Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers in Höhe von $p_{BV} = 10\%$ mit erkennbaren Auswirkungen auf die Zuverlässigkeitskenngrößen verbunden ist. Andernfalls sind diese mit denen des Ist-Netzes bzw. mit denen der Variante KONV vergleichbar.

Bei Einsatz eines DNA-Systems kommt es im Vergleich zu den restlichen Netzvarianten zu einem deutlichen Anstieg der dargestellten Zuverlässigkeitskenngrößen. Wie auch bei dem MS-Netz verfügt das DNA-System im Vergleich zu den restlichen SGT über eine geringere Zuverlässigkeit. Da alle drei DEA durch das DNA-System angesteuert werden können, führt ein Versagen des DNA-Systems auch häufig zu einer negativen Beeinflussung dieser DEA. Es ergibt sich eine starke Abhängigkeit der vorgegebenen Rückfallposition auf die Zuverlässigkeitskenngrößen. Erfolgt als Rückfallposition keine Begrenzung der Einspeiseleistung (FB 1) kommt es, wie auch beim ESR und rONT, zwar zu spannungsbedingten Schutzauslösungen an betroffenen DEA. Da allerdings ein zeitgleiches Auftreten einer NNS mit hoher Einspeisung der DEA und ein Versagen des DNA-Systems sehr selten ist, kommt es bei Vorgabe dieser Rückfallposition nur zu einem geringen Anstieg der *Häufigkeit von Einspeisedefiziten*.

Im Vergleich dazu ist der hohe Anstieg der Zuverlässigkeitskenngrößen in den Varianten „FB 0“ und „FB Max“ auf die häufig verbundene Abregelung der DEA in Zeitpunkten zurückzuführen, in denen diese nicht durch das DNA-System angesteuert werden können. Bei der BMA wirkt sich eine vollständige Abregelung (FB 0) besonders drastisch aus, da diese in deutlich mehr NNS mit hoher Leistung in das Netz einspeist als die PVA. Verstärkend kommt hinzu, dass diese gemäß dem Vorgehen aus Abschnitt 4.5, häufiger bei einem vorliegenden eingeschränkten Betrieb des DNA-Systems als nicht ansteuerbar gilt und die Leistung dadurch in mehr Fällen auf den Wert der Rückfallposition begrenzt wird.

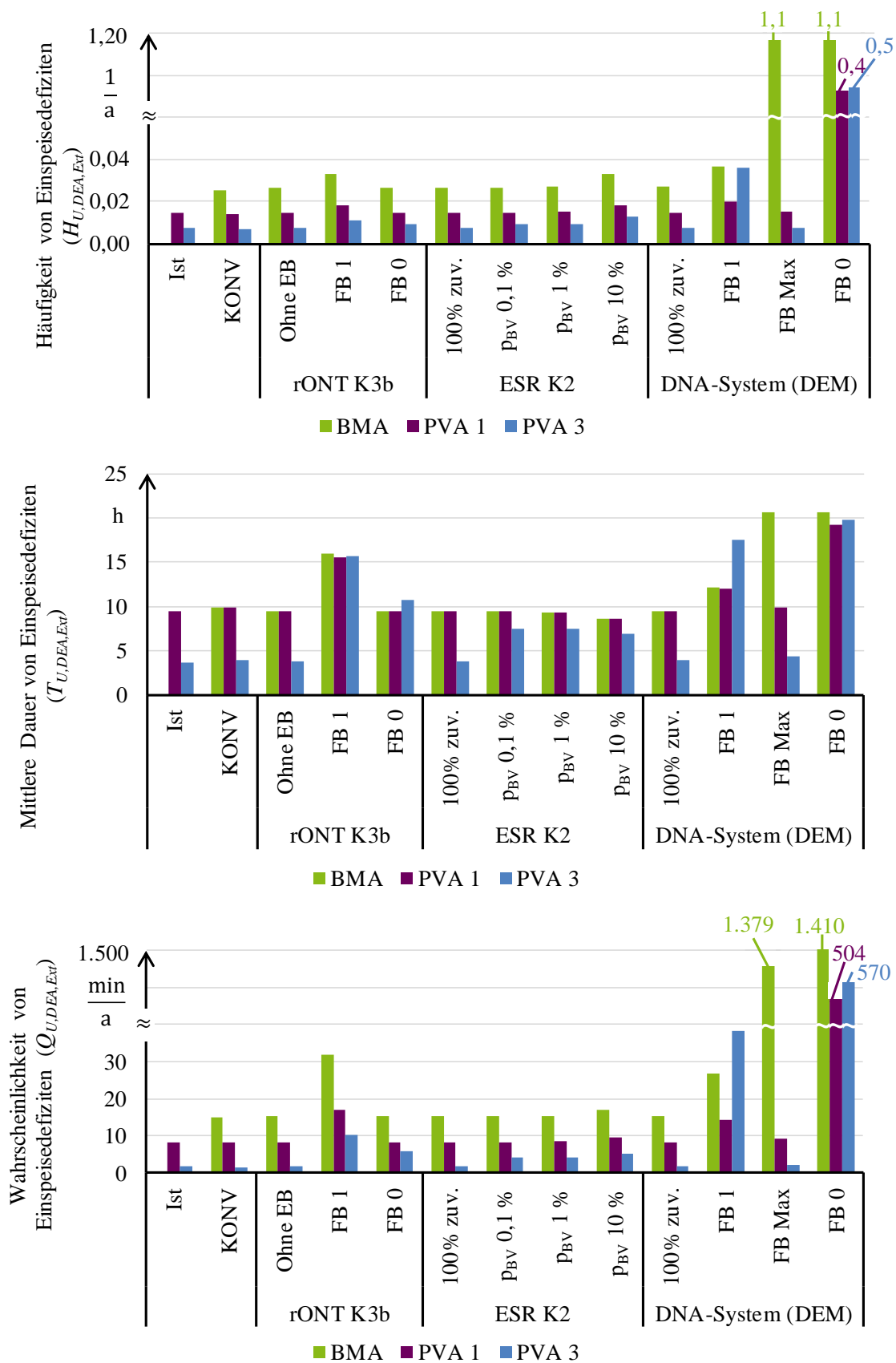


Abbildung 6-13: Häufigkeit, mittlere Dauer und Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten aufgrund extrinsischer Ursachen für drei ausgewählte DEA in dem NS-Netz in Szenario S_{ZA} (die BMA ist im Ist-Netz nicht vorhanden, weswegen hierzu auch keine Zuverlässigkeitskenngrößen vorliegen)

Abbildung 6-7 zeigt die *bezogene nicht einspeisbare Energie* ($e_{U,DEA}$), für die BMA, PVA 1 und PVA 3. Zu Vergleichszwecken ist zusätzlich der Anteil der abgeregelten Energie in fehlerfreien Netzzuständen bei Umsetzung eines DEM dargestellt. Dieser Anteil fällt bei der PVA 3 mit maximal $e_{U,PVA3,0} = 2,4 \%$ am höchsten aus und befindet sich etwas unterhalb der maximal zulässigen Grenze von $e_{lim,max,DEA} = 3 \%$ (vgl. Abschnitt 2.5). Zudem erfolgt eine Differenzierung in intrinsische und extrinsische Ursachen.

Der Beitrag aufgrund extrinsischer Ursachen ist für die PVA 1 und PVA 3 mit etwa $e_{U,PVA1,PVA3,Ext} = 0,03 \%$ in allen Netzvarianten verschwindend gering. Davon abweichend kommt es in der Variante „DNA-System (DEM)“ bei der BMA zu einem deutlichen Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße. Der Anteil aufgrund extrinsischer Ursachen liegt in diesem Fall im Bereich zwischen $e_{U,BMA,Ext} = 0,004 \%$ bei einem als vollständig zuverlässig angenommenen DNA-System (100 % zuv.) und etwa $e_{U,BMA,Ext} = 0,3 \%$ in der Variante „FB 0“. Bei diesem Ergebnis ergibt sich eine gute Übereinstimmung mit den zuvor dargestellten Zuverlässigkeitskenngrößen aus Abbildung 6-13. Unterschiede zwischen den DEA-Technologien sind ebenfalls auf das unterschiedliche Einspeiseverhalten dieser als auch auf die topologischen Gegebenheiten in dem NS-Netz zurückzuführen.

Insgesamt lässt sich anhand dieser Ergebnisse folgern, dass der Einfluss von SGT auf DEA grundsätzlich gegeben ist. In Relation zu dem Anteil der nicht einspeisbaren Energie, welcher auf intrinsische Ursachen zurückzuführen ist bzw. der abgeregelten Energie in fehlerfreien Netzzuständen, ist der Umfang jedoch stark begrenzt.

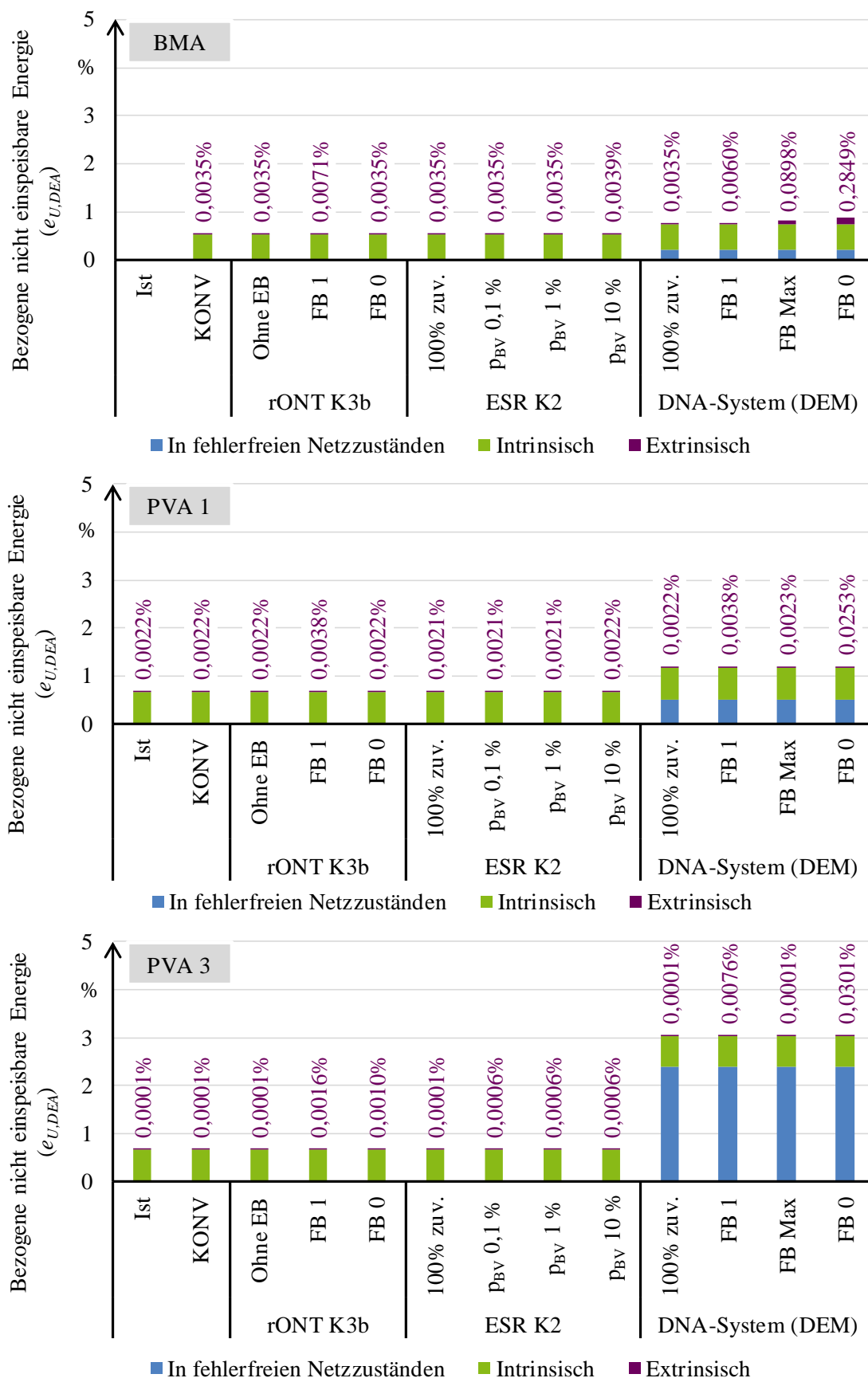


Abbildung 6-14: Bezugene nicht einspeisbare Energie für drei ausgewählte DEA in dem NS-Netz in Szenario S_{ZA} (die BMA ist im Ist-Netz nicht vorhanden, weswegen hierzu auch keine Zuverlässigkeitskenngrößen vorliegen)

In Abbildung 6-15 ist der $SAIDI_{DEA,Ext}$ für das gesamte NS-Netz dargestellt. Im Vergleich dazu beträgt der intrinsische Anteil zwischen $SAIDI_{DEA,Int} = 568 \text{ min/a}$ im Ist-Netz bzw. $SAIDI_{DEA,Int} = 607 \text{ min/a}$ in den Zielnetzen und liegt somit weit über den Werten des $SAIDI_{DEA,Ext}$. Eine grafische Gegenüberstellung findet sich im Anhang in Abbildung 12-3.

Der Einsatz eines rONT oder ESR hat nur einen sehr geringen Einfluss auf den $SAIDI_{DEA,Ext}$. Einerseits kommt es bei oberen Spannungsbandverletzungen nur in sehr seltenen Situationen an wenigen DEA zu schutzbedingten Auslösungen. Andererseits ist der Ausfall eines ESR, wie zuvor auch bei dem $SAIDI$ (Abbildung 6-11) gezeigt, sehr selten und bleibt zudem räumlich begrenzt.

Bei Einsatz des DNA-Systems hängt der Einfluss auf den $SAIDI_{DEA,Ext}$ wesentlich von den vorgegebenen Rückfallpositionen der DEA ab. In der Variante „FB 1“ kommt es zu einem moderaten Anstieg des $SAIDI_{DEA,Ext}$, da nur einzelne DEA in wenigen Situationen von spannungsbedingten Schutzauslösungen betroffen sind. Wird hingegen als Rückfallposition eine vollständige Abregelung der DEA (FB 0) umgesetzt, so führt dieses zu einem deutlichen Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße. Da das DNA-System über eine vergleichsweise geringe Zuverlässigkeit verfügt, werden DEA bei Vorgabe dieser Rückfallposition häufig in Situationen vollständig abgeregelt, in denen keine Notwendigkeit einer Abregelung zur Einhaltung technischer Randbedingungen gegeben ist. Im Vergleich zu der Rückfallposition „FB 0“ führt die Rückfallposition „FB Max“ zu einem Rückgang des $SAIDI_{DEA,Ext}$, da die DEA bei einem Versagen des DNA-Systems nur noch dann abgeregelt werden, wenn diese auch über eine vergleichsweise hohe Einspeiseleistung verfügen.

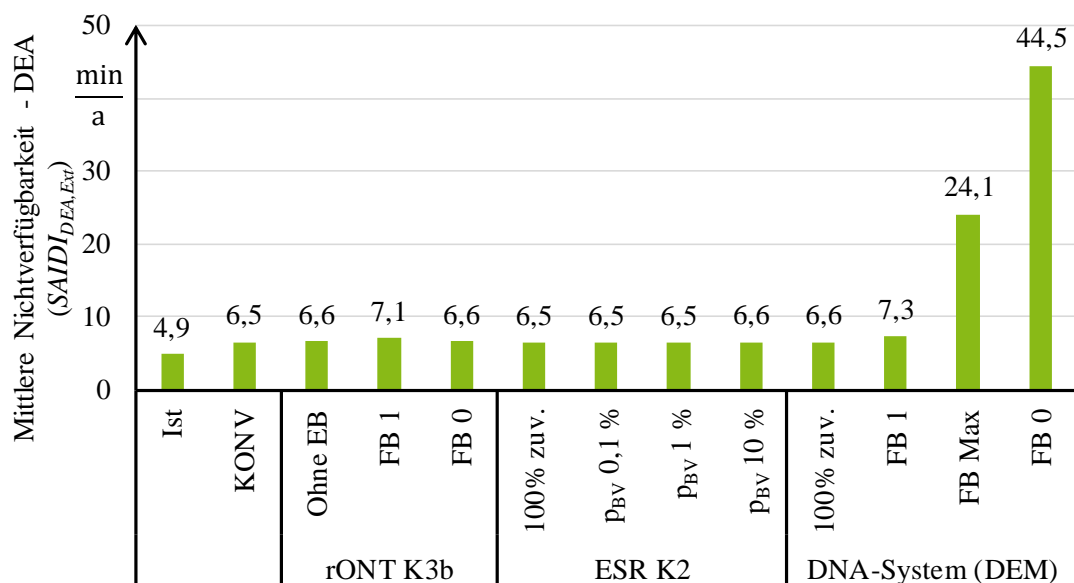


Abbildung 6-15: Mittlere Nichtverfügbarkeit der DEA aufgrund extrinsischer Ursachen für das NS-Netz im Szenario S_{ZA}

Zwischenfazit

Die Ergebnisse für das NS-Netz stützen die bisherigen Erkenntnisse aus dem MS-Netz. Hier kann ebenso festgehalten werden, dass die NAK durch den Einsatz von SGT im Vergleich zu einem ausschließlich konventionellen Netzausbau im Durchschnitt um etwa die Hälfte und damit deutlich reduziert werden können. Der Einfluss von SGT auf die Versorgungszuverlässigkeit ist hingegen gering und mit der eines ausschließlich konventionellen Netzausbaus vergleichbar.

Der Einsatz von SGT kann zwar zu einem Anstieg von Spannungsbandverletzungen führen. Allerdings befindet sich die Häufigkeit, mit der es zu unteren Spannungsbandverletzungen kommt, in einem geringen und tolerierbaren Bereich. Ein Anstieg der *Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen* hat zwar zu Folge, dass sich DEA häufiger vom Stromnetz trennen und somit Einspeisedefizite vorliegen. In dem NS-Netz reduzieren diese Ereignisse jedoch nur zu einem sehr geringen Anteil die maximal einspeisbare Jahresenergiemenge einzelner DEA. Bei Einsatz eines DNA-Systems kommt der Vorgabe geeigneter Rückfallposition für DEA eine erhebliche Bedeutung zu. Einerseits um Grenzwertverletzungen zu vermeiden und andererseits um die Einspeiseleistung von DEA auf wenige (kritische) Situationen zu begrenzen.

6.6 Vergleichende Bewertung untersuchter Netzvarianten

Mit dem Ziel, allgemeingültige Aussagen zu den Auswirkungen von SGT auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen treffen zu können, werden in diesem Abschnitt drei MS- und sechs NS-Netze betrachtet. In Kombination mit unterschiedlichen Szenarien zur Last- und Einspeiseentwicklung und unterschiedlichem Einsatz von SGT ergeben sich 15 MS- und elf NS-Netzvarianten. Dem werden vergleichend fünf MS- und sechs NS-Netzvarianten mit Umsetzung eines ausschließlich konventionellen Netzausbaus gegenübergestellt (KONV). Um einen geeigneten Vergleich zwischen den Netzvarianten zu ermöglichen, erfolgen sämtliche Zuverlässigkeitsberechnungen einheitlich mit den in Tabelle 6-5 definierten Rückfallpositionen. Ebenso werden für die SGT einheitlich die Zuverlässigkeitskenndaten aus Tabelle 4-1, Tabelle 4-2, Tabelle 4-3 und Tabelle 12-20 verwendet.

Zur Behebung von auftretenden Spannungsbandverletzungen erfolgt in drei MS-Netzvarianten eine statische Anpassung des Spannungssollwertes an den HS/MS-Transformatoren (SUW K1) ohne den Einsatz weiterer SGT. In 13 MS-Netzvarianten werden zusätzlich ESR oder DNA-Systeme berücksichtigt.

Tabelle 6-5: Vorgegebene Rückfallpositionen und Anzahl der SGT in den MS- und NS-Netzvarianten

SGT	Konzept/ Maßnahmen	Rückfall- position	Anzahl Netzvarianten mit SGT	
			MS	NS
HS/MS-Transformator	SUW K1	FB1	3 (13)	-
	SUW K2		2	-
rONT	K3b		-	6
ESR	K2	-	4	4
DNA-System	DEM	FB Max	4	1
	SUW K3+DEM		1	-
	DEM+FDIR		1	-
Summe			15	11

Als entscheidendes Bewertungskriterium wird die Gegenüberstellung zwischen den NAK und der Versorgungszuverlässigkeit zwischen einem ausschließlich konventionellen Netzausbau und einem Netzausbau unter Einsatz von SGT angesehen, da dies eine wesentliche Entscheidungshilfe bei zukünftigen Investitionsentscheidungen eines Netzbetreibers liefert. Zur besseren Vergleichbarkeit wird je Netzvariante das Verhältnis der NAK (ΔNAK) unter Einsatz von SGT (NAK_{SGT}) und eines ausschließlich konventionellen Netzausbaus (NAK_{KONV}) gebildet.

$$\Delta NAK = \frac{NAK_{SGT}}{NAK_{KONV}} \quad (6-1)$$

Ebenso wird bei den MS-Netzvarianten das Verhältnis des $ASIDI$ ($\Delta ASIDI$) und bei den NS-Netzvarianten das Verhältnis des $SAIDI$ ($\Delta SAIDI$) zwischen dem Einsatz von SGT und einem ausschließlich konventionellen Netzausbau bestimmt. Die Berechnung des $\Delta ASIDI$ bzw. $\Delta SAIDI$ erfolgt analog zu Formel (6-1).

In Abbildung 6-16 ist auf dem linken Bild der $\Delta ASIDI$ für alle MS- und auf dem rechten Bild der $\Delta SAIDI$ für alle NS-Netzvarianten dargestellt. Ein $\Delta ASIDI = 100\%$ bzw. $\Delta SAIDI = 100\%$ bedeutet, dass es bei Einsatz von SGT zu keinen Veränderungen der Versorgungszuverlässigkeit gegenüber einem ausschließlich konventionellen Netzausbau kommt. In den MS-Netzvarianten liegt der Mittelwert bei $\Delta ASIDI = 101,2\%$. Die Werte aus den Netzvarianten liegen sowohl leicht über als auch unterhalb des Mittelwertes. Maximal beträgt der $\Delta ASIDI = 109\%$ bzw. minimal $\Delta ASIDI = 90\%$. Durch SGT kommt es damit in den MS-Netzvarianten nur zu einer geringen Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit.

Bei den NS-Netzvarianten liegt der Mittelwert bei $\Delta SAIDI = 100,8\%$. Die Abweichungen zwischen den einzelnen NS-Netzvarianten zum Mittelwert fallen zudem sehr gering aus. Im Vergleich zu den MS-Netzvarianten ist der Einfluss der SGT auf die Versorgungszuverlässigkeit daher noch geringer.

Dieser Effekt ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass bei den MS-Netzvarianten deutlich umfassendere Netzausbaumaßnahmen (bspw. Bildung neuer Halbringe) erfolgen als bei den NS-Netzvarianten. Insbesondere diese (ergänzenden) konventionellen Maßnahmen wirken sich auf die Zuverlässigkeitskenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit aus, da sich hierdurch oftmals andere Schutzauslösbereiche ergeben und Lasten in der Folge häufiger oder seltener von Versorgungsunterbrechungen betroffen sind. Hingegen ist der Beitrag der SGT selbst an den Zuverlässigkeitskenngrößen gering.

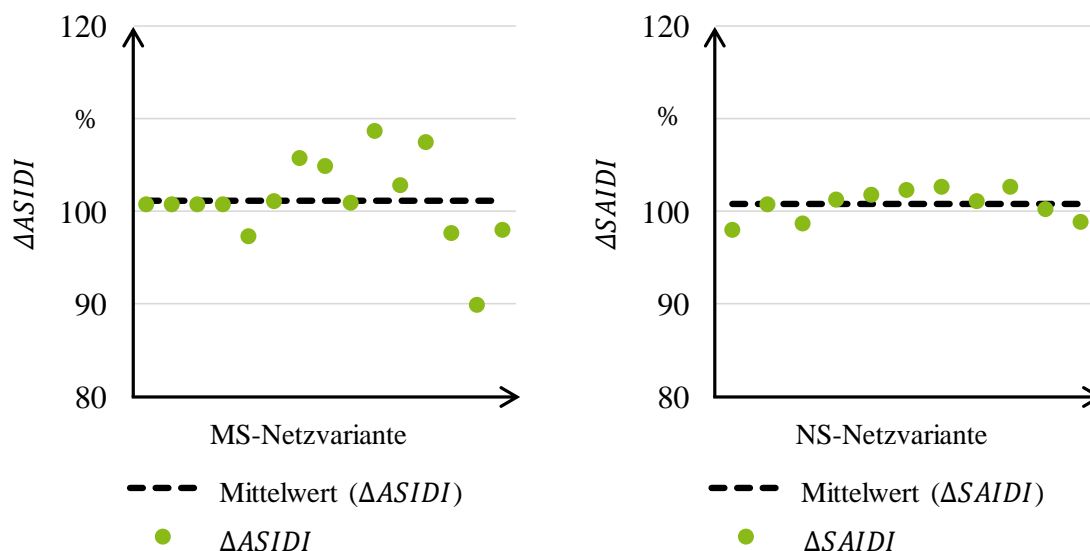


Abbildung 6-16: Prozentuale Veränderung des $\Delta ASIDI$ für die MS-Netzvarianten (linkes Bild) und prozentuale Veränderung des $\Delta SAIDI$ für die NS-Netzvarianten (rechtes Bild)

In Abbildung 6-17 ist der $\Delta ASIDI$ (MS-Netzvarianten) und $\Delta SAIDI$ (NS-Netzvarianten) im Vergleich zu den ΔNAK dargestellt. Entsprechend den zuvor dargestellten Auswertungen ergeben sich im Durchschnitt in allen MS- und NS-Netzvarianten nur sehr geringe Unterschiede hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit zwischen dem Einsatz von SGT und einem ausschließlich konventionellen Netzausbau. Hingegen können die NAK durch den Einsatz von SGT in den MS-Netzvarianten im Durchschnitt um etwa 55 % und in den NS-Netzvarianten um etwa 16 % reduziert werden. In MS-Netzvarianten, in denen eine Anpassung des Spannungswertes (SUW K1) ausreichend ist, um sämtliche Spannungsbandverletzungen zu beheben und zudem keine Überlastungen auftreten, können die NAK sogar vollständig vermieden werden. Über alle MS- und NS-Netzvarianten ergibt sich eine durchschnittliche Kostenersparnis in Höhe von 38 %.

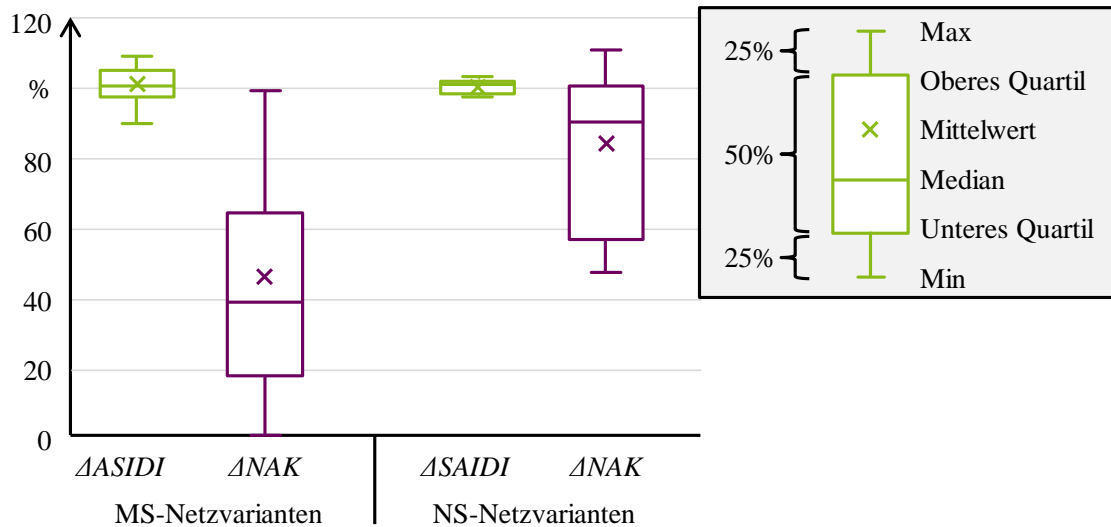


Abbildung 6-17: Prozentuale Veränderung des $\Delta ASIDI$ in den MS-Netzvarianten (linkes Bild), prozentuale Veränderung des $\Delta ASIDI$ in den NS-Netzvarianten (rechtes Bild) und jeweils prozentuale Veränderung der ΔNAK

Als Zwischenfazit dieses Abschnitts lässt sich festhalten, dass sich die Versorgungszuverlässigkeit bei Einsatz von SGT in MS- als auch in NS-Netzen auf einem vergleichbaren Niveau mit der eines ausschließlich konventionellen Netzausbaus befindet. Hingegen lassen sich die NAK durch den Einsatz von SGT, gegenüber einem ausschließlich konventionellen Netzausbau, in einem erheblichen Umfang reduzieren. Somit können die Ergebnisse aus den exemplarischen Untersuchungen aus Abschnitt 6.4 und Abschnitt 6.5 bestätigt werden.

7 Grundsätze zu den Auswirkungen von Smart-Grid-Technologien auf die Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen

Auf Grundlage der durchgeführten Modellierungen und Analysen werden die wesentlichen Erkenntnisse dieser Arbeit in Form von Grundsätzen nachfolgend zusammengefasst.

1. Gegenüber einer ausschließlich konventionellen Netzausbauplanung lassen sich die NAK durch den Einsatz von SGT erheblich reduzieren bei vergleichbarer Versorgungszuverlässigkeit.

Durch den Einsatz von SGT lassen sich die NAK in den betrachteten MS-Netzvarianten im Durchschnitt um 55 % und in den NS-Netzvarianten im Durchschnitt um 16 % reduzieren. Damit liefert dieses eine Bestätigung der Erkenntnisse aus den Arbeiten von [6, S. 68], [15, S. 10], [16, S. 101ff.].

Hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit können auf Basis der vorliegenden Arbeit zwei zentrale Punkte gefolgert werden. Erstens ergeben sich nur geringe Unterschiede bei der Versorgungszuverlässigkeit zwischen allen Netzvarianten. In den MS-Netzvarianten kommt es durch den Einsatz von SGT im Vergleich zu einem ausschließlich konventionellen Netzausbau maximal zu einer Verringerung oder Erhöhung des *ASIDI* in Höhe von etwa 10 %. In den NS-Netzvarianten fallen die maximalen Abweichungen des *SAIDI* mit 2 % noch deutlich geringer aus. Zweitens führt der Einsatz von SGT im Durchschnitt über alle betrachteten MS- und NS-Netzvarianten zu einem vernachlässigbaren Anstieg des *ASIDI* bzw. *SAIDI* in Höhe von etwa 1 %. Aus diesen beiden Aspekten wird gefolgert, dass die Versorgungszuverlässigkeit bei Einsatz von SGT mit der eines ausschließlich konventionellen Netzausbaus vergleichbar ist.

2. Die Zuverlässigkeit von HS/MS-Transformatoren (inkl. Regelung), rONT und ESR ist mit der von konventionellen Betriebsmitteln vergleichbar.

Bei einem HS/MS-Transformator führt die Umsetzung optimierter Betriebskonzepte nicht dazu, dass dieser häufiger oder länger ausfällt. Ebenso unterscheidet sich, auf Basis bisheriger Erkenntnisse und Versprechen der Hersteller, die Häufigkeit mit der ein rONT ausfällt, nicht von der eines ONT. Bei einem ESR kommt es aufgrund der geringen Wahrscheinlichkeit eines bedingten Bypassversagers ebenfalls sehr selten zu einem Ausfall. Im ungünstigsten Fall ($p_{BV} = 10\%$) ist die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls mit der eines Ausfalls eines (r)ONT vergleichbar.

Die Wahrscheinlichkeit eines eingeschränkten Betriebs ist für diese SGT zwar höher als die eines Ausfalls, allerdings geht dieses insgesamt nur mit einer leichten Verringerung der Zuverlässigkeit einher. So liegt die Wahrscheinlichkeit für den Zustand *Betrieb* bei den drei SGT zwischen $Q_{B,SGT} = 99,98\%$ und $Q_{B,SGT} = 99,96\%$. Im Vergleich dazu weist ein MS VPE-Kabel ($l = 10$ km) mit einer Wahrscheinlichkeit von $Q_{B,VPE,MS} = 99,98\%$ für den Zustand *Betrieb* eine ähnliche Zuverlässigkeit auf.

3. Die Zuverlässigkeit von DNA-Systemen ist geringer als die von anderen SGT und konventionellen Betriebsmitteln.

Für den Betrieb von DNA-Systemen ist eine hohe Anzahl von IKT-Komponenten erforderlich, welche zudem typischerweise nicht redundant ausgelegt wird. Dieses führt dazu, dass die Zuverlässigkeit von DNA-Systemen im Vergleich zu anderen SGT und konventionellen Betriebsmitteln geringer ist. Für die beiden näher betrachteten AF beträgt die Wahrscheinlichkeit für den Zustand *Betrieb* etwa $Q_{B,DNA-System} = 99,67\%$. Dieser Wert liegt somit unterhalb der der restlichen SGT und der eines MS Kabels (vgl. 2. Grundsatz). Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich auch bei den restlichen betrachteten Netzvarianten. Hauptsächlich ist dieses auf Ausfälle des KFS und der Mess- und Ansteuerungseinheiten zurückzuführen, da für diese Komponenten vergleichsweise hohe Fehlerraten und Reparaturdauern ermittelt wurden. Hingegen ist der Einfluss von Kommunikationsverbindungen (MF-Signal, LWL) auf die Zuverlässigkeit eines DNA-Systems verhältnismäßig gering.

4. In einspeisegetriebenen MS- und NS-Netzen kann ein Einsatz von SGT im Vergleich zu einem ausschließlich konventionellen Netzausbau zu einem Anstieg oberer Spannungsbandverletzungen führen.

Während durch einen Einsatz von SGT Grenzwertverletzungen in fehlerfreien Netzzuständen vermieden oder behoben werden können, kann es in einspeisegetriebenen MS- und NS-Netzen in fehlerbedingten Netzzuständen durch SGT zu einem Anstieg der *Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen* kommen. Dieses lässt sich im Wesentlichen auf zwei unterschiedliche Aspekte zurückführen. Erstens, wenn SGT ausschließlich für fehlerfreie Netzzustände ausgelegt werden und zudem nur ein lokal begrenzter Netzbereich durch Regulationsmaßnahmen beeinflusst wird. Im ungünstigsten Fall finden Regulationsmaßnahmen in fehlerbedingten Netzzuständen in der Folge entweder gar nicht (bspw. bei Aktivierung des Bypasses eines ESR) oder in einem nicht ausreichenden Umfang statt (bspw. durch eine unzureichende Abregelung von DEA durch ein DNA-System).

Zweitens kann ein Versagen von SGT zu einem Anstieg der *Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen* führen, da notwendige Regelungsmaßnahmen dann ausbleiben. Bei einem HS/MS-Transformator oder rONT ist dieses vor allem dann gegeben, wenn der Laststufenschalter während eines eingeschränkten Betriebs in einer (ungünstigen) Regelstufe verbleibt und der HS/MS-Transformator bzw. rONT in dieser Situation weiterbetrieben wird. Kann bei einem HS/MS-Transformator ein Wechsel auf einen anderen (verfügbaren) HS/MS-Transformator vorgenommen werden, sollte diese Variante gegenüber einem Weiterbetrieb daher bevorzugt werden, um negative Auswirkungen auf Netznutzer zu vermeiden oder reduzieren zu können. Bei einem ESR führt ebenfalls der Zustand *Eingeschränkter Betrieb* durch die damit verbundene Aktivierung des Bypasses zu einem Anstieg der Häufigkeit oberer Spannungsbandverletzungen, da in dieser Situation keine Spannungsregelung erfolgt.

Wird mithilfe eines DNA-Systems ein DEM umgesetzt, so hängt die Häufigkeit mit der es zu oberen Spannungsbandverletzungen kommt, im Wesentlichen von den Rückfallpositionen der DEA ab. Wird keine oder eine unzureichende Begrenzung der Leistung von DEA als Rückfallposition vorgegeben, führt dieses zu einem Anstieg oberer Spannungsbandverletzungen. Werden ausreichende Rückfallpositionen vorgegeben, lässt sich ein Anstieg dieser Zuverlässigkeitskenngröße vermeiden oder auf ein geringes Niveau begrenzen.

Insgesamt befindet sich diese Zuverlässigkeitskenngröße mit maximal etwa $H_{Spgo} = 0,06$ 1/a (etwa einmal in 17 Jahren) aber auf einem geringen Niveau.

5. Durch den Einsatz von SGT kann es gegenüber einem ausschließlich konventionellen Netzausbau zu einer Verringerung der Einspeisezuvverlässigkeit von DEA kommen.

Aufbauend auf dem vierten Grundsatz kann es durch den Einsatz von SGT zu einem Anstieg von oberen Spannungsbandverletzungen in einspeisegetriebenen MS- und NS-Netzen kommen. In der Konsequenz können spannungsbedingte Schutzauslösungen resultieren, bei der die betroffenen DEA für eine bestimmte zeitliche Dauer vom Stromnetz getrennt werden. Da diese Ereignisse jedoch vergleichsweise selten auftreten, führt dieser Effekt nur zu einem moderaten Anstieg der Zuverlässigkeitskenngrößen von DEA in allen untersuchten MS- und NS-Netzvarianten.

Bei Einsatz eines DNA-Systems hängt der Einfluss auf die Zuverlässigkeitskenngrößen von DEA wesentlich von der Vorgabe der Rückfallposition der DEA und den DEA-Technologien (PVA, WEA, BMA etc.) ab. Der ungünstigste Fall stellt die Vorgabe einer Rückfallposition dar, bei der eine vollständige Abregelung von DEA vorgenommen wird, welche zudem über eine hohe einspeisbare Jahresenergiemenge verfügen (insb. BMA). Die *bezogene nicht einspeisbare Energie* beträgt in den untersuchten MS- und NS-Netzvarianten für einzelne DEA dann etwa $e_{U,DEA,Ext} = 0,3$ %. Im Gegensatz dazu, befindet sich diese Zuverlässigkeitskenngröße bei Realisierung eines ausschließlich konventionellen Netzausbaus mit maximal $e_{U,DEA,Ext} = 0,03$ % auf einem geringeren Niveau.

Wird durch ein DNA-System ein DEM umgesetzt, kommt der Ermittlung geeigneter Rückfallpositionen für DEA daher eine erhebliche Bedeutung zu. Allerdings hat sich auch gezeigt, dass intrinsische Ursachen einen sehr viel höheren Anteil zu der nicht einspeisbaren Energie von DEA beitragen als extrinsische Ursachen (darunter auch der Einfluss von SGT).

Abschließend lässt sich festhalten, dass es durch einen Einsatz von SGT in den betrachteten MS- und NS-Netzvarianten, wenn auch meist in einem begrenzten Umfang, zu einer negativen Beeinflussung der Zuverlässigkeitskenngrößen von DEA kommt.

6. Durch automatisierte Wiederversorgungsmaßnahmen kann die Versorgungszuverlässigkeit einzelner Lasten deutlich verbessert werden.

Wird mithilfe eines DNA-Systems ein automatisierter Wiederversorgungsprozess in MS-Netzen umgesetzt, verkürzt sich die Dauer für durchzuführende Schaltmaßnahmen erheblich. Während sich die Dauer für vor Ort durchzuführende Schaltmaßnahmen üblicherweise im Bereich zwischen einer bis zu wenigen Stunden befindet, beträgt die zeitliche Dauer bei automatisiert durchführbaren Schaltmaßnahmen wenige Sekunden (vgl. Abschnitt 3.3.6). Dieses hat zu Folge, dass sich die Dauer einer Versorgungsunterbrechung für einzelne Lasten erheblich reduziert. Besonders profitieren davon Lasten, welche sich an offen betriebenen Trennstellen befinden, da dadurch in den meisten Fällen Wiederversorgungen durch wenige (automatisiert) durchzuführende Schaltmaßnahmen möglich sind. Das Versagen eines DNA-Systems verringert den positiven Effekt auf die Zuverlässigkeitskenngrößen nur sehr geringfügig. Der Grund hierfür liegt in der äußerst geringen Wahrscheinlichkeit, dass eine automatisierte Schaltmaßnahme in einem fehlerbedingten Netzzustand erforderlich ist und es zeitgleich zu einem Versagen des DNA-Systems kommt.

Werden allerdings nur in einem stark begrenzten MS-Netzbereich automatisierte Wiederversorgungsmaßnahmen umgesetzt, sind die Auswirkungen auf den *ASIDI* vergleichsweise gering. Ferner hat sich gezeigt, dass DEA nicht von automatisierten Wiederversorgungsmaßnahmen profitieren. So werden diese üblicherweise in MS-Netzen nicht (n-1)-sicher angebunden und müssen daher häufig im Rahmen von Wiederversorgungsmaßnahmen abgeregelt werden, um einen technisch zulässigen Netzzustand zu erreichen.

8 Übertragung der Modelle auf Fragestellungen des Übertragungsnetzes

Die in diesem Kapitel durchgeführten Analysen sind in Kooperation mit einem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer Untersuchung entstanden. Die nachfolgend dargestellten methodischen Ansätze und Ergebnisse basieren auf den Erkenntnissen dieser Untersuchung und wurden bereits unter Mitwirkung des Autors in zwei Publikationen veröffentlicht [143], [144].

Übertragungsnetze werden üblicherweise mit einer Nennspannung von $U_n = 380 \text{ kV}$ oder $U_n = 220 \text{ kV}$ betrieben und zeichnen sich durch einen hohen Vermaschungsgrad aus [9, S. 27]. Der Wandel des deutschen Energieversorgungssystems, darunter insbesondere die Abschaltung konventioneller Kraftwerke sowie die Anbindung von Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee, führen in den deutschen Übertragungsnetzen zu einem deutlich steigenden Netzausbaubedarf. Um die damit verbundenen NAK möglichst gering zu halten, wird bei der Bedarfsermittlung des Netzausbaus im Übertragungsnetz das sogenannte *NOVA-Prinzip* angewendet (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Ausbau) [145, S. 126].

Bislang werden die deutschen Übertragungsnetze vorwiegend nach dem sogenannten *präventiven (n-1)-Kriterium* geplant. Dieser Ansatz beruht auf der Vorhaltung von Übertragungskapazitäten in fehlerfreien Netzzuständen. Die präventiven Maßnahmen werden dabei so umfassend ausgestaltet, dass nach Eintritt eines Fehlers Netzengpässe vermieden werden und so ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet bleibt. Um den zukünftigen Netzausbau reduzieren oder zeitlich verzögern zu können, stellt sich daher die Frage, ob und wie die bestehenden vorgehaltenen Übertragungskapazitäten genutzt werden können, ohne den sicheren Betrieb der Übertragungsnetze zu gefährden.

Eine derzeit vielfach diskutierte Möglichkeit stellt die Umsetzung des sogenannten *kurativen¹⁴ (n-1)-Kriteriums* dar. Bei diesem Ansatz werden erst nach einem eingetretenen Fehlerfall (automatisierte) Entlastungsmaßnahmen umgesetzt, wodurch vorzuhaltende Übertragungskapazitäten in fehlerfreien Netzzuständen reduziert werden können. Aufgrund geforderter kurzer Reaktionszeiten zur Umsetzung dieser Maßnahmen, erfolgt die genaue Ausgestaltung zumeist mithilfe von Systemautomatiken (engl.: Special Protection Schemes, SPS). Da ein Versagen der Systemautomatiken mit erheblichen negativen Folgen verbunden sein kann (bspw. kaskadierende Ausfälle in Folge überlastbedingter Schutzabschaltungen), kommt einer Untersuchung zur Ermittlung der Zuverlässigkeit von Systemautomatiken und den damit verbundenen Risiken für den Netzbetrieb eine erhebliche Bedeutung zu.

¹⁴ In der Literatur ist in diesem Zusammenhang der Begriff *korrektiv* ebenfalls gebräuchlich [146, S. 25].

8.1 Präventiver und kurativer Ansatz zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums

Übertragungsnetze werden nach dem (n-1)-Kriterium geplant und betrieben (vgl. Abschnitt 2.3.2.1). Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums kann entweder *präventiv* oder *kurativ* sichergestellt werden. Der zeitliche Ablauf von präventiven und kurativen Maßnahmen ist in Abbildung 8-1 dargestellt und wird nachfolgend näher beschrieben.

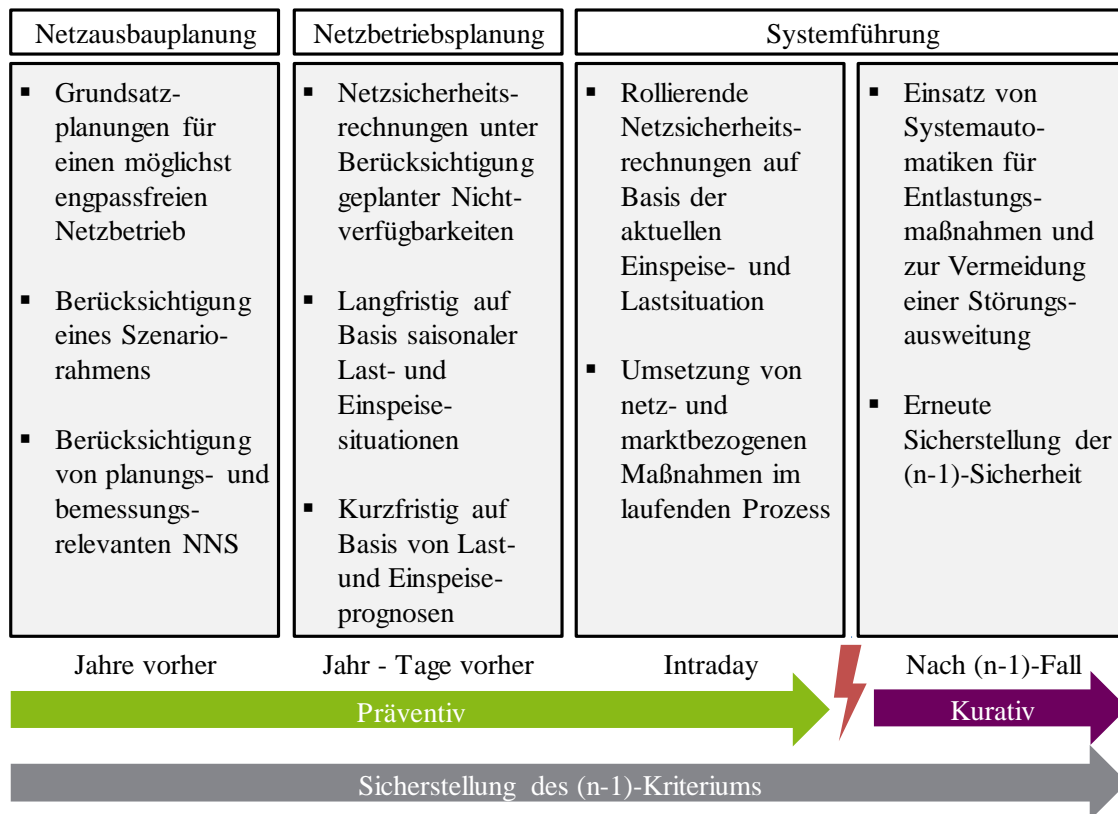


Abbildung 8-1: Zeitlicher Ablauf zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums im Übertragungsnetz (in Anlehnung an [59, S. 7f.], [147, S. 8ff.])

8.1.1 Präventiver Ansatz

Der präventive Ansatz zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums ist in dieser Arbeit wie folgt definiert:

„Die präventive Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums umfasst sämtliche Maßnahmen, welche vor (potenziellen) fehlerbedingten Netzengpässen umgesetzt werden, sodass auch nach einem tatsächlichen Fehlereintritt ein sicherer Netzbetrieb gewahrt bleibt.“

Bei präventiver Umsetzung des (n-1)-Kriteriums werden anhand unterschiedlicher zeitlich aufgelöster Last- und Einspeisesituationen Fehlerfälle postuliert und analysiert. Treten in dieser Simulation Netzengpässe auf, werden anschließend Maßnahmen zur Behebung dieser getroffen.

Dadurch wird sichergestellt, dass es bei einem tatsächlich eintretenden Fehlerfall zu keinen Netzengpässen kommt. Die durchführenden Maßnahmen werden so umfassend ausgelegt, dass die Betriebsmittel auch im Fehlerfall nicht über ihren dauerhaft zulässigen Belastungswert (engl.: Permanently Admissible Transmission Loading, PATL) hinaus belastet werden. Somit basiert dieser Ansatz auf der Vorhaltung ausreichender Übertragungskapazitäten in fehlerfreien Netzzuständen.

Langfristig wird die präventive Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums durch den Prozess der Netzausbauplanung erreicht, bei der mögliche Netzengpässe durch die Bereitstellung zusätzlicher physikalischer Übertragungskapazitäten beseitigt werden. Da dieser Aspekt jedoch keinen Fokus der nachfolgenden Betrachtungen darstellt, wird hierauf nicht weiter eingegangen. Daneben stehen dem Übertragungsnetzbetreiber unterschiedliche Maßnahmen in der Netzbetriebsplanung und der Systemführung zur Verfügung. Nachfolgend werden diese skizziert.

Netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG

Bei netzbezogenen Maßnahmen werden vorhandene Betriebsmittel so beeinflusst, dass eine gezielte Verbesserung des Netzzustandes erreicht wird. Gemäß [42], [143], [147, S. 10] umfassen die Maßnahmen im Wesentlichen:

- Änderungen der Netztopologie durch Schaltmaßnahmen (Umschaltungen),
- Anpassungen von Arbeitspunkten (bspw. an Längs- oder Querreglern, oder FACTS¹⁵).

Marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG

Unter marktbezogenen Maßnahmen werden vertraglich vereinbarte Eingriffsmöglichkeiten in die aktuelle Einspeise- und Lastsituation verstanden. Zu den Maßnahmen zählen gemäß [42], [143]:

- Regelenergie,
- Countertrading,
- Redispatch,
- Ab- und zuschaltbare Lasten.

Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Falls die zuvor genannten Maßnahmen nicht ausreichen um einen drohenden Netzengpass zu beheben, dürfen Notfallmaßnahmen von dem Netzbetreiber ergriffen werden. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass keine vertraglich vereinbarten Regelungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber getroffen werden. Stattdessen müssen Anlagenbetreiber auf das Verlangen des Netzbetreibers reagieren.

¹⁵ Flexible AC Transmission System (flexibles Drehstromübertragungssystem)

Notfallmaßnahmen umfassen [42]:

- Einspeisemanagement,
- Lastabwurf.

Zu beachten ist, dass der Einspeisevorrang von EE-Anlagen nach § 11 Abs. 1 EEG hiervon unberührt bleibt. Daher ist die Abregelung von EE-Anlagen erst nachrangig zu anderen Notfallmaßnahmen zulässig [148, S. 7f.].

Zusätzliche Reserven nach § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG

Hierunter fallen Netz- und die Kapazitätsreserven. Die Netzreserve ist in § 13d EnWG genauer beschrieben und umfasst die Zurückhaltung von Kraftwerkskapazitäten für Situationen in denen der normale Redispatch-Bedarf nicht gedeckt werden kann oder ein Versorgungswiederaufbau erforderlich ist [42], [149, S. 20]. Bei der Kapazitätsreserve werden gemäß § 13e EnWG Kraftwerkskapazitäten zurückgehalten um Leistungsbilanzdefizite, infolge eines nicht vollständigen Ausgleichs zwischen Angebot und Nachfrage an den Strommärkten, auszugleichen [42].

8.1.2 Kurativer Ansatz unter Berücksichtigung des Einsatzes von Systemautomatiken

Der Ansatz zur kurativen Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums ist in dieser Arbeit wie folgt definiert:

„Die kurative Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums umfasst sämtliche Maßnahmen, welche nach einem tatsächlich eingetretenen fehlerbedingten Netzengpass umgesetzt werden, sodass ein sicherer Netzbetrieb gewahrt bleibt.“

Bei dem kurativen Ansatz werden nur tatsächlich auftretende fehlerbedingte Netzengpässe beseitigt. Im Gegensatz zu dem präventiven Ansatz wird eine kurzzeitige Überschreitung der dauerhaft zulässigen Belastungswerte (PATL) bis zu einer maximal zulässigen Höhe (engl.: Temporarily Admissible Transmission Loading, TATL) akzeptiert [150].

Zentrale Voraussetzung für die Umsetzung dieses Ansatzes ist die Durchführung geeigneter Entlastungsmaßnahmen (bspw. Abwurf von Lasten oder Einspeisern) innerhalb sehr kurzer Zeit, um insbesondere überlastbedingte Schutzauslösungen und damit verbundene Fehlerausweitungen zu verhindern [151]. Entsprechend der *Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb* (Artikel 21, Abs. 2) wird daher gefordert, dass Entlastungsmaßnahmen möglichst in Echtzeit erfolgen sollen [61].

Aus diesem Grund kommt dem Einsatz von Systemautomatiken eine entscheidende Bedeutung zu, da sich hiermit erforderliche Maßnahmen zur Umsetzung des kurativen (n-1)-Kriteriums automatisieren lassen und somit innerhalb einer geforderten (kurzen) Reaktionszeit ablaufen können.

Systemautomatiken basieren auf einer Vielzahl IKT-Komponenten, wodurch einerseits der Netzzustand überwacht werden kann, als auch Entlastungsmaßnahmen im Bedarfsfall umgesetzt werden können. Die grundsätzliche Struktur einer Systemautomatik ist in Abbildung 8-2 gegeben. Ausgangspunkt stellt ein vorangegangener Fehlereintritt im Übertragungsnetz dar. Dieser Fall wird durch die Systemautomatik detektiert, worauf gemeinsam mit weiteren erfassten elektrischen Kenndaten (z. B. Spannung, Strom, Frequenz) ein Entscheidungsprozess angestoßen wird. Der Entscheidungsprozess kann entweder dezentral in Umspannwerken (z. B. durch Nutzung einer speziellen Logik von Schutzgeräten) oder zentral in dem Netzleitsystem der Netzleitstelle erfolgen. Die Umsetzung wird meist durch einen zweistufigen Prozess realisiert:

- (1) Werden vorgegebene Schwellwerte (bspw. Belastungswerte) von Betriebsmitteln innerhalb eines von der Systemautomatik überwachten Netzbereichs überschritten, wird die Systemautomatik „scharf“ gestellt (engl.: Arming). Durch den vorgeschalteten Prozess des „Scharfstellens“ wird sichergestellt, dass die Systemautomatik nur in den Situationen aktiviert wird, in denen Entlastungsmaßnahmen auch erforderlich und (ausreichend) wirksam sind.
- (2) Ist die Systemautomatik „scharf“ gestellt, wird in einem zweiten Prozessschritt geprüft, ob es zu einer schutzbedingten Auslösung eines von der Systemautomatik überwachten Betriebsmittels kommt. Trifft dieser Fall zu, kommt es zu einer unmittelbaren Aktivierung der Systemautomatik, wodurch geeignete Entlastungsmaßnahmen umgesetzt werden.

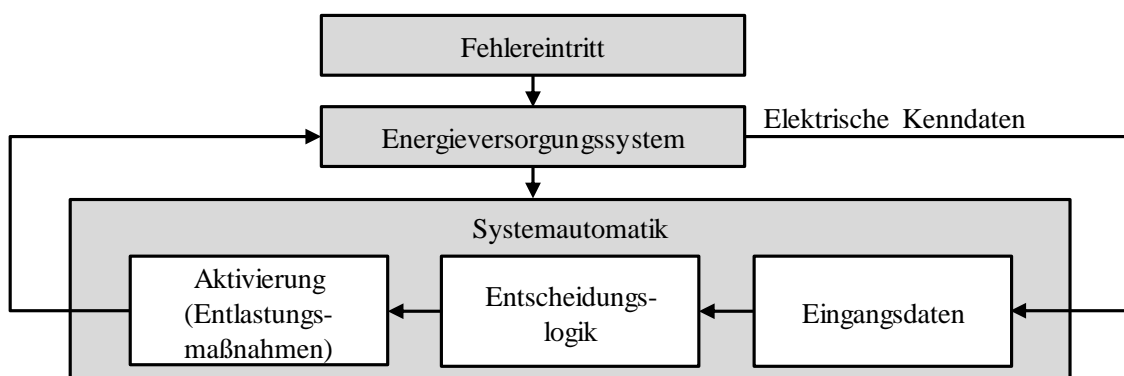


Abbildung 8-2: Genereller Aufbau einer Systemautomatik (in Anlehnung an [152])

Die im weiteren Verlauf betrachteten Systemautomatiken sind in Tabelle 8-1 aufgeführt. Daneben können Systemautomatiken auch bspw. zum Lastabwurf, der Ansteuerung von FACTS oder einer Netzauftrennung (Inselnetzbildung) eingesetzt werden [153].

Tabelle 8-1: Ausgewählte Systemautomatiken und jeweilige Funktionalität

System-automatik	Konzept (K)	Maßnahme im Fehlerfall
SPS 1		Abwurf eines konventionellen Kraftwerks im Übertragungsnetz
SPS 2		Abwurf eines Offshore-Windparks im Übertragungsnetz
	K1	<u>Kombination aus dezentralem und zentralem Konzept:</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zentrales „Scharfstellen“ des SPS im Netzleitsystem ▪ Lokale Aktivierung des SPS im Umspannwerk
	K2	<u>Dezentrales Konzept:</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lokales „Scharfstellen“ des SPS im Umspannwerk ▪ Lokale Aktivierung des SPS im Umspannwerk
	K3	<u>Zentrales Konzept:</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zentrales „Scharfstellen“ des SPS im Netzleitsystem ▪ Zentrale Aktivierung des SPS im Netzleitsystem
SPS 3		Reaktive lokale Leistungsflusssteuerung über eine HGÜ ¹⁶ -Leitung

8.1.3 Exemplarisches Funktionsprinzip und Aufbau einer Systemautomatik

Um das Funktionsprinzip von Systemautomatiken genauer verstehen zu können, ist das Konzept der Systemautomatik SPS 1 in Abbildung 8-3 stark vereinfacht dargestellt. Das Funktionsprinzip weiterer Systemautomatiken kann bspw. [44, S. 80f.], [145, S. 130f.] entnommen werden.

In diesem dargestellten Beispiel reichen die vorhandenen Übertragungskapazitäten der beiden Freileitungen (L1, L2) und der beiden Transformatoren (T1, T2) nicht aus, um bei Ausfall eines dieser Betriebsmittel in Zeitpunkten hoher Einspeisung des Kraftwerks einen engpassfreien Netzbetrieb zu gewährleisten.

Eine kurative Möglichkeit zur Behebung fehlerbedingter Netzengpässe innerhalb dieses Netzbereichs besteht darin, eine Systemautomatik einzusetzen. Ziel dieser Systemautomatik ist es, das Kraftwerk im Bedarfsfall durch Öffnen eines Leistungsschalters am Kraftwerk (KW-LS) vom Stromnetz zu trennen, um so eine ausreichende Entlastung der verbleibenden Betriebsmittel zu erwirken. Bei dem hier gezeigten Beispiel führt die Überschreitung des Schwellwertes I_{Arm} der Freileitung L1 oder L2 zu einem „Scharfstellen“ der Systemautomatik. Zudem werden sowohl die Leistungsschalter der beiden Freileitungen (L1, L2,) als auch die der beiden Transformatoren (T1, T2) hinsichtlich der aktuellen Schalterstellung überwacht. Dadurch kann der Ausfall eines dieser Betriebsmittel von der Systemautomatik erkannt werden.

¹⁶ Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

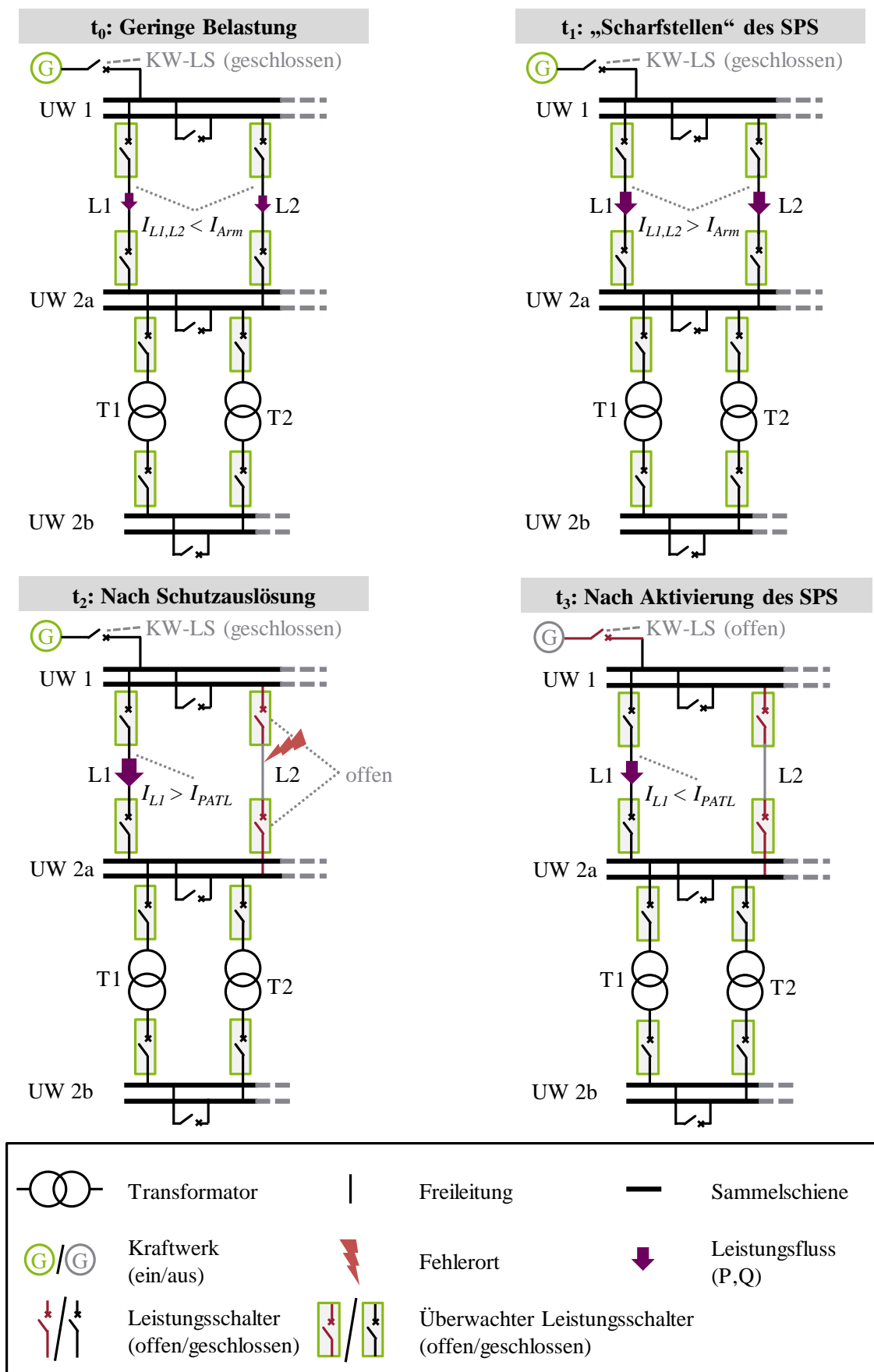


Abbildung 8-3: Vereinfachte Darstellung des Funktionsprinzips der Systemautomatik SPS 1 (in Anlehnung an [144])

- **Zeitpunkt t_0 :** Dieser Zeitpunkt stellt den fehlerfreien Netzzustand dar, bei der das Kraftwerk nur mit einer geringen Leistung in das Übertragungsnetz einspeist. Da der Ausfall eines der überwachten Betriebsmittel in dieser Situation zu keinen fehlerbedingten Netzengpässen führen würde, wird die Systemautomatik nicht „scharf“ gestellt. Dazu erfolgt ein Abgleich der erfassten Stromwerte der beiden Freileitungen ($I_{L1,L2}$) mit einem vorgegebenen Schwellwert (I_{Arm}). In Situationen mit keiner oder einer geringen Einspeisung des Kraftwerks, wie in dem Zeitpunkt t_0 vorliegend, wird dieser Schwellwert unterschritten ($I_{L1,L2} < I_{Arm}$).
- **Zeitpunkt t_1 :** In diesem Zeitpunkt speist das Kraftwerk mit einer hohen Leistung in das Übertragungsnetz ein. In der Folge werden die voreingestellten Schwellwerte für die Freileitungen L1 und L2 überschritten ($I_{L1,L2} > I_{Arm}$) und die Systemautomatik „scharf“ gestellt. Es kommt jedoch zu keiner Aktivierung der Systemautomatik, da in diesem Zeitpunkt ein fehlerfreier Netzzustand vorliegt.
- **Zeitpunkt t_2 :** Durch einen Betriebsmittelfehler auf Freileitung L2 kommt es zu einer konzeptgemäßen Schutzabschaltung, bei der die beiden angrenzenden Leistungsschalter in den Umspannwerken UW 1 und UW 2a geöffnet werden. In der Folge kommt es zu einer Überschreitung des dauerhaft zulässigen Belastungswertes der Freileitung L1 ($I_{L1} > I_{PATL}$). Analog dazu würde auch der Ausfall einer der restlichen überwachten Betriebsmittel (T1, T2, L2) zu einer Überschreitung des dauerhaft zulässigen Belastungswertes eines jeweils anderen Betriebsmittels führen.
- **Zeitpunkt t_3 :** Mit dem Ziel eine Entlastung der Freileitung L1 zu erwirken, wird das Kraftwerk durch das Öffnen des angrenzenden Leistungsschalters (KW-LS) vom Übertragungsnetz getrennt. Dadurch gelingt es, die Freileitung L1 binnen kurzer Zeit wieder auf einen dauerhaft zulässigen Belastungswert ($I_{L1} > I_{PATL}$) zurückzuführen. Eine Reduzierung der Kraftwerksleistung ist bei der Umsetzung kurativer Maßnahmen hingegen häufig nicht möglich. Dieses liegt darin begründet, dass die zeitliche Dauer bis zu der eine ausreichende Leistungsänderung des Kraftwerks erfolgt ist, meist über der Dauer liegt, mit der ein Betriebsmittel über den PATL-Wert hinaus belastet werden kann. Im ungünstigsten Fall könnten daraus überlastbedingte Schutzauslösungen resultieren.

Das zugehörige (vereinfachte) Zustandsblockschaltbild ist in Abbildung 8-4 dargestellt. Dabei wird von einer dezentralen Umsetzung der Systemautomatik ausgegangen. Im Gegensatz zu dem in Abschnitt 4.5 beschriebenen DNA-System für MS- und NS-Netze werden die unterlagerten Komponenten einer Systemautomatik typischerweise mit einer hohen Redundanz ausgelegt, um eine hohe Zuverlässigkeit dieser zu erreichen. In dem dargestellten Beispiel sind die Hilfsrelais, Schutzgeräte und die Stationskommunikation jeweils redundant ausgelegt und daher parallel angeordnet. Die restlichen Komponenten sind hingegen nicht redundant ausgelegt und daher in Reihe angeordnet.

- **Messgeräte:** Die Erfassung von Strom- und Spannungswerten kann mithilfe von Schutzgeräten und dazugehöriger Messwandler erfolgen. Die Fehlererkennung kann entweder durch das Erfassen schutzbedingter Auslösebefehle an den Schutzgeräten erfolgen oder durch die Überwachung der aktuellen Schalterstellung eines Leistungsschalters mithilfe von Melderelais. Die erfassten Daten werden entweder an das Netzleitsystem oder an eine lokale Logik innerhalb eines Umspannwerks übermittelt.
- **Stationskommunikation:** Die Weiterleitung und Umwandlung von erfassten Signalen im Umspannwerk erfolgt mithilfe von Kommunikationsgeräten (bspw. Binärsignalüberträgern, Kommunikationsumsetzern, Schutzsignalübertragungsgeräten) und kurzen LWL-Verbindungen.
- **Logik:** Logikkomponenten dienen der Verarbeitung von Signalen und können Entscheidungen darüber treffen, ob eine Systemautomatik „scharf“ gestellt wird oder es zu einer Aktivierung einer Systemautomatik kommt. Bei einer dezentralen Umsetzung können Logikkomponenten Bestandteil von Schutzgeräten sein oder als eigene Recheneinheiten (Feldeinheiten) realisiert werden. Bei einer zentralen Umsetzung ist die Logikkomponente Bestandteil des Netzleitsystems.
- **Kommunikationsnetz:** Das Kommunikationsnetz ermöglicht die Kommunikationsübertragung zwischen mehreren Umspannwerken bzw. zwischen Umspannwerken und Netzleitstelle. Im Übertragungsnetz besteht das Kommunikationsnetz üblicherweise aus mehreren redundant ausgelegten LWL-Verbindungen.
- **Aktor:** Unter einem Aktor wird ein ansteuerbarer Netznutzer oder ein ansteuerbares Betriebsmittel verstanden, welches eine Verbesserung des Netzzustandes erwirken kann (vgl. Abschnitt 2.5). Dieses kann bspw. ein Kraftwerk (SPS 1), ein Windpark (SPS 2,) oder eine HGÜ-Konverterstation (SPS 3) sein.

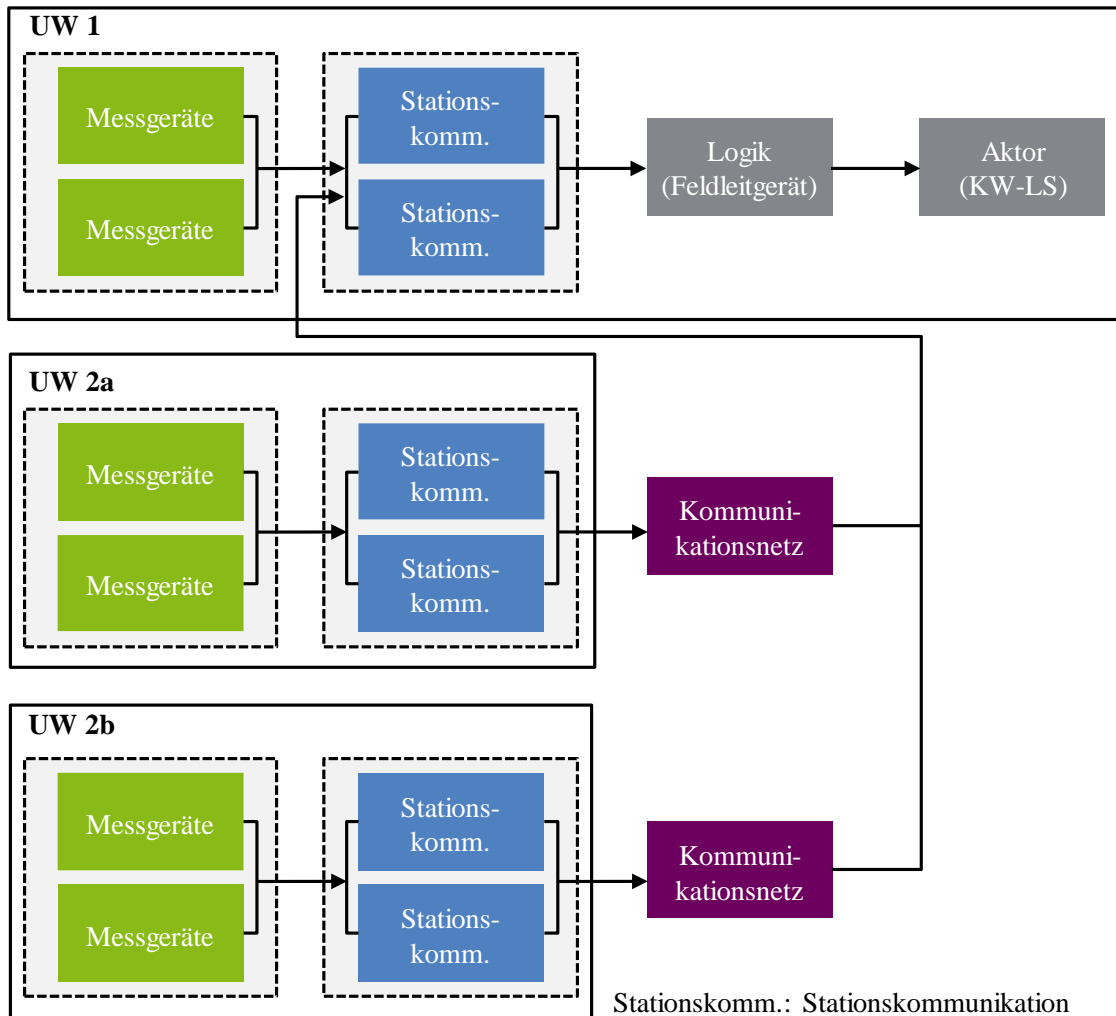


Abbildung 8-4: Vereinfachtes Zustandsblockschaltbild der exemplarisch dargestellten Systemautomatik SPS 1 (in Anlehnung an [143], [144])

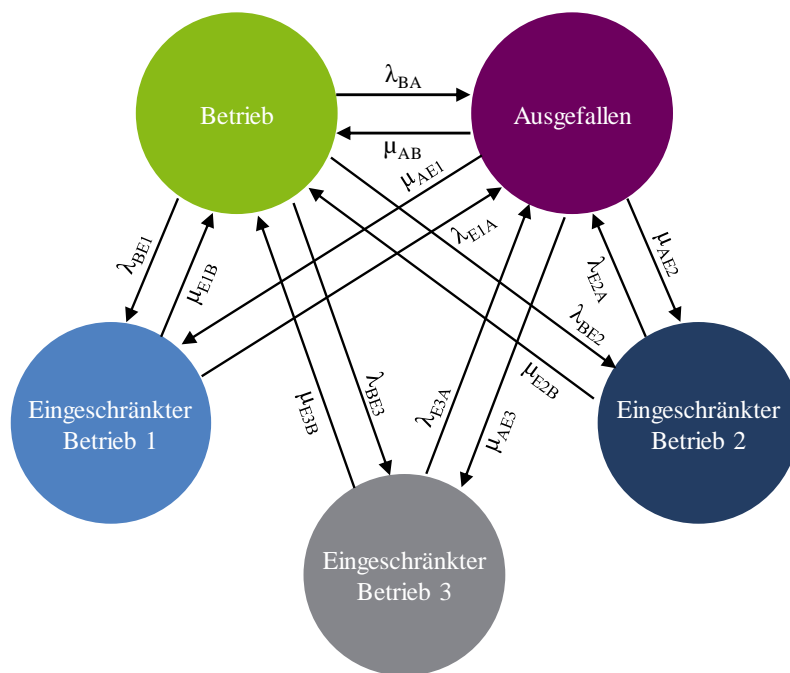
8.2 Modellbildung von ausgewählten Systemautomatiken

Für die Systemautomatiken SPS 1 und SPS 3 wird jeweils ein 3-Zustandsmodell nach Abbildung 4-1 angenommen.

- **Betrieb:** Die Systemautomatik kann alle vorgesehenen Betriebsmittel überwachen, in Abhängigkeit vorgegebener Schwellwerte „scharf“ gestellt werden und bei Ausfall eines überwachten Betriebsmittels aktiviert werden.
- **Eingeschränkter Betrieb:** Aufgrund interner Fehler der Systemautomatik stehen nicht sämtliche Funktionalitäten zur Verfügung. Bspw. können aufgrund eines Ausfalls einzelner Hilfsrelais oder Kommunikationsnetze nicht alle vorgesehenen Betriebsmittel überwacht werden. Dieses führt dazu, dass die Systemautomatik für bestimmte Betriebsmittel weder „scharf“ gestellt wird, noch auslöst. Für Betriebsmittel, welche in diesem Zustand jedoch überwacht werden, kann die Systemautomatik konzeptgemäß „scharf“ gestellt und im Bedarfsfall aktiviert werden.

- **Ausgefallen:** In diesem Zustand kann die Systemautomatik aufgrund interner Fehler vollständig (d. h. für sämtliche Betriebsmittel) nicht aktiviert werden. Dieses ist bspw. in Situationen der Fall, in denen die Logikkomponente ausgefallen ist und die Systemautomatik in der Folge weder „scharf“ gestellt wird noch auslöst.

In Ergänzung zu der Nachbildung der Systemautomatiken SPS 1 und SPS 3 mithilfe eines 3-Zustandsmodells nach Abbildung 4-1, erfolgt für die Systemautomatik SPS 2 eine erweiterte Betrachtung. Die Notwendigkeit dieser Betrachtung ist dadurch gegeben, dass bei dieser Systemautomatik, im Gegensatz zu den Systemautomatiken SPS 1 und SPS 3, umfassendere Prozesse für das „Scharfstellen“ und die Aktivierung der Systemautomatik erforderlich sind und nachgebildet werden müssen. Dazu zählt insbesondere die Erfassung von Messwerten zur Vorgabe situationsabhängiger Schwellwerte, welche für das „Scharfstellen“ der Systemautomatik benötigt werden. Sofern die Messwerte unzureichend oder fehlerhaft übermittelt werden, wird die Systemautomatik in der Konsequenz zu anderen Zeitpunkten „scharf“ gestellt und aktiviert.



- λ_{BA} : Fehlerrate vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Ausgefallen*
 μ_{AB} : Reparaturrate vom Zustand *Ausgefallen* in den Zustand *Betrieb*
 $\lambda_{BE1}, \lambda_{BE2}, \lambda_{BE3}$: Fehlerrate vom Zustand *Betrieb* in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb {1,2,3}*
 $\lambda_{E1A}, \lambda_{E2A}, \lambda_{E3A}$: Fehlerrate vom Zustand *Eingeschränkter Betrieb {1,2,3}* in den Zustand *Ausgefallen*
 $\mu_{E1B}, \mu_{E2B}, \mu_{E3B}$: Reparaturrate vom Zustand *Eingeschränkter Betrieb {1,2,3}* in den Zustand *Betrieb*
 $\mu_{AE1}, \mu_{AE2}, \mu_{AE3}$: Reparaturrate vom Zustand *Ausgefallen* in den Zustand *Eingeschränkter Betrieb {1,2,3}*

Abbildung 8-5: Erweitertes 3-Zustandsmodell für die Systemautomatik SPS 2 (in Anlehnung an [143], [144])

In Abbildung 8-6 sind die mittleren Zustandswahrscheinlichkeiten der drei betrachteten Systemautomatiken und der dazugehörigen Konzepte vergleichend zu denen konventioneller Betriebsmittel auf Übertragungsnetzebene dargestellt. Die einzelnen Werte für den Betriebszustand sind jeweils angegeben. Für die Berechnungen werden die Zuverlässigkeitskenndaten aus Tabelle 12-22 verwendet.

Es fällt auf, dass sich die Zuverlässigkeit zwischen den beiden Systemautomatiken SPS 1 und SPS 3 auf einem vergleichbaren Niveau befindet. Im Kontrast dazu befindet sich die Zuverlässigkeit der Systemautomatik SPS 2 auf einem geringeren Niveau. Die Unterschiede sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass bei der Systemautomatik SPS 2 zusätzliche Funktionalitäten berücksichtigt werden. Da dieses mit einer höheren Anzahl an zu erfassenden und zu übermittelnden Messwerten einhergeht, steigt auch die Wahrscheinlichkeit für einen eingeschränkten Betrieb an. Hingegen befindet sich die Wahrscheinlichkeit für den Zustand *Ausgefallen* für die Systemautomatik SPS 2 mit $Q_{A,SPS 2} = 0,12 \%$ zwischen den Werten der Systemautomatiken SPS 1 ($Q_{A,SPS 1} = 0,002 \%$) und SPS 3 ($Q_{A,SPS 3} = 0,66 \%$).

Verglichen mit einer Freileitung mit einer Länge von $l = 50$ km und einem Transformator (380 kV/220 kV) weisen sämtliche betrachtete Systemautomatiken (etwas) geringere Wahrscheinlichkeiten für den Zustand *Betrieb* auf. Dieses lässt sich – ähnlich wie bei dem DNA-System - darauf zurückführen, dass eine Systemautomatik aus einer Vielzahl von IKT-Komponenten besteht. Maßgeblichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit von Systemautomatiken hat die Anzahl und die Verfügbarkeit der Kommunikationsnetze zwischen den Umspannwerken bzw. zwischen Umspannwerken und Netzleitstelle (vgl. Tabelle 12-22).

Mit diesem angestellten Vergleich lassen sich allerdings noch keine Aussagen darüber treffen, welche Auswirkungen der Einsatz von Systemautomatiken auf den Netzbetrieb hat. Dieses kann nur die nachfolgende Risikoanalyse in Abschnitt 8.3 ermöglichen, da bei dieser auch die Häufigkeiten und Wahrscheinlichkeiten, mit der ein Einsatz von Systemautomatiken erforderlich ist, berücksichtigt werden. Ebenso werden die Auswirkungen bei einem Versagen der Systemautomatiken ermittelt.

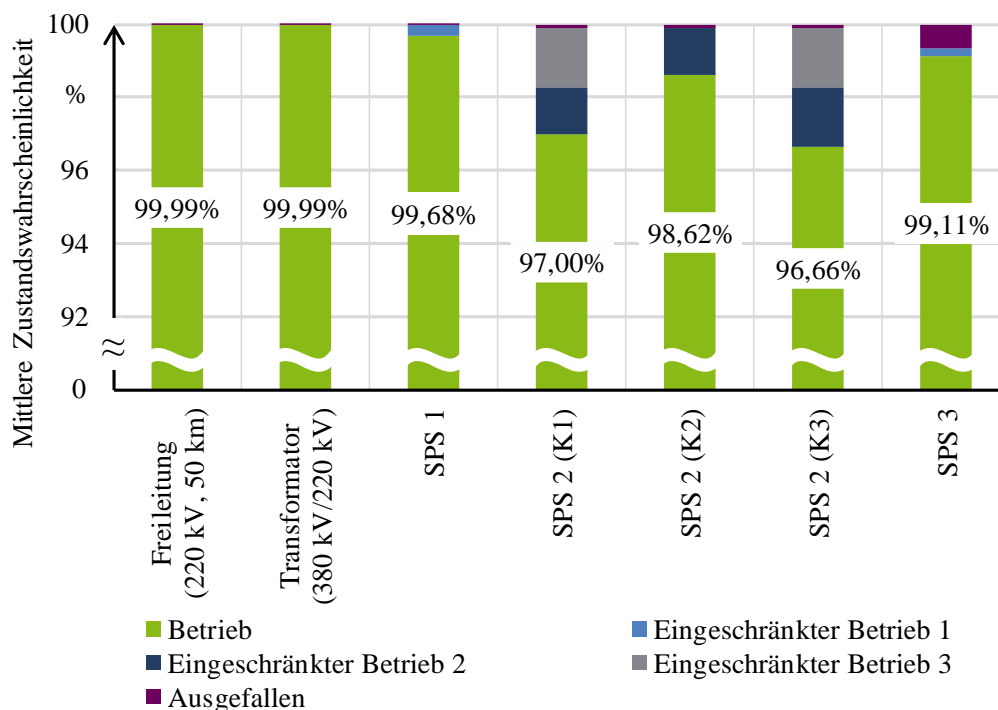


Abbildung 8-6: Mittlere Zustandswahrscheinlichkeiten untersuchter Systemautomaten im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln auf Übertragungsebene (in Anlehnung an [143], [144])

8.3 Risikoanalyse

Um das Risiko bei Versagen von kurativen und präventiven Maßnahmen zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums bewerten und vergleichend gegenüberstellen zu können, gilt es zunächst mögliche Risiken zu definieren und zu beschreiben. Im Zuge dessen wird dem Risiko von Betriebsmittelüberlastungen eine entscheidende Bedeutung beigemessen, da diese Ereignisse, aufgrund möglicher kaskadierender Folgeausfälle, mit weitreichenden Folgen für das Übertragungsnetz verbunden sein können.

Der Fokus nachfolgender Betrachtungen liegt daher auf der Ermittlung der Höhe und Wahrscheinlichkeit von Leitungs- und Transformatorüberlastungen. Im Rahmen dieser Betrachtung liegt diese in Fällen vor, in denen ein maximal zulässiger Belastungswert erreicht bzw. überschritten wird ($I / I_{max,zul} \geq 1$), wodurch es in der Folge zu thermischen Überlastungen oder überlastbedingten Schutzauslösungen kommen kann.

Die weiteren Untersuchungen beschränken sich auf die beiden Systemautomaten SPS 1 und SPS 2, da bei diesen detaillierte Angaben zum genauen Funktionsprinzip und Aufbau vorliegen.

8.3.1 Untersucher Netzbereich und Anwendungsfälle

Die beiden nachfolgend beschriebenen AF basieren auf den Untersuchungen aus [143], [144]. Als AF wird ein räumlich begrenzter Netzbereich im deutschen Übertragungsnetz untersucht, bei dem ein hoher Bedarf zur Umsetzung kurativer bzw. präventiver Maßnahmen zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums besteht. In Abbildung 8-7 wird der Netzbereich stark vereinfachend dargestellt.

Das Funktionsprinzip der Systemautomatik SPS 1 entspricht dem in Abbildung 8-3 exemplarisch dargestellten Ablauf. Die Systemautomatik SPS 2 verfügt über ein ähnliches Funktionsprinzip mit dem wesentlichen Unterschied, dass bei fehlerbedingten Netzengpässen anstelle des konventionellen Kraftwerks ein Offshore-Windpark - je nach Situation - entweder vom Netz getrennt wird oder die momentane Einspeiseleistung auf einen vorgegebenen Wert reduziert wird.

Die von der jeweiligen Systemautomatik überwachten Leistungsschalter sind farblich hervorgehoben. Einige Leistungsschalter werden zudem von beiden Systemautomatiken überwacht. In der Summe werden von der Systemautomatik SPS 1 15 und von der Systemautomatik SPS 2 zwölf Leistungsschalter überwacht.

Innerhalb des Netzbereichs werden zwei unterschiedliche AF betrachtet. In dem AF 1 ausschließlich der Netzbereich, der durch die Systemautomatik SPS 1 und in AF 2 ausschließlich der Netzbereich, der durch die Systemautomatik SPS 2 überwacht wird. Beide Systemautomatiken werden somit in den jeweiligen AF getrennt voneinander eingesetzt, wodurch diese geeignet miteinander verglichen werden können. Eine Betrachtung, bei der beide Systemautomatiken gemeinsam eingesetzt werden, erfolgt hingegen nicht.

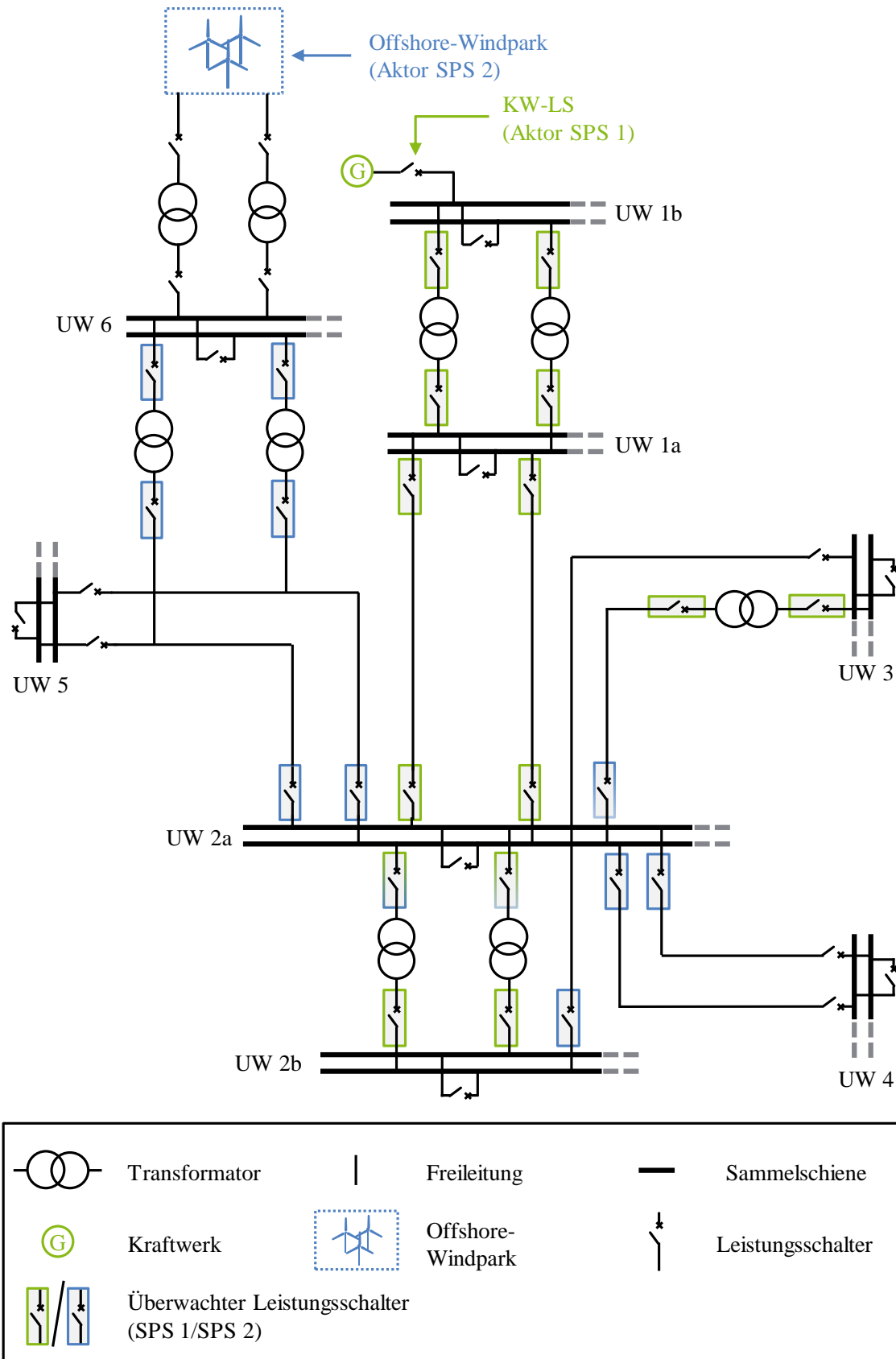


Abbildung 8-7: Stark vereinfacht dargestellter untersuchter Netzbereich für den Risikovergleich

8.3.2 Identifizierte Risiken für den präventiven und kurativen Ansatz

Um ermitteln zu können, ob ein Versagen von kurativen oder präventiven Maßnahmen zu Überlastungen von Betriebsmitteln führt, werden für repräsentative NNS Ausfallanalysen ohne die Umsetzung von präventiven und kurativen Maßnahmen durchgeführt, um so ein Versagen dieser Maßnahmen in erforderlichen Situationen zu simulieren.

Bei dem kurativen Ansatz wird in dem AF 1 das Versagen der Systemautomatiken SPS 1 und in dem AF 2 das Versagen der Systemautomatiken SPS 2 untersucht. Dieses Risiko wird im Folgenden als **SPS versagt** bezeichnet. Dem Gegenüber werden drei Risikoansätze für den präventiven Ansatz gestellt.

- **EisMan versagt:** Die Umsetzung eines Einspeisemanagements von EE-Anlagen wird typischerweise erst kurz vor einem möglichen fehlerbedingtem Netzengpass umgesetzt, um den Forderungen nach dem Einspeisevorrang gemäß § 11 Abs. 1 EEG zu entsprechen. Als kritisch wird der Ausfall des Kommunikationsnetzes zwischen Netzleitstelle und EE-Anlage erachtet. In der Folge können die Sollwerte nicht an die EE-Anlage übermittelt und von dieser umgesetzt werden, sodass eine Begrenzung der Einspeiseleistung unterbleibt. Der Risikoansatz findet ausschließlich in dem AF 2 Anwendung, da nur in diesem AF ein Einspeisemanagement (Offshore-Windpark) umgesetzt wird.
- **(N-2)-Situation:** Da (n-2)-Fälle im Übertragungsnetz nur in einem stark begrenzten Umfang beherrscht werden, kann es in diesen Situationen zu Überlastungen von Betriebsmitteln kommen (vgl. Abschnitt 2.3.2.1). Aus diesem Grund werden Common-Mode Fehler von Freileitungen und zeitgleich zufällig eintretende unabhängige Einfachausfälle betrachtet. Dieser Risikoansatz wird sowohl in AF 1 als auch AF 2 untersucht.
- **Prognosefehler:** Die bedarfsgerechte Ermittlung präventiver Maßnahmen beruht auf Einspeise- und Lastprognosen, welche grundsätzlich einer gewissen Unsicherheit unterliegen. In ungünstigen Fällen kann es vorkommen, dass die getroffenen präventiven Maßnahmen nicht ausreichen, um sämtliche fehlerbedingte Netzengpässe zu verhindern. Die Wahrscheinlichkeit von Prognosefehlern wird auf Basis von zur Verfügung gestellten historischen Prognosedaten eines Übertragungsnetzbetreibers berechnet. Die Werte sind in aggregierter Form in Tabelle 12-22 aufgeführt. Wie auch bei (n-2)-Situationen wird dieser Risikoansatz in beiden AF (AF 1, AF 2) untersucht.

8.3.3 Ansatz zur Ermittlung der Wahrscheinlichkeiten von Betriebsmittelüberlastungen

Um die Wahrscheinlichkeiten von Betriebsmittelüberlastungen anhand eines Jahres ermitteln zu können, werden die Eintrittswahrscheinlichkeiten der nachfolgend beschriebenen Ereignisse miteinander multipliziert.

(1) Wahrscheinlichkeit für den Ausfall eines Betriebsmittels

Die Wahrscheinlichkeit für den Ausfall eines Betriebsmittels ($Q_{A,BM,i}$) beschränkt sich bei dem präventiven und kurativen Ansatz ausschließlich auf Betriebsmittel, welche im kurativen Fall durch eine Systemautomatik überwacht werden. Somit werden sowohl bei dem präventiven als auch bei dem kurativen Ansatz die gleichen (n-1)-Situationen in beiden AF betrachtet.

(2) Wahrscheinlichkeit von NNS

Um die Wahrscheinlichkeit von kritischen und damit aus Sicht der Risikoanalyse relevanten Leistungsflusssituationen innerhalb eines Jahres ermitteln zu können, werden zwölf repräsentative NNS analysiert. Liegen innerhalb einer repräsentativen NNS Betriebsmittelüberlastungen aufgrund des Versagens präventiver oder kurativer Maßnahmen vor, so wird die Wahrscheinlichkeit dieser NNS anhand von Messdaten auf ein Jahr hochgerechnet. Dazu werden die über ein gesamtes Jahr ermittelten Messdaten (Stromwerte) von Betriebsmitteln, welche sich innerhalb des untersuchten Netzbereichs befinden, mit den Ergebnissen aus den Leistungsflussberechnungen der zwölf NNS verglichen. Jeder NNS wird eine entsprechende Anzahl an Zeitpunkten (aus den Messdaten) mit ähnlichen Stromwerten und somit einer vergleichbaren Leistungsflusssituation zugeordnet. Über das Verhältnis der zu einer NNS zugeordneten Zeitpunkte zu der Anzahl aller Zeitpunkte eines Jahres lässt sich schließlich die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer NNS ($Q_{NNS,j}$) berechnen (vgl. Formel (5-1)).

(3) Wahrscheinlichkeit für das Versagen von präventiven oder kurativen Maßnahmen

Für die in Abschnitt 8.3.2 beschriebenen Risiken des präventiven und kurativen Ansatzes werden die jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten ermittelt. Für den kurativen Ansatz wird die Wahrscheinlichkeit für Betriebsmittelüberlastungen ($Q_{Üb,SPS\ versagt}$) unter Beachtung der Wahrscheinlichkeit für das Versagen der Systemautomatik ($Q_{SPS\ versagt}$) berechnet. Für Betriebsmittelüberlastungen, welche durch Versagen eines präventiven Einspeisemanagements ($Q_{Üb,EisMan\ versagt}$) hervorgerufen werden, wird die Wahrscheinlichkeit für das Versagen des Kommunikationsnetzes (Q_{Komm}) hinzugenommen. Ebenso wird für die Berechnung der Wahrscheinlichkeit einer Betriebsmittelüberlastung aufgrund von Prognosefehlern ($Q_{Üb,Prog}$), die Wahrscheinlichkeit für Prognosefehler (Q_{Prog}) und aufgrund von (n-2)-Situationen ($Q_{Üb,(n-2)}$) der Ausfall eines weiteren Betriebsmittels ($Q_{A,BM,k}$) berücksichtigt.

Der Faktor $b_{\text{Üb},ij}$ ist eine Entscheidungsvariable, die bewirkt, dass die Wahrscheinlichkeiten von Betriebsmittelüberlastungen nur in Fällen aufsummiert werden, in denen es in der vorliegenden Ausfallsituation i und NNS j zu mindestens einer Betriebsmittelüberlastung ($n_{\text{Üb},BM,ij} \geq 1$) gekommen ist. Es ergeben sich nachfolgende Formen:

$$Q_{\text{Üb},SPS \text{ versagt}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{12} Q_{A,BM,i} \cdot Q_{NNS,j} \cdot Q_{SPS \text{ versagt}} \cdot b_{\text{Üb},ij} \quad (8-1)$$

$$Q_{\text{Üb},EisMan \text{ versagt}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{12} Q_{A,BM,i} \cdot Q_{NNS,j} \cdot Q_{Komm} \cdot b_{\text{Üb},ij} \quad (8-2)$$

$$Q_{\text{Üb},Prog} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{12} Q_{A,BM,i} \cdot Q_{NNS,j} \cdot Q_{Prog} \cdot b_{\text{Üb},ij} \quad (8-3)$$

$$Q_{\text{Üb},(n-2)} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{12} \sum_{k=1}^{n-1} Q_{A,BM,i} \cdot Q_{NNS,j} \cdot Q_{A,BM,k} \cdot b_{\text{Üb},ij} \quad (8-4)$$

$$\text{mit } b_{\text{Üb},ij} = \begin{cases} 1, & n_{\text{Üb},BM,ij} \geq 1 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (8-5)$$

8.3.4 Ergebnisse der Risikoanalyse

In Abbildung 8-8 sind die maximal auftretenden Betriebsmittelüberlastungen und die entsprechenden Eintrittswahrscheinlichkeiten für die präventiven und kurativen Risikoansätze dargestellt. Die Wahrscheinlichkeit von Betriebsmittelüberlastungen befindet sich in allen AF und Risikoansätzen mit $Q_{\text{Üb}} < 0,2 \text{ min} / a$ auf einem äußerst geringen Niveau. Dieses liegt darin begründet, dass Betriebsmittelüberlastungen im Übertragungsnetz ausschließlich in Fällen eintreten, in denen präventive oder kurative Maßnahmen versagen und zugleich die Notwendigkeit eines Einsatzes dieser Maßnahmen für einen engpassfreien Netzbetrieb erforderlich ist. Es müssen daher stets mehrere zeitgleiche Ereignisse eintreten (vgl. Abschnitt 8.3.3).

Werden die Risikoansätze untereinander verglichen fällt auf, dass in beiden AF (n-2)-Situationen die höchste Wahrscheinlichkeit von Betriebsmittelüberlastungen aufweisen. Dieser Effekt lässt sich insbesondere auf Common-Mode-Fehler von Freileitungen zurückführen. Kurative Maßnahmen weisen in beiden AF gegenüber sämtlichen präventiven Maßnahmen eine geringere Wahrscheinlichkeit von Betriebsmittelüberlastungen auf. Dieses ist auf die hohe Anzahl redundant ausgelegter IKT-Komponenten zurückzuführen.

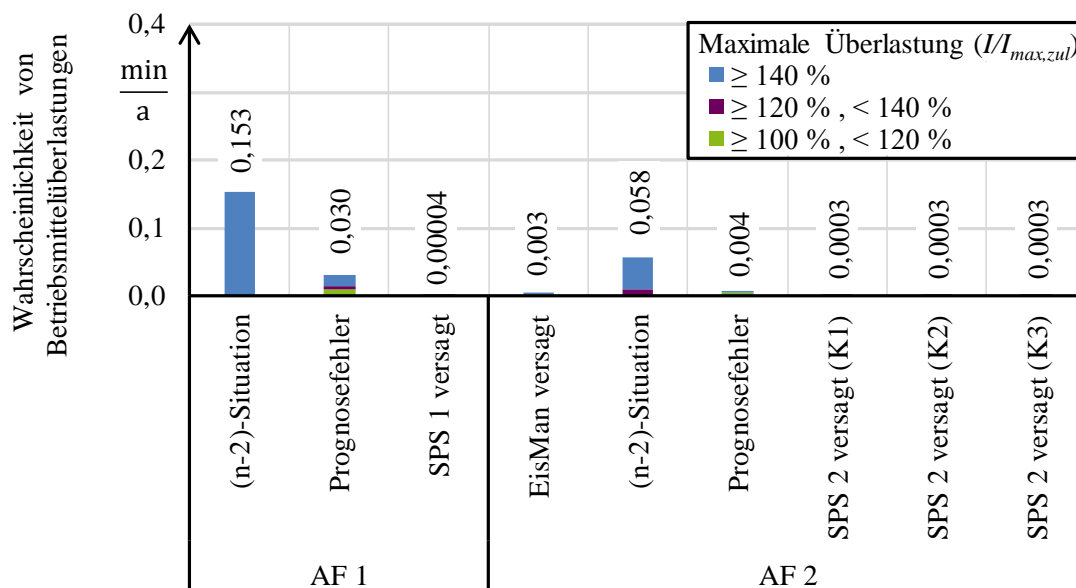


Abbildung 8-8: Wahrscheinlichkeit und Höhe von Betriebsmittelüberlastungen für die Anwendungsfälle AF 1 und AF 2 (in Anlehnung an [143], [144])

8.4 Fazit

Sofern die unterlagerten Komponenten einer Systemautomatik mit einer hohen Redundanz ausgelegt werden, wie im Übertragungsnetz üblich, liegt die Zuverlässigkeit der Systemautomatiken leicht unterhalb von denen konventioneller Betriebsmittel. Die Risikobewertung legt nahe, dass die Wahrscheinlichkeit von Betriebsmittelüberlastungen im Übertragungsnetz bei allen untersuchten präventiven und kurativen Maßnahmen extrem gering ist. Durch den Einsatz von Systemautomatiken kommt es nicht zu einem Anstieg dieser Wahrscheinlichkeit. Weiterhin könnte bei einem Versagen von Systemautomatiken die Wahrscheinlichkeit von Betriebsmittelüberlastungen durch die Implementierung von Rückfallpositionen begrenzt werden. Wird das Versagen einer Systemautomatik bspw. durch das Netzleitsystem erkannt und weisen andere Systemautomatiken eine ausreichend hohe Wirksamkeit auf den Netzengpass auf, ist denkbar, dass diese alternativ eingesetzt werden. Ebenso könnte bspw. bei Systemautomatik SPS 2 eine fest vorgegebene Begrenzung der einspeisbaren Leistung des Offshore-Windparks in Situationen erfolgen, in denen dieser aufgrund eines Versagens der Systemautomatik nicht angesteuert werden kann.

9 Reflexion der Methode

Bei der Nachbildung von SGT erfolgen in der vorliegenden Arbeit einige Vereinfachungen. So werden nicht sämtliche SGT und Konzepte betrachtet, sondern nur solche, welche eine hohe Marktreife besitzen bzw. bereits eingesetzt werden. Sowohl bei dem rONT als auch bei dem ESR existieren noch weitere, aber im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtete Konzepte (bspw. [154], [155]). Ebenso können Netzautomatisierungssysteme, wie in Abschnitt 4.5.1 beschrieben, sehr unterschiedlich ausgestaltet sein. Dadurch können andere Modellierungsansätze sinnvoll oder erforderlich sein. Weiterhin werden nur die wesentlichen unterlagerten Komponenten der SGT einer genaueren Untersuchung unterzogen. So werden bspw. bei dem rONT (K2) die Widerstände und Verdrahtungen innerhalb der Schützschaltung vernachlässigt. Aus diesem Grund besitzen die dargestellten Modelle und Verfahren keine grundsätzliche Allgemeingültigkeit. Stattdessen ist es erforderlich, die weitere Entwicklung und Praxiserprobung neuer Technologien und Ansätze im Blickfeld zu behalten, um bei Bedarf Anpassungen bei der Parametrierung oder der Modellbildung vornehmen zu können.

Bei der Nachbildung eines HS/MS-Transformators bzw. eines rONT besteht eine Vereinfachung darin, dass eine konkrete Regelstufe des Laststufenschalters für die gesamte Dauer des Zustands *Eingeschränkter Betrieb* vorgegeben wird. Prinzipiell ist der Übergang in den eingeschränkten Betrieb jedoch stochastisch bedingt und kann im Vorfeld nur begrenzt abgeschätzt werden. Dieses kann in der Realität zu abweichenden Effekten führen.

Die Vereinfachungen bei dem angenommenen 3-Zustandsmodell eines DNA-Systems wurden bereits in Abschnitt 4.5.3 kritisch diskutiert. Darüber hinaus können durch ein DNA-System weitere, im Rahmen dieser Arbeit aber nicht betrachtete Maßnahmen, realisiert werden und Einfluss auf die Zuverlässigkeitskenngrößen von Lasten und DEA nehmen. Dazu zählt die Umsetzung eines Lastmanagements, welches insbesondere zur Ansteuerung von LP (Lademanagement) dienen kann. Ebenso aber auch die Umsetzung einer dynamischen Trennstellenoptimierung. Des Weiteren erfolgt die Umsetzung von Rückfallpositionen für DEA ausschließlich durch die feste Vorgabe einer Leistungsbegrenzung. Grundsätzlich sind jedoch auch andere Rückfallpositionen denkbar. Dazu zählt eine Rückfallposition, bei denen DEA auf Basis lokaler Messgrößen regeln und somit nicht in allen Fällen eine statische Abregelung notwendig ist.

Ebenso ist zu beachten, dass bei der Modellbildung des DNA-Systems stets von einer Worst-Case-Abschätzung ausgegangen wird, bei dem der Ausfall einer Messeinheit zu einem Ausfall des gesamten DNA-Systems führt. Dieses muss bei genauerer Betrachtung nicht zwingend der Fall sein, da der Ausfall einer Messeinheit nur zu einer ungenaueren Ermittlung des Netzzustandes führen kann. Folglich könnten Regelungsmaßnahmen in solchen Situationen noch in einem begrenzten Umfang umgesetzt werden. Dies kann mit geringeren Auswirkungen auf die Einspeisezuverlässigkeit von DEA verbunden sein.

Ein weiterer wichtiger Punkt umfasst die angenommenen Zuverlässigkeitskenndaten der SGT. Im Gegensatz zu konventionellen Betriebsmitteln existieren bislang keine umfassenden langjährigen Statistiken, aus denen die Zuverlässigkeitskenndaten ermittelt werden können. Stattdessen werden diese aus einer Vielzahl unterschiedlicher Literaturangaben entnommen. Dazu zählen wissenschaftliche Veröffentlichungen aber auch Herstellerangaben. In Fällen, in denen keine oder nur eine unzureichende Datengrundlage vorlag, war es erforderlich, eigene Abschätzungen vorzunehmen. Eine besonders hohe Bedeutung kommt den Zuverlässigkeitskenndaten eines DNA-Systems zuteil, da für den Betrieb eine hohe Anzahl an IKT-Komponenten erforderlich ist und abweichende Zuverlässigkeitskenndaten der IKT-Komponenten zu einer (deutlich) anderen Zuverlässigkeit des DNA-Systems führen können. Abhilfe schaffen kann das Erfassen von Störungsstatistiken. Diese Problematik ist bereits im FNN bekannt. Konkret heißt es hier:

„Mit der zunehmenden Entwicklung zu intelligenten Netzen (...) gewinnt die Zuverlässigkeit der dafür erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) an Bedeutung. Daher werden aktuell innerhalb des FNN Möglichkeiten eruiert, die Erfassung von Störungsdaten auf diese sekundärtechnischen Betriebsmittel auszuweiten, so dass perspektivisch hier ebenfalls entsprechende Kenndaten abgeleitet werden können.“
[156, S. 7].

Abschließend wird im Rahmen dieser Arbeit nur eine begrenzte Anzahl an MS- und NS-Netzvarianten untersucht. Die Ergebnisse der durchgeführten Zuverlässigkeitsanalysen lassen sich dadurch nicht umfassend verallgemeinern. Stattdessen bedarf es hierzu weiterer Analysen.

10 Zusammenfassung und Ausblick

Der voranschreitende Transformationsprozess des deutschen Energieversorgungssystems erfordert einen bedarfsgerechten Ausbau der Stromnetze. Um diesen möglichst kostengünstig realisieren zu können, haben mehrere voneinander unabhängige Studien gezeigt, dass der Einsatz von SGT einen wesentlichen Beitrag dazu leisten kann. Bei einer zunehmenden Durchdringung dieser Technologien in MS- und NS-Netzen ergeben sich zwei zentrale Forschungsfragen:

(1) Wie zuverlässig sind SGT?

(2) Wie wirkt sich der Einsatz von SGT auf die Zuverlässigkeit von MS- und NS-Netzen aus?

Im Rahmen dieser Arbeit werden unter dem Begriff SGT folgende Betriebsmittel gezählt und einer genaueren Untersuchung unterzogen:

- HS/MS-Transformatoren,
- Regelbare Ortsnetztransformatoren,
- Einzelstrangregler,
- Dezentrale Netzautomatisierungssysteme.

Die aufgeführten SGT werden zunächst hinsichtlich ihres genauen Aufbaus und ihres Funktionsprinzips beschrieben. Die Nachbildung erfolgt einheitlich mithilfe eines 3-Zustandsmodells (*Betrieb, Eingeschränkter Betrieb, Ausgefallen*), wobei sich das Verhalten der SGT in den Zuständen jeweils voneinander unterscheidet. Zur Ermittlung der Übergangsraten werden die unterlagerten Komponenten der SGT mithilfe von Zustandsblockschaltbildern einer genaueren Untersuchung unterzogen. Die entwickelten Modelle und Verfahren werden abschließend in ein bestehendes Programmpaket zur analytischen Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungssysteme überführt.

Zur Beantwortung der ersten Forschungsfrage werden die Zustandswahrscheinlichkeiten je SGT ermittelt und mit denen konventioneller Betriebsmittel vergleichend gegenübergestellt. Mit Ausnahme des DNA-Systems lässt sich festhalten, dass die Zuverlässigkeit von SGT sowohl untereinander als auch mit der von konventionellen Betriebsmitteln vergleichbar ist. Das DNA-System verfügt hingegen über eine geringere Zuverlässigkeit, da für den Betrieb eines DNA-Systems eine Vielzahl von IKT-Komponenten erforderlich ist und in MS- und NS-Netzen üblicherweise - aus Kostengründen - keine redundante Auslegung dieser erfolgt.

Zur Beantwortung der zweiten Forschungsfrage werden Zuverlässigkeitsberechnungen für eine Vielzahl von MS- und NS-Netzvarianten durchgeführt. Die Ergebnisse werden jeweils mithilfe bestehender und erweiterter Zuverlässigkeitskenngrößen quantifiziert als auch mit den NAK vergleichend gegenübergestellt. Als wesentliche Erkenntnis kann festgehalten werden, dass sich die NAK bei Einsatz von SGT gegenüber einem ausschließlich konventionellen Netzausbau in einem erheblichen Umfang (im Durchschnitt um rund 40 %) reduzieren lassen. Gleichzeitig kommt es über alle Netzvarianten zu einer vernachlässigbaren Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit (*ASIDI*, *SAIDI*) durch SGT. Für einzelne (wenige) Lasten kann der Einsatz von SGT jedoch zu einer Beeinflussung der Versorgungszuverlässigkeit führen. Dazu zählt insbesondere die Umsetzung automatisierter Wiederversorgungsprozesse mittels DNA-System, da dadurch die *mittlere Dauer einer Versorgungsunterbrechung* sowie die *Nichtverfügbarkeit* einzelner Lasten in einem erheblichen Umfang reduziert werden kann.

Ferner hat sich gezeigt, dass der Einsatz von SGT in einspeisegetriebenen MS- und NS-Netzen zu einem Anstieg der *Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen* in fehlerbedingten Netzzuständen führen kann. Da es in der Folge zu spannungsbedingten Schutzauslösungen an DEA kommen kann, geht dieses mit negativen Effekten auf die Zuverlässigkeitskenngrößen von DEA einher. Bei DNA-Systemen kommt der Vorgabe von Rückfallpositionen, welche bei Versagen eines DNA-Systems umgesetzt werden, eine besondere Beachtung zuteil. Es hat sich in den Untersuchungen gezeigt, dass diese mit hohen Auswirkungen auf die Zuverlässigkeitskenngrößen von DEA verbunden sein können. Erfolgt als Rückfallposition eine vollständige Abregelung von DEA, so werden zwar spannungsbedingte Schutzauslösungen verhindert, allerdings werden DEA auch in vielen Situationen, bei denen kein (potenzieller) Netzengpass vorliegt, abgeregelt. Hingegen können bei geschickter Vorgabe der Rückfallpositionen sowohl ein Anstieg der *Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen* vermieden werden, als auch negative Auswirkungen auf die DEA begrenzt werden.

In einem weiteren Schritt werden die entwickelten Modelle der SGT auf Fragestellungen im Übertragungsnetz übertragen. Bislang wird ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb im Übertragungsnetz nahezu vollständig durch präventive Maßnahmen sichergestellt. Dazu werden im Vorfeld einer möglichen (n-1)-Situation Maßnahmen umgesetzt, um bei einer tatsächlich eintretenden (n-1)-Situation einen engpassfreien Netzbetrieb gewährleisten zu können. Der Einsatz von Systemautomatiken erlaubt die Umsetzung eines kurativ (n-1)-sicheren Netzbetriebs. Dabei werden automatisierte Entlastungsmaßnahmen erst bei tatsächlich vorliegenden fehlerbedingten Netzengpässen umgesetzt und so eine höhere Ausnutzung bestehender Übertragungskapazitäten erreicht. Wie auch bei den SGT stellt sich hier die Frage, wie zuverlässig die Systemautomatiken sind und mit welchen Risiken der Einsatz von Systemautomatiken auf den Netzbetrieb verbunden ist.

Im Ergebnis befindet sich die Zuverlässigkeit der Systemautomatiken nur leicht unterhalb der von konventionellen Betriebsmitteln. Die Risikobewertung legt nahe, dass die Wahrscheinlichkeit für Betriebsmittelüberlastungen bei allen untersuchten präventiven und kurativen Maßnahmen extrem gering ist. Durch den Einsatz von Systemautomatiken kommt es nicht zu einem Anstieg der Wahrscheinlichkeit von Betriebsmittelüberlastungen im Übertragungsnetz.

Aufbauend auf dieser Arbeit gilt es im Ausblick weitere Forschungsfragen zu beantworten:

- (1) Zum einen werden in der vorliegenden Arbeit die SGT vorwiegend zur Behebung von einspeisebedingten Grenzwertverletzungen eingesetzt. Insbesondere in städtischen MS- und NS-Netzen führen jedoch hauptsächlich zusätzliche Lasten (ePkw, Wärmepumpen) zu einem steigenden Netzausbaubedarf. Hier gilt es zu prüfen, welchen Einfluss der Einsatz von SGT auf Zuverlässigkeit von lastgetriebenen MS- und NS-Netzen hat. Besonders zählt dazu die Umsetzung eines Lastmanagements.
- (2) Batteriespeichersysteme haben in den letzten Jahren erheblich an Bedeutung zugenommen und werden vermehrt in MS- und NS-Netzen eingesetzt. Da diese über ein hohes Potenzial zur Erbringung von Systemdienstleistungen verfügen, gilt es in nachfolgenden Arbeiten umfassend zu analysieren, in welchem Umfang Batteriespeichersysteme einen Beitrag zum Aufbau eines (temporären) Inselnetzbetriebs in MS- und NS-Netzen leisten können. Dadurch könnten Versorgungsunterbrechungen zügig behoben werden. Unklar ist jedoch, wie die genaue Ausgestaltung aussehen könnte und welche Anforderungen an den Netzbetrieb gestellt werden. Darauf basierend gilt es, die damit verbundenen Auswirkungen auf die entstehenden Kosten und die Versorgungszuverlässigkeit zu untersuchen.
- (3) Die zunehmende Verzahnung von unterschiedlichen Energieversorgungssystemen (Sektorenkopplung) bedarf ebenso einer genaueren Analyse. Dazu zählt die gemeinsame Betrachtung von elektrischen und gasbasierten Energieversorgungssystemen aber ebenso die des Kommunikationssystems. So ist denkbar, dass bei einer gemeinsamen Betrachtung Synergien zwischen den Sektoren entstehen können, welche es im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung geeignet abzubilden gilt. Chancen bestehen bspw. in der Möglichkeit zur gegenseitigen Stützung der unterschiedlichen Sektoren im Fehlerfall. Risiken bestehen bspw. durch die Möglichkeiten einer sektorenübergreifenden Fehlerausweitung.

11 Verzeichnisse

11.1 Literaturverzeichnis

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change
Adoption of the Paris Agreement
Conference of the Parties to the Convention at its seventeenth session. 2015.
- [2] Umweltbundesamt
Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018
Dessau-Roßlau, Climate Change 22/2020, 2020.
- [3] Deutscher Bundestag - 19. Wahlperiode
Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)
2020.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)
Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung
2016.
- [5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
EEG in Zahlen 2018
[Online]. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (zugegriffen 02.06.2020).
- [6] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project (RAP) (2019)
Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus
2020.
- [7] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Elektromobilität braucht Netzinfrastruktur - Netzanschluss und -integration von Elektromobilität
Positionspapier, 2017.
- [8] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2019 - Berichte der Verteilnetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG
2020.
- [9] A. J. Schwab
Elektroenergiesysteme - Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende
6. Auflage. Karlsruhe: Springer Vieweg, 2019.

- [10] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, **Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung**
Bonn, 2015.
- [11] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, **„Smart Grid“ und „Smart Market“ Eckpunkte der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems**
Bonn, 2011.
- [12] A. Sillaber
Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung
1. Auflage. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016.
- [13] F. Dorsemagen
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 19, Wuppertal, 2018.
- [14] C. Oerter
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 4, Wuppertal, 2014.
- [15] A. Cl. Agricola, B. Höflich, P. Richard, *et al.*,
dena-Verteilnetzstudie. Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), Berlin, Endbericht, 2012.
- [16] S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, *et al.*
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 8, Wuppertal, 2016.
- [17] H. Gebler
Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen für elektrische Energieversorgungsnetze
Dissertation, Technische Hochschule Darmstadt, Darmstadt, 1981.
- [18] W. Wellßow
Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung
Dissertation, Technische Hochschule Darmstadt, Darmstadt, 1986.
- [19] J. Backes
Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit - Neue Ansätze zur Verwendung probabilistischer Zuverlässigkeitskenngrößen in der Netzplanung und -optimierung
Dissertation, Universität des Saarlandes, Saarbrücken, 1998.
- [20] B. Bitzer
Störungsanalyse und Modellbildung zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit von 110-kV-Netzen
Dissertation, Technische Hochschule Darmstadt, Darmstadt, 1981.

- [21] M. Schwan
Aspekte der Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungsnetze im liberalisierten Markt
Dissertation, Universität des Saarlandes, Saarbrücken, 2003.
- [22] M. Zdrallek
Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme - Neue Aspekte der Modellbildung und Anwendung
Dissertation, Universität Siegen, Shaker Verlag, Aachen, 2000.
- [23] A. Sorg
Risikoorientierte Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit elektrischer Energieversorgungsnetze
Dissertation, Universität Siegen, Shaker Verlag, Siegen, 2001.
- [24] H. H. Thies
Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 6, Wuppertal, 2015.
- [25] I. Athamna
Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 5, Wuppertal, 2015.
- [26] H. Vennegeerts
Zuverlässigkeitstechnische und wirtschaftliche Bewertung der Instandhaltung in elektrischen Verteilungsnetzen
Dissertation, RWTH Aachen, Schriftenreihe, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 99, Aachen, 2004.
- [27] M. Garau, G. Celli, E. Ghiani, *et al.*
ICT Reliability Modelling in Co-Simulation of Smart Distribution Networks
2015 IEEE 1st International Forum on Research and Technologies for Society and Industry Leveraging a better tomorrow (RTSI), Turin, 2015.
- [28] G. Celli, E. Ghiani, F. Pilo, *et al.*
Reliability Assessment in Smart Distribution Networks
Electric Power Systems Research, Vol. 104, S. 164–175, 2013.
- [29] G. Celli, E. Ghiani, F. Pilo, *et al.*
Impact of ICT on the Reliability of Active Distribution Networks
Proceedings of the CIRED 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid, Lissabon, 2012.
- [30] A. L. A. Syrrri und P. Mancarella
Evaluation of Reliability Performance of Distribution Networks Implementing Demand Response Schemes
MedPower 2014, Athen, 2014.
- [31] D. M. Schacht
Zuverlässigkeit im Smart Grid
Dissertation, RWTH Aachen, Schriftenreihe Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 175, Aachen, 2017.

- [32] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Motorantrieb TAPMOTION ED: Betriebsanleitung (138/07 DE)
2016.
- [33] J. N. Jagers, J. Khosa, P. J. De Klerk, *et al.*
Transformer Reliability and Condition Assessment in a South African Utility
XVth International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, 2007.
- [34] Siemens AG
FITformer REG - Bedienungsanleitung FITformer REG V2.0 (Z 4 802 136 Rev.3.0)
2015.
- [35] J. König und L. Nordström
Reliability Analysis of Substation Automation System Functions
Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium, Reno, 2012.
- [36] M. Chafai, L. Refoufi, und H. Bentarzi
Large Power Transformer Reliability Modeling
International Journal of System Assurance Engineering and Management, Vol. 7, 2016.
- [37] A. Berger, M. Hennig, und C. Körner
Voltage Control in Smart Distribution Grids - Overview and Practical Experience of Available Solutions
Proceedings of the 22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, 2013.
- [38] M. Carlen, F. Cornelius, J. Tepper, *et al.*
Line Voltage Regulator for Voltage Adjustment in MV-Grids
Proceedings of the 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015), Lyon, 2015.
- [39] W. Kruschel, J. P. da Costa, B. Dombert, *et al.*
Power Electronic Voltage Regulator for Increasing the Distributed Generation Capacity in Low Voltage Networks
15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Lille, 2013.
- [40] W. Fu, S. Zhao, J. D. McCalley, *et al.*
Risk Assessment for Special Protection Systems
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, Issue 1, S. 63–72, 2002.
- [41] S. Patzack, N. Erle, H. Vennegeerts, *et al.*
Einfluss von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen auf die Netzdimensionierung
14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.
- [42] **Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2002) geändert worden ist**
2005.
- [43] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2011.

- [44] K. Heuck, K.-D. Dettmann, und D. Schulz
Elektrische Energieversorgung
9., Aktualisierte und Korrigierte Auflage. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.
- [45] D. Oeding und B. R. Oswald
Elektrische Kraftwerke und Netze
7. Auflage. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.
- [46] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DIN 40041 - Zuverlässigkeit: Begriffe
Beuth Verlag GmbH, Berlin, Berlin, 1990.
- [47] P. Steffens
Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 16, Wuppertal, 2018.
- [48] P. Awater, M. Schwan, K. Kamps, *et al.*
AEwene - Auswirkungen der Energiewende auf die Versorgungszuverlässigkeit von Verteilungsnetzen
Abschlussbericht; Teilvorhaben ‚Modellbildung‘ Förderkennzeichen 0325835A; Teilvorhaben ‚Test und Qualitätsbeurteilung‘ Förderkennzeichen 0325835B Wuppertal/Erlangen, 2019.
- [49] J. S. Harnisch
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 20, Wuppertal, 2018.
- [50] ewi Energy Research & Scenarios gGmbH
Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung
Köln, Endbericht, 2017.
- [51] WWF Deutschland
Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken
Basel/Berlin, Endbericht, 2009.
- [52] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, *et al.*
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
Schlussbericht, 2012.
- [53] conenergy Unternehmensberatung GmbH
Elektromobilität - ein Geschäftsfeld der Zukunft: auch für Energieversorger?
2009.
- [54] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, *et al.*
Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
2016.

- [55] Kraftfahrt-Bundesamt
Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1. Januar 2020 gegenüber dem 1. Januar 2019
[Online]. Verfügbar unter:
https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz/b_jahresbilanz_inhalt.html;jsessionid=0ACA521F5627CC834020A1AF2305B071.live11311?nn=2598042
(zugegriffen 16.02.2021).
- [56] R. Uhlig
Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 13, Wuppertal, 2017.
- [57] D. Wolter
Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 24, Wuppertal, 2019.
- [58] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW
TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
2007.
- [59] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, *et al.*
Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes
2018.
- [60] Union for the co-ordination of transmission of electricity (UCTE)
Final Report - System Disturbance on 4 November 2006
2006.
- [61] Die Europäische Kommission
Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
2017.
- [62] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDE-AR-N 4121:2018-04 - Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze
VDE Verlag GmbH, 2018.
- [63] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDE-AR-N 4110 - Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)
VDE Verlag GmbH, 2018.
- [64] **Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist**
2017.
- [65] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DIN VDE 0276-1000 (VDE 0276 Teil 1000):1995-06: Starkstromkabel
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1995.

- [66] M. Kliesch und F. Merschel
Kabelhandbuch
8. Auflage. Frankfurt am Main | Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2012.
- [67] G. Brauner
Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung: Strategien für effiziente Energieversorgung bis 2050
Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019.
- [68] R. Küchler
Die Transformatoren - Grundlagen für ihre Berechnung und Konstruktion
Zweite verbesserte Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 1966.
- [69] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DIN EN 60076-1 / VDE 0532-76-1:2012-03 - Leistungstransformatoren - Teil 1: Allgemeines (IEC 60076-1:2011); Deutsche Fassung EN 60076-1:2011
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2012.
- [70] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DIN EN 60076-1 / VDE 0532-76-1:2012-03 - Leistungstransformatoren - Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren (IEC 60076-7:2005)
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2008.
- [71] S. Tenbohlen, M. Schäfer, und H. Matthes
Beurteilung der Überlastbarkeit von Transformatoren mit online Monitoringsystemen
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99, H. 1-2, 2000.
- [72] A. Eberle GmbH & Co. KG
Technische Daten: Niederspannungsregelsystem LVRSys
2017.
- [73] ABB AG Transformatoren
Deutsche Original-Betriebsanleitung - Mittelspannungslängsregler MV-LVR - Spannungsanpassung im Mittelspannungsnetz (DEABB 5208 16 de Rev. 0)
2016.
- [74] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDE-AR-N 4105 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
VDE Verlag GmbH, 2018.
- [75] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)
FNN Hinweis: rONT – Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb
2016.
- [76] ABB Limited
Product leaflet: Line Voltage Regulator for Middle Voltage Grids - Reliable Answer to Voltage Variations
2015.

- [77] A. Eberle GmbH & Co. KG
LVRSys - Auf die richtige Spannung kommt es an (LVRSys_D_0415-nue)
- [78] B. Tschida
Die Systemverantwortung der Netzbetreiber: Überlegungen vor dem Hintergrund eines sich wandelnden energiewirtschaftlichen Umfelds
Dissertation, Universität Leipzig, Schriften zum Infrastrukturrecht, Leipzig, 2016.
- [79] **Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.**
2019.
- [80] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung (Konsultationsfassung)
2010.
- [81] D. Brothe und C. Riechmann
Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland
Sonderdruck aus Energiewirtschaftliche Tagesfragen: et; Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt, Jg. 58, Heft 10, S. 31–36, 2008.
- [82] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)
Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland - Fakten
2013.
- [83] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen - Vorgaben der Bundesnetzagentur zu Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen in Elektrizitätsnetzen gemäß § 52 EnWG (Anlage)
2016.
- [84] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Monitoringbericht 2019 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Bonn, 2020.
- [85] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Monitoringbericht 2016 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Bonn, 2016.
- [86] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Monitoringbericht 2014 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Bonn, 2014.
- [87] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Monitoringbericht 2018 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Bonn, 2019.

- [88] H.-D. Kochs
Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen: Einführung in die Methodik, die Verfahren und ihre Anwendung
Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, 1984.
- [89] R. Danda
Zuverlässigkeitsuntersuchungen für die Jahres-Kraftwerksbetriebsplanung
Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 1982.
- [90] F. Möhrke
Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 33, Wuppertal, 2021.
- [91] A. Shustov
Netzschutz für elektrische Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen
Dissertation, Universität Kassel, kassel university press GmbH, Kassel, 2009.
- [92] H. Ungrad, W. Winkler, und A. Wiszniewski
Schutztechnik in Elektroenergiesystemen: Grundlagen, Stand der Technik, Neuentwicklungen
2. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 2013.
- [93] V. Crastan
Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik
4. Auflage Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015.
- [94] Siemens AG
Applikations-Beispiele für SIPROTEC-Schutzgeräte
2005.
- [95] R. Marenbach, D. Nelles, und C. Tuttas
Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik
2. Auflage. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.
- [96] R. Flosdorff und G. Hilgarth
Elektrische Energieverteilung
4. Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 1994.
- [97] A. Eberle GmbH & Co. KG
Bedienungsanleitung: LVRSys 3-phasen Systeme - Low Voltage Regulation System - Niederspannungsregelsystem - Systeme der Baureihe: 180.1000.2xxx Auslieferung ab 2017 und FW-Version 12.00.05 / 12.01.00
2018.
- [98] S. C. Krahl
Berechnung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Zuverlässigkeitskenngrößen in elektrischen Verteilungsnetzen
Dissertation, RWTH Aachen, Schriftenreihe Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 130, Aachen, 2010.

- [99] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Anwendungshilfe: Fragen und Antworten zum Qualitätselement-Schaden - Durchsetzung von Schadensersatz bei fremdverursachten Versorgungsunterbrechungen
2019.
- [100] P. Parikh, I. Voloh, und M. Mahony
Distributed fault detection, isolation, and restoration (FDIR) technique for smart distribution system
66th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, Texas, USA, 2013.
- [101] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V.
Technischer Bericht 302 - Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen
2008.
- [102] H. Vennegeerts, C. Schröders, M. Holthausen, *et al.*
Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 2004 - 2011
2013.
- [103] IEEE Power & Energy Society
IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)
2012.
- [104] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2018
2019.
- [105] C. Körner, F. Oechsle, M. Braun, *et al.*
Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz
7. ETG / FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2012, Mainz, 2012.
- [106] A. Eberle GmbH & Co. KG
Bedienungsanleitung: Spannungsregler REG-DA - Ausgabe: 11/2017
2017.
- [107] Conseil international des grands réseaux électriques (CIGRE) - Working Group A2.34
Guide for transformer maintenance
2011.
- [108] A. Küchler
Hochspannungstechnik: Grundlagen - Technologie - Anwendungen
3. neu Bearbeitete und Erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- [109] B. Alfred, Hammer, Christian, K. Uwe, *et al.*
Laststufenschalter nach dem Reaktorschaltprinzip (Aktenzeichen: 10 2014 100 949.5)
Offenlegungsschrift, 2015.

- [110] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Spannungsregler TAPCON: Betriebsanleitung (3587317/14 DE)
2017.
- [111] J. Schmiesing
Regelbare Ortsnetztransformatoren zur Integration regenerativer Erzeugungsanlagen in ländlichen Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Technische Universität Clausthal, Clausthal, 2015.
- [112] R. Schnieder
Regelungsverfahren für regelbare Ortsnetztransformatoren im Mono- und Multi-sensorbetrieb
Dissertation, Technische Universität Clausthal, Clausthal, 2017.
- [113] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Laststufenschalter GRIDCON iTAP - Betriebsanleitung (4288748/02 DE)
2015.
- [114] B. Lehde, P. Ratsch, und J. Schmiesing
Standardbetriebsmittel rONT: Planung und Betrieb bei der Avacon AG
Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, 2013.
- [115] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
GRIDCON Transformator - Spannungsregelung für Verteilungsnetze
2015.
- [116] J. Schneider Elektrotechnik GmbH
Regelbarer Ortsnetztransformator - SmartActiveTransformer (0912 reprint 0415)
- [117] Siemens AG
FITformer REG - Der anpassungsfähige Ortsnetztransformator
2013.
- [118] Schneider Electric Industries SAS
Automatisches Spannungsregelungssystem für den Transformator Minera SGrid - Inbetriebnahme- und Bedienungsanleitung (03/2015)
2015.
- [119] T. Sybel und S. Hoppert
Effizienzsteigerung bei Ortsnetztransformatoren - Auf die richtige Spannung kommt es an
EW - Magazin für die Energiewirtschaft, Heft 6 / 04.2013 Reprint 05.2013, 2013.
- [120] S. Hoppert und P. Krüger
Kostenintensiven Netzausbau vermeiden
Nürnberg, Applikationsbericht, 2015.
- [121] A. Eberle GmbH & Co. KG
Bedienungsanleitung: LVRSys 3-phasen Systeme - Low Voltage Regulation System - Niederspannungsregelsystem - Systeme der Baureihe: 180.1000.2xxx Auslieferung ab 2017
2017.

- [122] M. Carlen, I. Buschmann, F. Cornelius, *et al.*
Voltage Control System United States Patent, Patent No. US9618950B2
2017.
- [123] P. R. P. Sarathy
Analysis and Optimization of Medium Voltage Line Voltage Regulators
Master-Thesis, Delft University of Technology & Norwegian University of Science and
Technology, 2018.
- [124] ABB Limited
**Regulating life's ups and downs: Increasing grid capacity to connect renewable
energies**
ABB review, 2015.
- [125] K. McCarthy und V. Avelar
Comparing UPS System Design Configurations
Schneider Electric's Data Center Science Center, White Paper 75, Revision 3.
- [126] K. Rahmat, S. Jovanovic, und K. L. Lo
**Reliability Comparison of Uninterruptible Power Supply (UPS) System
Configurations**
Intelec(r) 2013; 35th International Telecommunications Energy Conference, Smart Power
and Efficiency, Hamburg, 2013.
- [127] M. Ludwig, Korotkiewicz, Kamil, B. Dahmann, *et al.*
**Agent-Based Grid Automation in Distribution Grids: Experiences under Real Field
Conditions**
CIRED Workshop: Microgrids and Local Energy Communities, Ljubljana, 2018.
- [128] E.-L. Limbacher und P. Richard
**dena Analyse: Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende
- Übersicht, Status Quo und Handlungsbedarf**
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.
- [129] T. Kumm, M. Zdrallek, M. Stadler, *et al.*
**Verbundvorhaben: Green Access Intelligente Verteilnetzautomatisierung für einen
erhöhten Zugang regenerativer Energien**
Oldenburg, Abschlussbericht, 2019.
- [130] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group
Smart Grid Reference Architecture
2012.
- [131] SMA Solar Technology AG
**Serviceanleitung für Installateure - SUNNY BOY 1.5 / 2.5 - Version 1.0 (SB15-25-
SG-de-10)**
2015.
- [132] ENERCON GmbH
Technische Beschreibung - ENERCON SCADA System (Dokument-ID D0190917-9)
2018.

- [133] R. Schmaranz
Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze: Technische und organisatorische Maßnahmen unter Berücksichtigung neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse
Habilitationsschrift, Technische Universität Graz, Graz, 2014.
- [134] N. Neusel-Lange
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 1, Wuppertal, 2013.
- [135] G. Schnell und B. Wiedemann
Bussysteme in der Automatisierungs- und Prozesstechnik: Grundlagen, Systeme und Anwendungen der industriellen Kommunikation
9., Aktualisierte und Verbesserte Auflage. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2019.
- [136] Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) / Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution (CIRED) Joint Working Group C6 / B5.25
Control and Automation Systems for Electricity Distribution Networks (EDN) of the Future
CIGRE, 2017.
- [137] **Gesetz zur Erleichterung des Ausbaus digitaler Hochgeschwindigkeitsnetze (Digi-NetzG) vom 4. November 2016**
2016.
- [138] E. Blasius
Ein Beitrag zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen als steuerbare Lasten und mobile Speicher durch einen Aggregator
Dissertation, Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Cottbus / Senftenberg, 2016.
- [139] R. Herheuser
Planung von Vermittlungsnetzen - Eine Einführung
Zürich: vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zürich, 2008.
- [140] M. Conte
Dynamic Routing in Broadband Networks
New York: Springer Science & Business Media, 2012.
- [141] E. W. Dijkstra
A Note on Two Problems in Connexion with Graphs
Numerische Mathematik, 1, Nr. 1, S. 269–271, 1959.
- [142] F. Möhrke, K. Kamps, M. Zdrallek, *et al.*
Clustering and Determination of Relevant Network Operating Points in Analytical Reliability Calculation
Proceedings of the 25th international conference and exhibition on electricity distribution (CIRED), Madrid, 2019.
- [143] F. Möhrke, K. Kamps, M. Zdrallek, *et al.*
Risikovergleich für Übertragungsnetzebene: Kurativ oder präventiv (n – 1)-sicherer Betrieb?
ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Nr. Jg. 118, Ausgabe 11-12, S. 74–79, 2019.

- [144] K. Kamps, F. Möhrke, K. F. Schäfer, *et al.*
Modelling and Risk Assessment of Special Protection Schemes in Transmission Systems
2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Lüttich, 2020.
- [145] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, *et al.*
Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (Teil 1)
2019.
- [146] M. Ritzau, D. Nailis, L. Schuffelen, *et al.*
Diskussionsbeitrag zur Stromversorgung Belgiens im Falle eines Atomausstieges
BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, Gutachten, 2016.
- [147] J. Scheel
Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen
Dissertation, Technische Universität Ilmenau, Schriftenreihe Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA), Band 22, Ilmenau, 2017.
- [148] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement (Konsultationsfassung)
2010.
- [149] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen 2020.
- [150] A. Hoffrichter, M. Schneider, und A. Moser
Planungsorientierte Simulation kurativer Maßnahmen im Deutschen Übertragungsnetz
16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [151] Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE)
Leistungsfähigkeit des Stromnetzes für die Energiewende verbessern
2018.
- [152] J. McCalley, O. Oluwaseyi, V. Krishnan, *et al.*
System Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management - Final Project Report
2010.
- [153] S. D. Boeck, D. V. Hertem, K. Leuven, *et al.*
Review of Defence Plans in Europe: Current Status, Strengths and Opportunities
CIGRE Science & Engineering, Vol. 5, pp 6-16, 2016.
- [154] M. Bendrat
Analyse der Spannungsqualität in Verteilnetzen auf der Niederspannungsebene sowie Realisierung geeigneter Kompensationsmaßnahmen
Dissertation, Fern-Universität in Hagen, Hagen, 2010.

- [155] T. Benz und T. Borchard
Spannungsregelung im Verteilnetz
Energy 2.0 - Kompendium 2012 - Netztechnik & Smart Grid, S. 184–186, 2012.
- [156] H. Vennegeerts, L. Kalisch, J. Ziegeldorf-Wächter, *et al.*
Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 2012–2018
2020.
- [157] S. Rolauffs und C. Maurer
Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen: Bewertung planerischer und betrieblicher Maßnahmen
Technische Innovationen in Verteilungsnetzen - ETG-Fachtagung, Würzburg, 2005.
- [158] Phoenix Contact
Spannungsmessumformer - MACX MCR-VAC - 2906239
[Online]. Verfügbar unter:
<https://www.phoenixcontact.com/online/portal/de?uri=pxc-oc-itemdetail:pid=2906239&library=dede&tab=1> (zugegriffen 01.10.2020).
- [159] M. H. J. Bollen
Literature search for reliability data of components in electric distribution networks
Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven, Eindhoven, (EUT report. E, Fac. of Electrical Engineering; Vol. 93-E-276), 1993.
- [160] G. W. Scheer
Comparison of Fiber-Optic Star and Ring Topologies for Electric Power Substation Communications
1st Annual Western Power Delivery Automation Conference, Washington, 1999.
- [161] D. J. Dolezilek
Choosing between Communications Processors, RTUs, and PLCs as Substation Automation Controllers
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA USA, SEL White Paper, 2000.
- [162] Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE)
IEEE Std 493 (Revision of the IEEE Std 493-1997): IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Gold Book)
2007.
- [163] Siemens AG
Siemens Norm SN 29500-11 - Ausfallraten Bauelemente Teil 11: Erwartungswerte von Schützen
2015.
- [164] Siemens AG
Siemens Norm SN 29500-3- Ausfallraten Bauelemente Teil 3: Erwartungswerte von Diskreten Halbleitern
2009.
- [165] ABB Ltd.
Reliability of uninterruptible power supplies
Quartino, White Paper - NW-MTBF/0610, 2006.

- [166] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Jahresbericht 2017 - Netze für die Zukunft
Bonn, Jahresbericht, 2017.
- [167] M. Obergünner, M. Schwan, C. Krane, *et al.*
Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 1994 bis 2001
2004.
- [168] Y. C. Hsiao, J. López, T. Y. Hsiao, *et al.*
Considering ICT in Reliability Assessment of System Protection Scheme
18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), Porto, 2015.
- [169] Nan. Liu, M. Panteli, und P. A. Crossley
Risk assessment of an IEC 61850 based substation communication network in a system integrity protection scheme
IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN) 2015, 2015.
- [170] Alcoa Fujikura Ltd.
Reliability of Fiber Optic Cable Systems: Buried Fiber Optic Cable; Optical Groundwire Cable; All Dielectric, Self Supporting Cable
2001.

11.2 Veröffentlichungen des Verfassers

- [1] Kamps, K; Möhrke, F.; Ali, S.A; Wintzek, P. Zdrallek, M., Aschenbroich, F.
Operating principle and reliability of load management systems in low-voltage networks
CIRED Berlin 2020 Workshop, Berlin, 2020
- [2] Kamps, K.; Möhrke, F.; Zdrallek, M., Schäfer, K.F; Wasserrab, A.; Schwerdfeger, R.; Thiele, M.
Modelling and Risk Assessment of Special Protection Schemes in Transmission Systems
2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2020) Lüttich (Belgien), 2020
- [3] Kamps, K; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.
Reliability of Decentralized Network Automation Systems and Impacts on Distribution Network Reliability
2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS) Lüttich (Belgien), 2020
- [4] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M., Schäfer, K.F; Wasserrab, A.; Schwerdfeger, R.; Thiele, M.
Risikovergleich für Übertragungsnetzebene: Kurativ oder präventiv (n-1)-sicherer Betrieb?
ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 118, Ausgabe 11-12, S. 74 - 79,
VDE VERLAG GmbH, Berlin, 12/2019
- [5] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M.:
How reliable are smart distribution grids?
ComForEn 2019, 10. Symposium Communications for Energy Systems,
Tagungsband, S. 47-53, Eigenverlag des Österreichischen Verbandes für
Elektrotechnik, Wien (Österreich), 2019
- [6] Kamps, K; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.; Osterholt, A.;
Aschenbroich, F.
Reliability Calculations with Smart Grid Technologies in Distribution Grids
Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED
2019), Madrid, 2019
- [7] Awater, P.; Schwan, M.; Kamps, K.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.:
Auswirkungen der Energiewende auf die Versorgungszuverlässigkeit von Verteilungsnetzen
Abschlussbericht, Wuppertal/Erlangen, 2019
- [8] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.; Osterholt, A.
Clustering and Determination of Relevant Network Operating Points in Analytical Reliability Calculations
Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED
2019), Madrid, 2019
- [9] Kamps, K.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.
Modeling of Smart Grid Technologies for Reliability Calculations of Distribution Grids
Proceedings of the 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, 2018

- [10] Möhrke, F.; Kamps, K.; Awater, P.; Ettinger, A.; Schwan, M.; Zdrallek, M.
Innovative Konzepte zur zuverlässigkeitstechnischen Modellierung von dezentralen Energiewandlungsanlagen
Tagungsband der 4. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, 2017
- [11] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M.; Awater, P.:
Modelling of decentral energy resources in distribution grids for reliability calculation
Proceedings of the International ETG Congress 2017, Bonn, 2017

11.3 Abkürzungen

Alle Abkürzungen gelten im Singular und im Plural.

AF	Anwendungsfall
AR	Anwenderrichtlinie
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMA	Biomasseanlage
BPL	Breitband-Powerline
BW	Barwert
CAPEX	Capital Expenditure
Cigrè	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
COM	Common-Mode-Ausfall
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
DEM	Dynamisches Einspeisemanagement
<i>DigiNetzG</i>	Gesetz zur Erleichterung des Ausbaus digitaler Hochgeschwindigkeitsnetze
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DISQUAL	Distribution Study Committee, Group of Experts
DNA-System	Dezentrales Netzautomatisierungssystem
EIP	Stehender Erdschluss
EB	Eingeschränkter Betrieb
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
EisMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ePkw	Elektro-Personenkraftwagen
ESR	Einzelstrangregler
FACTS	Flexible AC Transmission System
FB	Fallback
FDIR	Fault-Detection, Fault-Isolation and Recovery Techniques
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GEG	Gebäudeenergiegesetz
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH-Sicherung	Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
Inst.	Installiert
K	Konzept

KFS	Kleinfernwirksystem
KONV	Netzvariante mit Umsetzung eines ausschließlich konventionellen Netzausbaus
Kp	Komponente
KVS	Kabelverteilerschrank
KW	Kraftwerk
LP	Ladepunkt
LS	Leistungsschalter
LVS	Leistungsschalterversager
LWK	Laufwasserkraftwerk
LWL	Lichtwellenleiter
Max.	Maximal
MEM	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall
MF	Mobilfunk
MS	Mittelspannung
NAK	Netzausbaukosten
NEA	Netzersatzaggregat
NH-Sicherung	Niederspannungs-Hochleistungssicherung
NLTC	No Load Tap Changer
NNS	Netznutzungssituation
NOVA	Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
OLTC	On Load Tap Changer
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
OPEX	Operational Expenditure
PATL	Permanently Admissible Transmission Loading
Pkw	Personenkraftwagen
PVA	Photovoltaikanlage
RBD	Reliability Block Diagram
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SGT	Smart-Grid-Technologie
SPS	Spontane Schutzüberfunktion, Special Protection Schemes
SUE	Schutzüberfunktion
SUW	Spannungsoptimierung am Umspannwerk
SVS	Schutzversager
Sz	Szenario
TATL	Temporarily Admissible Transmission Loading
TOTEX	Total Expenditure
UMZ-Schutz	Unabhängiger Maximalstromzeitschutz
UNE	Unabhängiger Einfachausfall
UW	Umspannwerk

VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VPE	Vernetztes Polyethylen
WEA	Windenergieanlage
WiMAX	Worldwide Interoperability for Microwave Access
Zuv.	Zuverlässig

11.4 Formelzeichen, Symbole, Indizes

Allgemeine Indizes

i, j, k, z	Laufindizes
$ASIDI$	Average System Interruption Duration Index
$ASIDI_{DEA}$	DEA-bezogener ASIDI (extrinsisch und intrinsisch)
$ASIDI_{DEA,Ext}$	DEA-bezogener ASIDI (extrinsisch)
$ASIDI_{DEA,Int}$	DEA-bezogener ASIDI (intrinsisch)
b_{GWV}	Entscheidungsvariable zur Ermittlung von Grenzwertverletzungen
$b_{Üb}$	Entscheidungsvariable zur Ermittlung von Betriebsmittelüberlastungen
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
$CAIDI$	Customer Average Interruption Duration Index
CO_2	Kohlenstoffdioxid
$e_{lim,max,DEA}$	Maximal zulässiger Anteil der jährlich nicht einspeisbaren Energie einer DEA
$e_{U,DEA}$	Nicht einspeisbare Energie einer DEA aufgrund fehlerbedingter Netzzustände, bezogen auf die in fehlerfreien Netzzuständen maximal einspeisbare Jahresenergiemenge
$e_{U,DEA,0}$	Nicht einspeisbare Energie einer DEA in fehlerfreien Netzzuständen, bezogen auf die maximal einspeisbare Jahresenergiemenge ohne Abregelung
$e_{U,DEA,Ext}$	Nicht einspeisbare Energie einer DEA aufgrund fehlerbedingter Netzzustände, bezogen auf die in fehlerfreien Netzzuständen maximal einspeisbare Jahresenergiemenge (extrinsisch)

$e_{U,DEA,Int}$	Nicht einspeisbare Energie einer DEA aufgrund fehlerbedingter Netzzustände, bezogen auf die in fehlerfreien Netzzuständen maximal einspeisbare Jahresenergiemenge (intrinsisch)
E	Energie
$E(X)$	Erwartungswert einer Zufallsvariable X
E_{DEA}	Jährlich eingespeiste Energie einer DEA im Normalbetrieb
$E_{lim,DEA}$	Jährlich eingespeiste Energie einer DEA im abgeregelten Betrieb
E_U	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie
$E_{U,DEA}$	Nicht einspeisbare Energie einer DEA (extrinsisch und intrinsisch)
$E_{U,DEA,Ext}$	Nicht einspeisbare Energie einer DEA (extrinsisch)
$E_{U,DEA,Int}$	Nicht einspeisbare Energie einer DEA (intrinsisch)
$f_{o,z}$	Reduktionsfaktor zur Behebung einer Betriebsmittelüberlastung an Zweig z
$f_{FB,DEA}$	(Einheitlicher) Faktor der Rückfallposition für DEA
H_A	Mittlere Ausfallhäufigkeit
$H_{FK,j}$	Häufigkeit der Fehlerkombination j
$H_{FK,NNS,j}$	Häufigkeit der NNS-Fehlerkombination j
H_{GWV}	Häufigkeit von Grenzwertverletzungen
H_{SpG}	Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen
H_{SpG0}	Häufigkeit von oberen Spannungsbandverletzungen
H_{SpGU}	Häufigkeit von unteren Spannungsbandverletzungen
$H_{SpGU,LastAb}$	Häufigkeit von unteren Spannungsbandverletzungen mit Lastabwurf
H_U	Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen
$H_{U,DEA}$	Häufigkeit von Einspeisedefiziten einer DEA (extrinsisch und intrinsisch)
$H_{U,DEA,Ext}$	Häufigkeit von Einspeisedefiziten einer DEA (extrinsisch)
$H_{U,DEA,Int}$	Häufigkeit von Einspeisedefiziten einer DEA (intrinsisch)
$H_{Üb}$	Häufigkeit von Betriebsmittelüberlastungen (extrinsisch und intrinsisch)
$H_{Üb,DEA}$	Häufigkeit Betriebsmittelüberlastungen (durch DEA hervorgerufen)

$H_{\text{Üb},\text{Last}}$	Häufigkeit von Betriebsmittelüberlastungen (durch Lasten hervorgerufen)
$H_{Z,i}$	Häufigkeit der Kombination i
I	Strom
I_{Arm}	Schwellwert, bei der eine Systemautomatik „scharf“ gestellt wird
I_{max}	Maximaler, in einem Betriebsmittel fließender Strom
$I_{\text{max,zul}}$	Maximal zulässiger Strom
I_{PATL}	Maximal dauerhaft fließender Strom (PATL-Wert)
$I_{\text{th,max}}$	Thermischer Grenzstrom
l	Leitungslänge
T_{ikr}	Zeitdauer vom Ausfalleintritt bis zur Durchführung der r -ten Wiederversorgungsmaßnahme, die am Lastknoten k zu einer Verbesserung führt bzw. bis zur vollständigen Wiederversorgung des Lastknotens k
$n_{\text{BM},\text{Üb},i,j}$	Anzahl Betriebsmittelüberlastungen in einer Ausfallsituation i und NNS j
$n_{\text{GWV},i}$	Anzahl Grenzwertverletzungen in einer Kombination i
$n_{\text{NNS},i}$	NNS innerhalb einer Clustergruppe i
$n_{\text{NNS,ges}}$	Anzahl aller NNS aller Clustergruppen
N_{DEA}	Anzahl aller angeschlossenen DEA innerhalb eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
$N_{\text{Last},k}$	Anzahl der am Lastknoten k angeschlossenen Lasten
NAK_{SGT}	NAK bei einem Netzausbau mit Einsatz von SGT
NAK_{Konv}	NAK bei einem ausschließlich konventionellen Netzausbau
p	Auf die installierte Leistung einer DEA bezogene (Einspeise-)Leistung (kurz: normierte Leistung)
p_A	Bedingte Wahrscheinlichkeit für ein Folgeereignis
p_{BV}	Bedingte Wahrscheinlichkeit eines Bypassversagers
p_d	Wahrscheinlichkeit der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der Last

$p_{d,DEA}$	Wahrscheinlichkeit der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der DEA. Die Variable d bezeichnet die Leistungsstufe aus der geordneten Jahresdauerlinie der dazugehörigen DEA bei der gilt: $S_{DEA,kd} > S_{DEA,ik1}$
$p_{d r}$	Bedingte Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der Last, unter der Bedingung, dass gilt: $S_{ikr} < S_{kd} < S_{ik(r+1)}$
$p_{d r,DEA}$	Bedingte Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der DEA, unter der Bedingung, dass gilt: $S_{ikr} < S_{kd} < S_{ik(r+1)}$
p_{FB}	Maximal zulässige einspeisbare Wirkleistung einer DEA in einer Rückfallposition, bezogen auf die installierte Leistung einer DEA
p_{LV}	Bedingte Wahrscheinlichkeit eines Leistungsschalterversagers
p_{NNS}	Höchste auf die installierte Leistung einer DEA bezogene (Einspeise-)Leistung in einer NNS
$p_{S,ikr}$	Wahrscheinlichkeit dafür, dass der Leistungsbedarf des Lastknotens k in der r -ten Stufe der Wiederversorgung zwischen S_{ikr} und $S_{ikr(r+1)}$ liegt
$p_{S,DEA,ikr}$	Wahrscheinlichkeit dafür, dass die maximal einspeisbare Leistung der DEA k in der r -ten Stufe der Wiederversorgung zwischen S_{ikr} und $S_{ikr(r+1)}$ liegt
$p_{Z,ik}$	Bedingte Unterbrechungswahrscheinlichkeit eines Lastknotens k in der Kombination i
$p_{Z,DEA,ik}$	Bedingte Wahrscheinlichkeit eines Einspeisedefizits einer DEA k in der Fehlerkombination i
p_{zul}	Höchste auf die installierte Leistung einer DEA bezogene (Einspeise-) Leistung, bei der noch keine Grenzwertverletzungen hervorgerufen werden
P	Wirkleistung
P_{DEA}	Aktuell eingespeiste Wirkleistung einer DEA
P_{inst}	Installierte Wirkleistung
$P_{inst,DEA}$	Installierte Wirkleistung einer DEA
$P_{FB,DEA}$	Maximal zulässige einspeisbare Wirkleistung einer DEA in einer Rückfallposition

P_{LP}	Maximale Wirkleistung eines Ladepunkts
P_T	Wirkleistung am Transformator
$Q_{A,i}$	Mittlere Zustandswahrscheinlichkeit für den Zustand <i>Ausgefallen</i> des Betriebsmittels i
$Q_{B,i}$	Mittlere Zustandswahrscheinlichkeit für den Zustand <i>Betrieb</i> des Betriebsmittels i
$Q_{EB,i}$	Mittlere Zustandswahrscheinlichkeit für den Zustand <i>Eingeschränkter Betrieb</i> des Betriebsmittels i
$Q_{FK,j}$	Wahrscheinlichkeit einer Fehlerkombination j
$Q_{FK,NNS,j}$	Wahrscheinlichkeit einer NNS-Fehlerkombination j
Q_{Komm}	Wahrscheinlichkeit für den Ausfall des Kommunikationsnetzes
$Q_{NNS,i}$	Wahrscheinlichkeit der repräsentativen NNS i
Q_{Prog}	Wahrscheinlichkeit für Prognosefehler
$Q_{SPS\ versagt}$	Wahrscheinlichkeit für das Versagen einer Systemautomatik (engl.: SPS)
Q_U	Nichtverfügbarkeit
$Q_{U,DEA}$	Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten einer DEA (extrinsisch und intrinsisch)
$Q_{U,DEA,Ext}$	Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten einer DEA (extrinsisch)
$Q_{U,DEA,Int}$	Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten einer DEA (intrinsisch)
$Q_{\ddot{u}b}$	Wahrscheinlichkeit einer Betriebsmittelüberlastung
r	Diskontierungszinssatz
S	Scheinleistung
$S_{DEA,max,i}$	Maximal einspeisbare Scheinleistung der DEA i
S_{ik1}	Gelieferte Scheinleistung eines Lastknotens k in einer Kombination bei Fehlereintritt
$S_{ik(r+1)}$	Gelieferte Scheinleistung eines Lastknotens k in der Kombination i zur r -ten Stufe der Wiederversorgung
S_{kd}	Scheinleistung am Lastknoten k in der Stufe d der zur Last dazugehörigen geordneten Jahresdauerlinie

$S_{kd,DEA}$	Eingespeiste Scheinleistung der DEA k in der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der dazugehörigen DEA
$S_{Last,k}$	Scheinleistung aller am Lastknoten k angeschlossenen Lasten
S_{NEA}	Maximale Scheinleistung eines NEA
S_r	Bemessungsscheinleistung
S_U	Unterbrochene Leistung
$S_{U,DEA}$	Unterbrochene Einspeiseleistung einer DEA (extrinsisch und intrinsisch)
$S_{U,DEA,Ext}$	Unterbrochene Einspeiseleistung einer DEA (extrinsisch)
$S_{U,DEA,Int}$	Unterbrochene Einspeiseleistung einer DEA (intrinsisch)
$SAIDI$	System Average Interruption Duration Index
$SAIDI_{DEA}$	DEA-bezogener SAIDI (extrinsisch und intrinsisch)
$SAIDI_{DEA,Ext}$	DEA-bezogener SAIDI (extrinsisch)
$SAID_{DEA,Int}$	DEA-bezogener SAIDI (intrinsisch)
$SAIDI_{EnWG}$	SAIDI nach dem Energiewirtschaftsgesetz
$SAIFI$	System Average Interruption Frequency Index
$SAIFI_{DEA}$	DEA-bezogener SAIFI (extrinsisch und intrinsisch)
$SAIFI_{DEA,Ext}$	DEA-bezogener SAIFI (extrinsisch)
$SAIFI_{DEA,Int}$	DEA-bezogener SAIFI (intrinsisch)
t	Zeit
T	Zeitliche Dauer
T_A	Mittlere Reparaturdauer
T_{Autom}	Schaltzeit für automatisierte Maßnahmen
T_B	Betrachtungszeitraum
T_{Fern}	Schaltzeit für fernbedienbare Maßnahmen
T_{ikr}	Dauer vom Ausfall bis zur Durchführung der r -ten Maßnahme im Prozess der Wiederversorgung an Lastknoten k
$T_{ikr,DEA}$	Dauer vom Ausfall bis zur Durchführung der r -ten Maßnahme im Prozess der Wiederversorgung an DEA k

T_{Man}	Schaltzeit für manuelle Maßnahmen ohne optimierte Fehlerortung
T_{NEA}	Zeitliche Dauer bis zum Einsatz eines NEA
T_{NNS}	Zeitliche Dauer einer NNS
T_{Ort}	Schaltzeit für manuelle Maßnahmen mit optimierter Fehlerortung
T_{Schalt}	Schaltzeit
T_U	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen
$T_{U,DEA}$	Mittlere Dauer von Einspeisedefiziten einer DEA (extrinsisch und intrinsisch)
$T_{U,DEA,Ext}$	Mittlere Dauer von Einspeisedefiziten einer DEA (extrinsisch)
$T_{U,DEA,Int}$	Mittlere Dauer von Einspeisedefiziten einer DEA (intrinsisch)
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis
U	Elektrische Spannung
U_B	Eingeprägte Spannung durch einen Booster-Transformator
U_i	Versorgungsspannung
U_{In}	Ungeregelte Eingangsspannung
U_n	Nennspannung
U_{Out}	Geregelte Ausgangsspannung
U_{Soll}	Spannungssollwert
U_{TUS}	Unterspannungsseitige Spannung eines Transformators
$\Delta ASIDI$	$ASIDI$ im Verhältnis zwischen dem $ASIDI$ bei einem Netzausbau mit Einsatz von SGT und dem $ASIDI$ der Variante KONV
$\Delta E_{lim,DEA}$	Jährliche aufgrund eines Einspeisemanagements nicht einspeisbare Energie einer DEA
ΔNAK	NAK im Verhältnis zwischen den NAK bei einem Netzausbau mit Einsatz von SGT und den NAK der Variante KONV
$\Delta SAIDI$	$SAIDI$ im Verhältnis zwischen dem $SAIDI$ bei einem Netzausbau mit Einsatz von SGT und dem $SAIDI$ und der Variante KONV
ΔU	Spannungsdifferenz
λ	Fehlerrate

λ_{BA}	Fehlerrate vom Zustand <i>Betrieb</i> in den Zustand <i>Ausgefallen</i>
λ_{BE}	Fehlerrate vom Zustand <i>Betrieb</i> in den Zustand <i>Eingeschränkter Betrieb</i>
$\lambda_{BE,0}$	Ursprüngliche Fehlerrate vom Zustand <i>Betrieb</i> in den Zustand <i>Eingeschränkter Betrieb</i>
λ_{EA}	Fehlerrate vom Zustand <i>Eingeschränkter Betrieb</i> in den Zustand <i>Ausgefallen</i>
μ	Reparaturrate
μ_{AB}	Reparaturrate vom Zustand <i>Ausgefallen</i> in den Zustand <i>Betrieb</i>
μ_{EB}	Reparaturrate vom Zustand <i>Eingeschränkter Betrieb</i> in den Zustand <i>Betrieb</i>
μ_{AE}	Reparaturrate vom Zustand <i>Ausgefallen</i> in den Zustand <i>Eingeschränkter Betrieb</i>
φ_{st}	Regelstufe eines Transformators

12 Anhang

12.1 Berechnungsformeln für die Zuverlässigkeitskenngrößen

Bei allen nachfolgenden Zuverlässigkeitskenngrößen für Lasten (Abschnitt 12.1.1 und Abschnitt 12.1.2), DEA (Abschnitt 12.1.3 und Abschnitt 0) und Grenzwertverletzungen (Abschnitt 12.1.5) handelt es sich um Erwartungswerte. Sie werden daher in der Form $E(X)$ angegeben (Erwartungswert einer Zufallsvariable X). Als Betrachtungszeitraum wird im Rahmen dieser Arbeit stets von $T_B = 1$ a ausgegangen. Eine Kombination meint im Folgenden eine Fehlerkombination, welche im Programmablauf der Zuverlässigkeitsberechnung näher untersucht wird und bei der eine oder mehrere NNS betrachtet werden.

12.1.1 Lastbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Die Berechnung der lastbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen erfolgt gemäß den Arbeiten [17], [18, S. 238ff.], [21, S. 147ff.]. Es werden nachfolgende Formelzeichen verwendet:

Erwartungswerte der Fehlerkombination

- $E(H_{Z,i})$ Erwartungswert der Häufigkeit der Kombination i
- $E(T_{ikr})$ Erwartungswert der Dauer vom Ausfall bis zur Durchführung der r -ten Maßnahme im Prozess der Wiederversorgung am Lastknoten k in der Kombination i

Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen

- $E(H_{U,ik})$ Erwartungswert der Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen in der Kombination i an dem Lastknoten k
- $E(H_{U,k})$ Erwartungswert der Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen an dem Lastknoten k
- $E(H_U)$ Erwartungswert der Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs

- $p_{z,ik}$ Bedingte Unterbrechungswahrscheinlichkeit eines Lastknotens k in der Kombination i . Die bedingte Unterbrechungswahrscheinlichkeit berechnet sich über das Verhältnis der Zeit, in der sich der Leistungsbedarf eines Lastknotens über der gelieferten Leistung in dem Betrachtungszeitraum T_B befindet. Zu diesem Zweck wird eine geordnete Jahresdauerlinie in diskrete Leistungsstufen (Versorgungsstufen) eingeteilt. Eine sinnvolle Einteilung kann bspw. unter Anwendung eines Clusterverfahrens erfolgen.

Nichtverfügbarkeit

- $E(Q_{U,ik})$ Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit in der Kombination i an dem Lastknoten k
- $E(Q_{U,k})$ Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit an dem Lastknoten k
- $E(Q_U)$ Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
- $p_{S,ikr}$ Wahrscheinlichkeit dafür, dass der Leistungsbedarf des Lastknotens k in der r -ten Stufe der Wiederversorgung zwischen S_{ikr} und $S_{ik(r+1)}$ liegt. Dieses Verhältnis kann aus den diskret eingeteilten Stufen der Jahresdauerlinie der dazugehörigen Last bestimmt werden.
- S_{ikr} Die dem Lastknoten k in der Kombination i zum Zeitpunkt $T_{ik(r-1)}$ zugewiesene Leistung
- $S_{ik(r+1)}$ Gelieferte Scheinleistung eines Lastknotens k in der Kombination i zur r -ten Stufe der Wiederversorgung

Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen

- $E(T_{U,ik})$ Erwartungswert der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen in der Kombination i an dem Lastknoten k
- $E(T_{U,k})$ Erwartungswert der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen an dem Lastknoten k
- $E(T_U)$ Erwartungswert der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs

Unterbrochene Leistung

- $E(S_{U,ik})$ Erwartungswert der unterbrochenen Leistung in der Kombination i an dem Lastknoten k
- $E(S_{U,k})$ Erwartungswert der unterbrochenen Leistung an dem Lastknoten k
- $E(S_U)$ Erwartungswert der unterbrochenen Leistung eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
- p_d Wahrscheinlichkeit der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der Last. Die Variable d bezeichnet die Stufe aus der geordneten Jahresdauerlinie der dazugehörigen Last bei der gilt: $S_{kd} > S_{ik1}$
- S_{ik1} Gelieferte Scheinleistung eines Lastknotens k in der Kombination i bei Fehlereintritt
- S_{kd} Leistung an dem Lastknoten k in der Stufe d der zur Last dazugehörigen geordneten der Jahresdauerlinie

Nicht zeitgerecht gelieferte Energie

- $E(E_{U,ik})$ Erwartungswert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie in der Kombination i an dem Lastknoten k
- $E(E_{U,k})$ Erwartungswert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie an dem Lastknoten k
- $E(E_U)$ Erwartungswert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
- $p_{d|r}$ Bedingte Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der Last, unter der Bedingung, dass gilt: $S_{ikr} < S_{kd} < S_{ik(r+1)}$. Die Variable d bezeichnet die Stufe aus der geordneten Jahresdauerlinie der Last bei der gilt: $S_{kd} > S_{ikr}$

(1) Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen

Für die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* an dem Lastknoten k in der Kombination i gilt:

$$E(H_{U,ik}) = p_{Z,ik} \cdot E(H_{Z,i}) \quad (12-1)$$

Für die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* an dem Lastknoten k gilt:

$$E(H_{U,k}) = \sum_i E(H_{U,ik}) \quad (12-2)$$

Für die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(H_U) = \sum_i E(H_{U,ij}) \quad (12-3)$$

mit:
$$E(H_{U,ij}) = \max_k(E(H_{U,ik})) \quad (12-4)$$

(2) Nichtverfügbarkeit

Für die *Nichtverfügbarkeit* an dem Lastknoten k in der Kombination i gilt:

$$E(Q_{U,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{s,ikr} \cdot E(T_{ikr}) \quad (12-5)$$

Für die *Nichtverfügbarkeit* an dem Lastknoten k gilt:

$$E(Q_{U,k}) = \sum_i E(Q_{U,ik}) \quad (12-6)$$

Für die *Nichtverfügbarkeit* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(Q_U) = \sum_i E(Q_{U,ij}) \quad (12-7)$$

mit:
$$E(Q_{U,ij}) = \max_k(E(Q_{U,ik})) \quad (12-8)$$

(3) Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen

Für die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* an dem Lastknoten k in Kombination i gilt:

$$E(T_{U,ik}) = \frac{E(Q_{U,ik})}{E(H_{U,ik})} \quad (12-9)$$

Für die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* an dem Lastknoten k gilt:

$$E(T_{U,k}) = \frac{E(Q_{U,k})}{E(H_{U,k})} \quad (12-10)$$

Für die *mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(T_U) = \frac{E(Q_U)}{E(H_U)} \quad (12-11)$$

(4) Unterbrochene Leistung

Für die *unterbrochene Leistung* an dem Lastknoten k in der Kombination i gilt:

$$E(S_{U,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot E(S_{Z,ik}) \quad (12-12)$$

mit:

$$E(S_{Z,ik}) = \sum_d p_d \cdot (S_{kd} - S_{ik1}) \quad (12-13)$$

Für die *unterbrochene Leistung* an dem Lastknoten k gilt:

$$E(S_{U,k}) = \sum_i E(S_{U,ik}) \quad (12-14)$$

Für die *unterbrochene Leistung* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(S_U) = \sum_i E(S_{U,i}) \quad (12-15)$$

mit:

$$E(S_{U,i}) = \sum_k E(S_{U,ik}) \quad (12-16)$$

(5) Nicht zeitgerecht gelieferte Energie

Für die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* an dem Lastknoten k in der Kombination i gilt:

$$E(E_{U,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{S,ikr} \cdot E(S_{Z,ikr}) \cdot [E(T_{ikr}) - E(T_{ik(r-1)})] \quad (12-17)$$

mit:
$$E(S_{Z,ikr}) = \sum_d p_{d|r} \cdot (S_{kd} - S_{ikr}) \quad (12-18)$$

Für die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* an dem Lastknoten k gilt:

$$E(E_{U,k}) = \sum_i E(E_{U,ik}) \quad (12-19)$$

Für die *nicht zeitgerecht gelieferte Energie* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(E_U) = \sum_i E(E_{U,i}) \quad (12-20)$$

mit:
$$E(E_{U,i}) = \sum_k E(E_{U,ik}) \quad (12-21)$$

12.1.2 Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen für Lasten

Die Berechnung der systembezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen erfolgt gemäß den Vorgaben zur Berechnung der DISQUAL-Kenngrößen, welche im IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE Std 1366-2012) aufgeführt sind [103].

Es werden folgende Formelzeichen verwendet:

$H_{U,Last,k}$	Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen an dem Lastknoten k im Betrachtungszeitraum T_B
$S_{Last,k}$	Bemessungsscheinleistung aller am Lastknoten k angeschlossenen Lasten
$N_{Last,k}$	Anzahl der am Lastknoten k angeschlossenen Lasten
$Q_{U,Last,k}$	Nichtverfügbarkeit an dem Lastknoten k
$T_{U,Last,k}$	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen an dem Lastknoten k

Für den *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)* gilt:

$$SAIFI = \frac{\sum_k (H_{U,Last,k} \cdot N_{Last,k})}{\sum_k N_{Last,k}} \quad (12-22)$$

Für den *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)* gilt:

$$SAIDI = \frac{\sum_k (Q_{U,Last,k} \cdot N_{Last,k})}{\sum_k N_{Last,k}} \quad (12-23)$$

Für den *Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)* gilt:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (12-24)$$

Für den *Average System Interruption Duration Index (ASIDI)* gilt:

$$ASIDI = \frac{\sum_k (Q_{U,Last,k} \cdot S_{Last,k})}{\sum_k S_{Last,k}} \quad (12-25)$$

12.1.3 Anlagenbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen für DEA

Gemäß [48], [90] orientiert sich die Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen für DEA an der Ermittlung der Zuverlässigkeitskenngrößen für Lasten. Es werden nachfolgend die allgemeinen Berechnungsformeln zur Ermittlung der Zuverlässigkeitskenngrößen gegeben. Auf eine Differenzierung in intrinsische und extrinsische Ursachen wird verzichtet, da sich diese grundsätzlich mit den gleichen Berechnungsformeln ermitteln lassen.

Es werden folgende Formelzeichen verwendet:

Erwartungswerte der Fehlerkombination

- $E(H_{z,i})$ Erwartungswert der Häufigkeit der Kombination i
- $E(T_{ikr})$ Erwartungswert der Dauer vom Ausfall bis zur Durchführung der r -ten Maßnahme im Prozess der Wiederversorgung an DEA k in der Kombination i

Häufigkeit von Einspeisedefiziten

- $E(H_{U,DEA,ik})$ Erwartungswert der Häufigkeit von Einspeisedefiziten in der Kombination i an DEA k
- $E(H_{U,DEA,k})$ Erwartungswert der Häufigkeit von Einspeisedefiziten an DEA k

- $E(H_{U,DEA})$ Erwartungswert der Häufigkeit von Einspeisedefiziten eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
- $p_{Z,DEA,ik}$ Bedingte Wahrscheinlichkeit eines Einspeisedefizits einer DEA k in der Fehlerkombination i . Die bedingte Wahrscheinlichkeit eines Einspeisedefizits berechnet über das Verhältnis der Zeit, in der sich die eingespeiste Leistung einer DEA unterhalb der maximal einspeisbaren Leistung in dem Betrachtungszeitraum T_B befindet. Zu diesem Zweck wird eine geordnete Jahresdauerlinie in diskrete Leistungsstufen eingeteilt. Eine sinnvolle Einteilung kann bspw. unter Anwendung eines Clusterverfahrens erfolgen

Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten

- $E(Q_{U,DEA,ik})$ Erwartungswert der Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten in der Kombination i an DEA k
- $E(Q_{U,DEA,k})$ Erwartungswert der Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten an DEA k
- $E(Q_{U,DEA})$ Erwartungswert der Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
- $p_{S,DEA,ikr}$ Wahrscheinlichkeit dafür, dass die maximal einspeisbare Leistung der DEA k in der r -ten Stufe der Wiederversorgung zwischen $S_{DEA,ikr}$ und $S_{DEA,ikr(r+1)}$ liegt. Dieses Verhältnis kann aus den diskret eingeteilten Stufen der Jahresdauerlinie der DEA bestimmt werden.
- $S_{DEA,ikr}$ Die der DEA k in der Kombination i zum Zeitpunkt $T_{ik(r-1)}$ zugeteilte Leistung
- $S_{DEA,ik(r+1)}$ Gelieferte Scheinleistung der DEA k in der Kombination i zur r -ten Stufe der Wiederversorgung

Mittlere Dauer von Einspeisedefiziten

- $E(T_{U,DEA,ik})$ Erwartungswert der mittleren Dauer von Einspeisedefiziten in der Kombination i an DEA k
- $E(T_{U,DEA,k})$ Erwartungswert der mittleren Dauer von Einspeisedefiziten an DEA k
- $E(T_{U,DEA})$ Erwartungswert der mittleren Dauer von Einspeisedefiziten eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs

Unterbrochene Einspeiseleistung

- $E(S_{U,DEA,ik})$ Erwartungswert der unterbrochenen Einspeiseleistung in der Kombination i an DEA k
- $E(S_{U,DEA,k})$ Erwartungswert der unterbrochenen Einspeiseleistung an DEA k
- $E(S_{U,DEA})$ Erwartungswert der unterbrochenen Einspeiseleistung eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
- $p_{d,DEA}$ Wahrscheinlichkeit der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der DEA. Die Variable d bezeichnet die Leistungsstufe aus der geordneten Jahresdauerlinie der dazugehörigen DEA bei der gilt: $S_{DEA,kd} > S_{DEA,ik1}$
- $S_{DEA,ik1}$ Einspeisbare Scheinleistung DER k in der Kombination i bei Fehler-eintritt
- $S_{DEA,kd}$ Eingespeiste Leistung der DEA k in der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der dazugehörigen DEA

Nicht einspeisbare Energie

- $E(E_{U,DEA,ik})$ Erwartungswert der nicht einspeisbaren Energie in der Kombination i der DEA k
- $E(E_{U,DEA,k})$ Erwartungswert der nicht einspeisbaren Energie der DEA k
- $E(E_{U,DEA})$ Erwartungswert der nicht einspeisbaren Energie eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
- $E(e_{U,DEA,k})$ Erwartungswert, der nicht einspeisbaren Energie bezogen auf die maximal einspeisbare Jahresenergiemenge einer DEA $E_{max,DEA,k}$
- $p_{DEA,d|r}$ Bedingte Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der DEA, unter der Bedingung, dass gilt: $S_{DEA,ikr} < S_{DEA,kd} < S_{DEA,ik(r+1)}$. Die Variable d bezeichnet die Stufe aus der geordneten Jahresdauerlinie der DEA bei der gilt: $S_{DEA,kd} > S_{DEA,ikr}$

(1) Häufigkeit von Einspeisedefiziten

Für die *Häufigkeit von Einspeisedefiziten* der DEA k in der Kombination i gilt:

$$E(H_{U,DEA,ik}) = p_{Z,DEA,ik} \cdot E(H_{Z,i}) \quad (12-26)$$

Für die *Häufigkeit von Einspeisedefiziten* an DEA k gilt:

$$E(H_{U,DEA,k}) = \sum_i E(H_{U,DEA,ik}) \quad (12-27)$$

Für die *Häufigkeit von Einspeisedefiziten* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(H_{U,DEA}) = \sum_i E(H_{U,DEA,ij}) \quad (12-28)$$

mit:
$$E(H_{U,DEA,ij}) = \max_k (E(H_{U,DEA,ik})) \quad (12-29)$$

(2) Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten

Für die *Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten* an DEA k in der Kombination i gilt:

$$E(Q_{U,DEA,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{S,DEA,ikr} \cdot E(T_{ikr}) \quad (12-30)$$

Für die *Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten* an DEA k gilt:

$$E(Q_{U,DEA,k}) = \sum_i E(Q_{U,DEA,ik}) \quad (12-31)$$

Für die *Nichtverfügbarkeit* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(Q_{U,DEA}) = \sum_i E(Q_{U,DEA,ij}) \quad (12-32)$$

mit:
$$E(Q_{U,DEA,ij}) = \max_k (E(Q_{U,DEA,ik})) \quad (12-33)$$

(3) Mittlere Dauer von Einspeisedefiziten

Für die *mittlere Dauer von Einspeisedefiziten* an DEA k in Kombination i gilt:

$$E(T_{U,DEA,ik}) = \frac{E(Q_{U,DEA,ik})}{E(H_{U,DEA,ik})} \quad (12-34)$$

Für die *mittlere Dauer von Einspeisedefiziten* an DEA k gilt:

$$E(T_{U,DEA,k}) = \frac{E(Q_{U,DEA,k})}{E(H_{U,DEA,k})} \quad (12-35)$$

Für die *mittlere Dauer von Einspeisedefiziten* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(T_{U,DEA}) = \frac{E(Q_{U,DEA})}{E(H_{U,DEA})} \quad (12-36)$$

(4) Unterbrochene Einspeiseleistung

Für die *unterbrochene Einspeiseleistung* an DEA k in der Kombination i gilt:

$$E(S_{U,DEA,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot E(S_{Z,DEA,ik}) \quad (12-37)$$

mit:

$$E(S_{Z,DEA,ik}) = \sum_d p_{d,DEA} \cdot (S_{DEA,kd} - S_{DEA,ik1}) \quad (12-38)$$

Für die *unterbrochene Einspeiseleistung* an der DEA k gilt:

$$E(S_{U,DEA,k}) = \sum_i E(S_{U,DEA,ik}) \quad (12-39)$$

Für die *unterbrochene Einspeiseleistung* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(S_{U,DEA}) = \sum_i E(S_{U,DEA,i}) \quad (12-40)$$

mit:

$$E(S_{U,DEA,i}) = \sum_k E(S_{U,DEA,ik}) \quad (12-41)$$

(5) Nicht einspeisbare Energie

Für die *nicht einspeisbare Energie* an DEA k in der Kombination i gilt:

$$E(E_{U,DEA,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{S,DEA,ikr} \cdot E(S_{Z,DEA,ikr}) \cdot [E(T_{ikr}) - E(T_{ik(r-1)})] \quad (12-42)$$

mit:
$$E(S_{Z,DEA,ikr}) = \sum_d p_{DEA,d|r} \cdot (S_{DEA,kd} - S_{DEA,ikr}) \quad (12-43)$$

Für die *nicht einspeisbare Energie* an DEA k gilt:

$$E(E_{U,DEA,k}) = \sum_i E(E_{U,DEA,ik}) \quad (12-44)$$

Für die *nicht einspeisbare Energie* eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs gilt:

$$E(E_{U,DEA}) = \sum_i E(E_{U,DEA,i}) \quad (12-45)$$

mit:
$$E(E_{U,DEA,i}) = \sum_k E(E_{U,DEA,ik}) \quad (12-46)$$

Für die *bezogene nicht einspeisbare Energie* im Verhältnis zur maximal einspeisbaren Jahresenergiemenge in fehlerfreien Netzzuständen $E_{max,DEA,k}$ an DEA k gilt:

$$E(e_{U,DEA,k}) = \frac{E(E_{U,DEA,k})}{E_{max,DEA,k}} \quad (12-47)$$

12.1.4 Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen für DEA

Die Berechnung der systembezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen erfolgt gemäß [90] in Anlehnung an die Vorgaben zur Berechnung der systembezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen für Lasten (vgl. Abschnitt 12.1.2).

Es werden folgende Formelzeichen verwendet:

$H_{U,DEA,k}$	Häufigkeit von Einspeisedefiziten von DEA k im Betrachtungszeitraum T_B
$S_{DEA,max,k}$	Maximal einspeisbare Scheinleistung der DEA k
N_{DEA}	Anzahl aller angeschlossenen DEA innerhalb eines betrachteten Netzes bzw. Netzbereichs
$Q_{U,DEA,k}$	Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten an DEA k
$T_{U,DEA,k}$	Mittlere Dauer von Einspeisedefiziten der DEA k

Für die mittlere Häufigkeit von Einspeisedefiziten, bezogen auf die Anzahl aller DEA innerhalb eines betrachteten Netzes bzw. eines Netzbereichs, gilt:

$$SAIFI_{DEA} = \frac{\sum_k H_{U,DEA,k}}{N_{DEA}} \quad (12-48)$$

Für die Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten über alle DEA innerhalb eines betrachteten Netzes bzw. eines Netzbereichs gilt:

$$SAIDI_{DEA} = \frac{\sum_i Q_{U,DEA,k}}{N_{DEA}} \quad (12-49)$$

Für die mittlere Dauer von Einspeisedefiziten über alle DEA innerhalb eines betrachteten Netzes bzw. eines Netzbereichs gilt:

$$CAIDI_{DEA} = \frac{SAIDI_{DEA}}{SAIFI_{DEA}} \quad (12-50)$$

Für die mittlere Wahrscheinlichkeit von Einspeisedefiziten, bezogen auf die maximal einspeisbare Scheinleistung aller DEA innerhalb eines betrachteten Netzes bzw. eines Netzbereichs, gilt:

$$ASIDI_{DEA} = \frac{\sum_k (Q_{U,DEA,k} \cdot S_{DEA,k})}{\sum_k S_{DEA,max,k}} \quad (12-51)$$

12.1.5 Grenzwertbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Sämtliche grenzwertbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen werden nach der gleichen Systematik berechnet [90]. Daher werden diese nicht einzeln aufgeführt. Stattdessen wird exemplarisch die Berechnungsformel zur Ermittlung der *Häufigkeit von Grenzwertverletzungen* dargestellt.

Der Faktor $b_{GWV,i}$ ist eine Entscheidungsvariable, die bewirkt, dass die Wahrscheinlichkeiten für Grenzwertverletzungen nur in Fällen aufsummiert wird, in denen es in der vorliegenden Kombination zu mindestens einer Grenzwertverletzung ($n_{GWV,i} \geq 1$) gekommen ist. Die *Häufigkeit von Grenzwertverletzungen* H_{GWV} in der Kombination i ergibt sich zu:

$$E(H_{GWV,i}) = E(H_{Z,i}) \cdot b_{GWV,i} \quad (12-52)$$

$$\text{mit:} \quad b_{GWV,i} = \begin{cases} 1, & n_{GWV,i} \geq 1 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (12-53)$$

Die *Häufigkeit von Grenzwertverletzungen* H_{GWV} für ein betrachtetes Netz bzw. einen Netzbereich ergibt sich zu:

$$E(H_{GWV}) = \sum_i E(H_{GWV,i}) \quad (12-54)$$

12.2 Berechnungsformeln für das 3-Zustandsmodell

Die Wahrscheinlichkeiten werden wie folgt bezeichnet:

Q_B	Wahrscheinlichkeit für den Zustand <i>Betrieb</i>
Q_{EB}	Wahrscheinlichkeit für den Zustand <i>Eingeschränkter Betrieb</i>
Q_A	Wahrscheinlichkeit für den Zustand <i>Ausgefallen</i>

Folgende Zustandsübergangsmatrix wird für das angewendete 3-Zustandsmodell genutzt:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_B \\ P_{EB} \\ P_A \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} -(\lambda_{BA} + \lambda_{BE}) & \lambda_{BE} & \lambda_{BA} \\ \mu_{EB} & -(\mu_{EB} + \lambda_{EA}) & \lambda_{EA} \\ \mu_{AB} & \mu_{AE} & -(\mu_{AB} + \mu_{AE}) \end{bmatrix} \quad (12-55)$$

In Anlehnung an [88, S. 94] kann mittlere Zustandsdauer des Zustands *Ausgefallen* eines ESR T_A mithilfe der nachfolgenden Formel berechnet werden:

$$T_A = \frac{1}{\mu_{AB} + \mu_{AE}} \quad (12-56)$$

12.3 Ökonomische Parameter

Tabelle 12-1: Ökonomische Parameter für Betriebsmittel in MS-Netzen

Betriebsmittel	Einheit	Wert (2017)	Wert (2024)	Wert (2040)
Kabel				
Nutzungsdauer	Jahre	45	45	45
Investitionskosten VPE 150 mm ²	EUR/km	15.000	14.483	13.367
Investitionskosten VPE 300 mm ²	EUR/km	30.000	28.966	26.733
Verlegung	EUR/km	100.000	96.552	89.111
Inbetriebnahme	EUR/Stück	4.000	3.862	3.564
Betriebskosten pro Jahr	(%·CAPEX)/a	1	1	1
Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik)				
Nutzungsdauer	Jahre	35	35	35
Investitionskosten	EUR/Stück	74.000	71.449	65.942
Betriebskosten	(%·CAPEX)/a	5	5	5
Lasttrennschalter				
Nutzungsdauer	Jahre	40	40	40
Investitionskosten	EUR/Stück	3.800	3.669	3.386
Betriebskosten	(%·CAPEX)/a	1	1	1
Steuer- und Messeinheit SUW - K2				
Nutzungsdauer	Jahre	20	20	20
Investitionskosten	EUR/Stück	10.000	10.000	10.000
Betriebskosten	(%·CAPEX)/a	2	2	2
ESR				
Nutzungsdauer	Jahre	40	40	40
Investitionskosten	EUR/MVA	39.000	36.351	30.951
Betriebskosten	(%·CAPEX)/a	2	2	2

DNA-System¹⁷				
Nutzungsdauer	Jahre	20	20	20
Investitionskosten – KFS	EUR/Stück	27.780	15.635	8.875
Investitionskosten – Messeinheit	EUR/Stück	8.444	5.868	4983
Investitionskosten – Ansteuerungseinheit	EUR/Stück	9.284	6.673	5.670
Betriebskosten - KFS	(%·CAPEX)/a	2	2	2
Betriebskosten - Messeinheit	(%·CAPEX)/a	2	2	2
Betriebskosten - Ansteuerungseinheit	(%·CAPEX)/a	2	2	2
Entschädigungszahlungen – BMA	EUR/kWh	0,083	0,086	0,075
Entschädigungszahlungen – WEA	EUR/kWh	0,077	0,076	0,068
Entschädigungszahlungen – PVA	EUR/kWh	0,236	0,155	0,073

Tabelle 12-2: Ökonomische Parameter für Betriebsmittel in NS-Netzen

Betriebsmittel	Einheit	Wert (2017)	Wert (2024)	Wert (2040)
Kabel				
Nutzungsdauer	Jahre	45	45	45
Investitionskosten PVC 240 mm ² (inkl. Verlegung)	EUR/km	204.000	196.966	181.786
Inbetriebnahme	EUR/Stück	644	622	574
Betriebskosten pro Jahr	(%·CAPEX)/a	1	1	1
Ortsnetzstation				
Nutzungsdauer	Jahre	40	40	40
Investitionskosten – Neue ONS	EUR/Stück	22.000	21.241	19.604
Investitionskosten – Erneuerung	EUR/Stück	18.000	17.379	16.040
Betriebskosten	(%·CAPEX)/a	2	2	2
Ortsnetztransformator				
Nutzungsdauer	Jahre	40	40	40
Grundbetrag	EUR/Stück	4.000	3.862	3.564
Investitionskosten	EUR/kW	14,00	14,00	14,00
Einnahme durch Restwert	EUR	1.380	1.380	1.380
Betriebskosten	(%·CAPEX)/a	2	2	2

¹⁷ Kosten für die Kommunikationsübertragung mittels LWL oder MF werden nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass diese entweder bereits vorhanden sind oder anderweitig genutzt oder vermarktet werden können.

Regelbarer Ortsnetztransformator

Nutzungsdauer	Jahre	30	30	30
Investitionskosten – 250 kVA	EUR/Stück	16.250	12.411	11.362
Investitionskosten – 400 kVA	EUR/Stück	19.120	15.138	14.085
Investitionskosten – 630 kVA	EUR/Stück	23.349	19.205	18.162
Investitionskosten – 800 kVA	EUR/Stück	26.223	22.140	21.165
Betriebskosten	(%·CAPEX)/a	2	2	2

ESR

Nutzungsdauer	Jahre	30	30	30
Investitionskosten	EUR/kVA	78,00	72,70	61,90
Betriebskosten	(%·CAPEX)/a	2	2	2

DNA-System

Nutzungsdauer	Jahre	20	20	20
Investitionskosten – KFS	EUR/Stück	9.978	6821	5635
Investitionskosten – Messeinheit	EUR/Stück	5.280	2935	650
Investitionskosten – Ansteuerungseinheit	EUR/Stück	7.449	2996	590
Betriebskosten - KFS	(%·CAPEX)/a	2	2	2
Betriebskosten - Messeinheit	(%·CAPEX)/a	2	2	2
Betriebskosten - Ansteuerungseinheit	(%·CAPEX)/a	2	2	2
Entschädigungszahlungen – PVA	EUR/kWh	0,266	0,190	0,093
Entschädigungszahlungen – BMA	EUR/kWh	0,083	0,086	0,075

12.4 Zuverlässigkeitskenndaten

Für die tabellarisch aufgeführten Zuverlässigkeitskenndaten werden nachfolgende Abkürzungen verwendet:

- UNE Unabhängiger Einfachausfall
- EAS Unabhängiger Einfachausfall mit Schutzauslösung
- EIP Stehender Erdschluss
- MEM Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall
- COM Common-Mode-Ausfall
- SUE Schutzüberfunktion
- SVS Schutzversager
- LVS Leistungsschalterversager
- SPS Spontane Schutzüberfunktion
- H_A Mittlere Ausfallhäufigkeit
- T_A Mittlere Reparaturdauer
- p_A Bedingte Wahrscheinlichkeit für ein Folgeereignis

12.4.1 Zuverlässigkeitskenndaten für Betriebsmittel in HöS-Netzen

Tabelle 12-3: Zuverlässigkeitskenndaten Freileitung (380 kV, niederohmige Erdung) [102]

Freileitung und abgangsseitiges Schaltfeld				
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Freileitung	Schaltfeld (abgangsseitig)
UNE	H_A	1/(a·km)	0,00263	0,00218
	T_A	h	2,8	25,5
COM	H_A	1/(a·km)	0,00015	-
	T_A	h	3,7	-

Tabelle 12-4: Zuverlässigkeitskenndaten Freileitung (220 kV, niederohmige Erdung) [102]

Freileitung und abgangsseitiges Schaltfeld				
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Freileitung	Schaltfeld (abgangsseitig)
UNE	H_A	1/(a·km)	0,00366	0,00124
	T_A	h	2,55	54,27
COM	H_A	1/(a·km)	0,00020	-
	T_A	h	1,43	-

12.4.2 Zuverlässigkeitskenn Daten für Betriebsmittel in HS-Netzen

Tabelle 12-5: Zuverlässigkeitskenn Daten HS/MS-Transformatoren (110 kV kompensiert betriebenes HS-Netz)

110 kV/10 kV-Transformator			
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	110 kV/10 kV-Transformator
EAS	H_A	1/a	0,00739
	T_A	h	14,41
EIP	H_A	1/a	0,00014
	T_A	h	9,44
MEM	p_A	p. u.	0,00090
	T_A	h	1,08
SUE	p_A	p. u.	0,00493
	T_A	h	1,5
SVS	p_A	p. u.	0,00387
	T_A	h	1,5
LVS	p_A	p. u.	0,00035
	T_A	h	1,5
SPS	H_A	1/a	0,00151
	T_A	h	1,5

12.4.3 Zuverlässigkeitskenn Daten für Betriebsmittel in MS-Netzen

Die angenommenen Frei- und Wiedereinschaltzeiten basieren auf Auskünften von Verteilungsnetzbetreibern und aus den Untersuchungen von [24], [100], [157]. Für den unabhängigen Einfachausfall werden die Zuverlässigkeitskenn Daten den für Einfachausfall mit Schutzauslösung verwendet.

Tabelle 12-6: Angenommene Schaltzeiten für die MS-Netze

Bezeichnung	Einheit	Freischaltzeit	Zuschaltzeit
Schaltzeiten (ohne optimierte Fehlerortung)	h	0,75	0,75
Schaltzeiten (mit optimierter Fehlerortung)		0,67	0,67
Automatisierte Schaltzeiten		0,016	0,016

Zuverlässigkeitskenndaten für MS-Netze (20 kV, kompensiert betrieben)

Tabelle 12-7: Zuverlässigkeitskenndaten Leitungen (20 kV kompensiert betriebenes MS-Netz) [102]

Leitungen						
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Kabel (Papier-Masse)	Kabel (VPE)	Kabel (unspezifisch)	Freileitung
EAS	H_A	1/(a·km)	0,01012	0,00271	0,00632	0,02563
	T_A	h	40,22	24,05	27,51	10,28
E1P	H_A	1/(a·km)	0,01090	0,00266	0,00613	0,00386
	T_A	h	55,34	28,55	32,55	6,50
MEM	p_A	p. u.	0,00430	0,00090	0,00190	0,00070
	T_A	h	47,75	38,42	37,11	6,39
SUE	p_A	p. u.	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SVS	p_A	p. u.	0,00150	0,00150	0,00150	0,00150
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
LVS	p_A	p. u.	0,00088	0,00088	0,00088	0,00088
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SPS	H_A	1/a	0,00057	0,00057	0,00057	0,00057
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
COM	H_A	1/(a·km)	-	-	-	0,00215
	T_A	h	-	-	-	23,30

Tabelle 12-8: Zuverlässigkeitskenndaten ONS-Schaltfelder (20 kV kompensiert betriebenes MS-Netz) [102]

ONS-Schaltfelder nach ONS Typ						
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Einbau	Gebäude	Kompakt	Mast
EAS	H_A	1/a	0,00012	0,00030	0,00019	0,00190
	T_A	h	3,69	14,56	19,18	2,22
E1P	H_A	1/a	0,00004	0,00004	0,00003	0,00021
	T_A	h	129,42	19,21	21,72	2,50
MEM	p_A	p. u.	-	-	-	0,00010
	T_A	h	-	-	-	7,11
SUE	p_A	p. u.	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SVS	p_A	p. u.	0,00150	0,00150	0,00150	0,00150
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
LVS	p_A	p. u.	0,00088	0,00088	0,00088	0,00088
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SPS	H_A	1/a	0,00057	0,00057	0,00057	0,00057
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5

Tabelle 12-9: Zuverlässigkeitskenndaten Sammelschienen-Betriebsmittel (20 kV kompensiert betriebenes MS-Netz) [102]

Sammelschienen-Betriebsmittel						
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Sammelschienen-Abschnitt	Leistungsschalter	Trennschalter (abgangsseitig)	Trennschalter (sammelschienenseitig)
EAS	H_A	1/a	0,00009	0,00054	0,00021	0,00007
	T_A	h	13,62	14,13	8,82	21,16
E1P	H_A	1/a	0,00001	0,00006	0,00002	0,00001
	T_A	h	8,54	23,59	4,01	9,93
MEM	p_A	p. u.	-	-	-	-
	T_A	h	-	-	-	-
SUE	p_A	p. u.	0,00198	0,00198	0,00198	0,00198
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SVS	p_A	p. u.	0,00150	0,00150	0,00150	0,00150
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
LVS	p_A	p. u.	0,00088	0,00088	0,00088	0,00088
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SPS	H_A	1/a	0,00057	0,00057	0,00057	0,00057
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5

Zuverlässigkeitskenndaten für MS-Netze (10 kV, kompensiert betrieben)

Tabelle 12-10: Zuverlässigkeitskenndaten Leitungen (10 kV kompensiert betriebenes MS-Netz) [102]

Leitungen						
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Kabel (Papier-Masse)	Kabel (VPE)	Kabel (unspezifisch)	Freileitung
EAS	H_A	1/(a·km)	0,01817	0,00258	0,01090	0,02823
	T_A	h	89,48	69,45	45,53	12,90
E1P	H_A	1/(a·km)	0,00746	0,00210	0,00601	0,00390
	T_A	h	43,53	23,33	31,55	5,51
MEM	p_A	p. u.	0,00470	0,00080	0,00280	0,00100
	T_A	h	48,79	48,35	41,38	3,76
SUE	p_A	p. u.	0,00151	0,00151	0,00151	0,00151
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SVS	p_A	p. u.	0,00075	0,00075	0,00075	0,00075
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
LVS	p_A	p. u.	0,00088	0,00088	0,00088	0,00088
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SPS	H_A	1/a	0,00059	0,00059	0,00059	0,00059
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
COM	H_A	1/(a·km)	-	-	-	0,00488
	T_A	h	-	-	-	3,12

Tabelle 12-11: Zuverlässigkeitskenndaten ONS-Schaltfelder (10 kV kompensiert betriebenes MS-Netz) [102]

ONS-Schaltfelder nach ONS Typ						
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Einbau	Gebäude	Kompakt	Mast
EAS	H_A	1/a	0,00008	0,00013	0,00009	0,00076
	T_A	h	2,07	44,67	62,68	2,40
E1P	H_A	1/a	-	0,00001	0,00001	0,00023
	T_A	h	-	6,17	1,30	3,07
MEM	p_A	p. u.	-	-	-	-
	T_A	h	-	-	-	-
SUE	p_A	p. u.	0,00151	0,00151	0,00151	0,00151
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SVS	p_A	p. u.	0,00075	0,00075	0,00075	0,00075
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
LVS	p_A	p. u.	0,00088	0,00088	0,00088	0,00088
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SPS	H_A	1/a	0,00059	0,00059	0,00059	0,00059
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5

Tabelle 12-12: Zuverlässigkeitskenndaten der Sammelschienen-Betriebsmittel (10 kV kompensiert betriebenes MS-Netz) [102]

Sammelschienen-Betriebsmittel						
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Sammelschienen-Abschnitt	Leistungsschalter	Trennschalter (abgangsseitig)	Trennschalter (sammelschienenseitig)
EAS	H_A	1/a	0,00007	0,00018	0,00008	0,00003
	T_A	h	40,97	7,11	43,16	40,02
E1P	H_A	1/a	0,00001	0,00003	0,00001	3,60
	T_A	h	5,13	2,26	0,00001	4,39
MEM	p_A	p. u.	-	-	-	-
	T_A	h	-	-	-	-
SUE	p_A	p. u.	0,00151	0,00151	0,00151	0,00151
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SVS	p_A	p. u.	0,00075	0,00075	0,00075	0,00075
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
LVS	p_A	p. u.	0,00088	0,00088	0,00088	0,00088
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5
SPS	H_A	1/a	0,00059	0,00059	0,00059	0,00059
	T_A	h	1,5	1,5	1,5	1,5

12.4.4 Zuverlässigkeitskenn Daten für Betriebsmittel in NS-Netzen

Die aufgeführten Zuverlässigkeitskenn Daten basieren einerseits auf der FNN-Statistik, zum anderen wurden Störungsdaten von Verteilungsnetzbetreibern ausgewertet.

Für die betrachteten NS-Netze werden einheitliche Frei- und Wiederzuschaltzeiten an KVS und Ortsnetzstationen angenommen (Tabelle 12-13).

Tabelle 12-13: Angenommene Schaltzeiten (0,4 kV NS-Netz)

Bezeichnung	Einheit	Freischaltzeit	Zuschaltzeit
Schaltzeiten (vor Ort Maßnahmen)	h	0,75	0,75

Tabelle 12-14: Zuverlässigkeitskenn Daten Leitungen (0,4 kV NS-Netz)

Leitungen					
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Kabel (Papier-Masse)	Kabel (PVC)	Freileitung
EAS	H_A	1/(a·km)	0,17274	0,02020	0,03537
	T_A	h	10,0	10,0	10,0

Tabelle 12-15: Zuverlässigkeitskenn Daten Kabelverteilerschrank, Hausanschluss (0,4 kV NS-Netz)

Kabelverteilerschrank, Hausanschluss				
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Kabelverteilerschrank	Hausanschluss
EAS	H_A	1/a	0,00170	0,00024
	T_A	h	10,0	10,0

Tabelle 12-16: Zuverlässigkeitskenn Daten ONT (10 kV kompensiert betriebenes MS-Netz) [102]

ONT- nach ONS Typ							
Ausfallmodell	Beschreibung	Einheit	Einbau	Ge-bäude	Kom-pakt	Mast	unspezi-fisch
EAS	H_A	1/a	0,00016	0,00031	0,00028	0,00271	0,00064
	T_A	h	5,51	11,28	4,86	2,47	10,81

12.4.5 Zuverlässigkeitskenndaten der Komponenten der Smart-Grid-Technologien

Nachfolgend werden die Zuverlässigkeitskenndaten der Komponenten der SGT aufgeführt. In Fällen, in denen keine Zuverlässigkeitskenndaten ermittelt werden konnten, wurden eigene Abschätzungen getroffen. Diese sind mit [EA] gekennzeichnet.

Tabelle 12-17: Zuverlässigkeitskenndaten der Komponenten zur Spannungsregelung eines HS/MS-Transformators

HS/MS-Transformator (Spannungsregelung)				
Komponente	Beschreibung	Einheit	Wert	Quelle(n)
Sensor (Spannung, Strom)	H_A	1/a	0,002	[35], [158], [159]
	T_A	h	4,0	
Recheneinheit	H_A	1/a	0,06	[160], [161]
	T_A	h	48,0	
Motor	H_A	1/a	0,008	[35], [162]
	T_A	h	36,0	

Tabelle 12-18: Zuverlässigkeitskenndaten der Komponenten zur Spannungsregelung eines rONT rONT (Spannungsregelung)

Komponente	Beschreibung	Einheit	Wert	Quelle(n)
Sensor (Spannung, Strom)	H_A	1/a	0,002	[35], [158], [159]
	T_A	h	4,0	
Recheneinheit	H_A	1/a	0,06	[160], [161]
	T_A	h	48,0	
Motor	H_A	1/a	0,008	[35], [162]
	T_A	h	36,0	
Schütz	H_A	1/a	0,001	[163]
	T_A	h	36,0 [EA]	

Tabelle 12-19: Zuverlässigkeitskenndaten der Komponenten eines ESR

ESR				
Komponente	Beschreibung	Einheit	Wert	Quelle(n)
Sensor (Spannung, Strom)	H_A	1/a	0,002	[35], [158], [159]
	T_A	h	4,0	
Recheneinheit	H_A	1/a	0,06	[160], [161]
	T_A	h	4,0	
Booster-Transformator (Trockentransformator)	H_A	1/a	0,0001	[162]
	T_A	h	21,0	
Feeder-Transformator (Trockentransformator)	H_A	1/a	0,0001	[162]
	T_A	h	21,0	
Thyristor	H_A	1/a	0,0004	[164]
	T_A	h	36,0 [EA]	
Schütz	H_A	1/a	0,001	[163]
	T_A	h	36,0 [EA]	
Bypass	p_A	%	0,1	[125], [126]
	T_A	h	6,0	

Tabelle 12-20: Zuverlässigkeitskenndaten der IKT-Komponenten eines DNA-Systems

DNA-System (IKT-Komponenten)				
Komponente	Beschreibung	Einheit	Wert	Quelle(n)
Sensor (Spannung, Strom)	H_A	1/a	0,002	[35], [158], [159]
	T_A	h	4,0	
Recheneinheit	H_A	1/a	0,06	[160], [161]
	T_A	h	4,0	
Kommunikationseinheit	H_A	1/a	0,14	[27], [30]
	T_A	h	10,0	
Gleichspannungs- versorgung/USV	H_A	1/a	0,007	[165]
	T_A	h	6,0	
LWL	H_A	1/(a·km)	0,004	[28], [30]
	T_A	h	24,0	
MF-Signal	H_A	1/a	0,008	[28], [30], [166]
	T_A	h	12,0	

12.4.6 Zuverlässigkeitskenndaten des dezentralen Netzautomatisierungssystems

Nachfolgend werden die ermittelten Zuverlässigkeitskenndaten eines DNA-Systems für die betrachteten MS-Netzvarianten in Abschnitt 6.4.3 und NS-Netzvariante in Abschnitt 6.5.3 aufgeführt.

Tabelle 12-21: Zuverlässigkeitskenndaten des DNA-Systems in den betrachteten MS- und NS-Netzvarianten

Netz	Variante	Eingeschränkter Betrieb		Ausgefallen	
		λ_{BE} in 1/a	$1/\mu_{EB}$ in h	λ_{BA} in 1/a	$1/\mu_{AB}$ in h
MS	DEM	0,53	27,2	1,13	19,8
	SUW K3+DEM	0,59	29,3	1,13	19,8
	DEM+FDIR	0,65	31,0	1,13	19,8
NS	DEM	0,47	24,3	0,90	19,5

12.4.7 Zuverlässigkeitskenndaten für den präventiven und kurativen Ansatz

Die Zuverlässigkeitskenndaten der Komponenten der Systemautomatiken wurden auf Basis von Literaturwerten sowie Statistiken und Erfahrungswerten eines Übertragungsnetzbetreibers ermittelt.

Tabelle 12-22: Zuverlässigkeitskenndaten für den präventiven und kurativen Ansatz

Präventiver und kurativer Ansatz				
Komponente	Beschreibung	Einheit	Wert	Quelle(n)
Schutzgerät	H_A	1/a	0,002	[167]
	T_A	h	24,0	
Hilfsrelais	H_A	1/a	0,0002	[163]
	T_A	h	24,0	
Binärsignalüberträger/ Kommunikationsumsetzer/Feldleitgerät	H_A	1/a	0,14	[168],
	T_A	h	24,0	[169]
Leistungsschalter	H_A	1/a	0,002	[167]
	T_A	h	24,0	
LWL (innerhalb eines UW)	H_A	1/(a·km)	0,0001	[170]
	T_A	h	24,0	
Kommunikationsnetz	Q_{Komm}	%	0,2	
Prognosefehler	Q_{Prog}	%	0,3	

12.5 Ergänzende Abbildungen

12.5.1 Zuverlässigkeitskenngrößen

Für das in Abschnitt 6.4 betrachtete MS-Netz erfolgt eine Auswertung der Beiträge von unterschiedlichen Ausfallmodellen auf den *ASIDI*. Neben dem *Unabhängigen Einfachausfall* (UNE) werden nachfolgenden Ausfallmodelle berücksichtigt:

- Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall (MEM),
- Schutzunterfunktion (SVS),
- Schutzüberfunktion (SUE),
- Unabhängige Schutzüberfunktion (SPS),
- Leistungsschaltersversager (LVS).

In Abbildung 12-1 ist der Beitrag der Ausfallmodelle an dem *ASIDI* dargestellt. In den berücksichtigten vier Netzvarianten ergeben sich nur marginale Unterschiede bei der Berücksichtigung aller zuvor aufgeführten Ausfallmodelle im Vergleich zu einer ausschließlichen Betrachtung des Ausfallmodells *Unabhängiger Einfachausfall*. So kommt es in allen Netzvarianten einheitlich zu einem Anstieg des *ASIDI* in Höhe von 0,4 min/a.

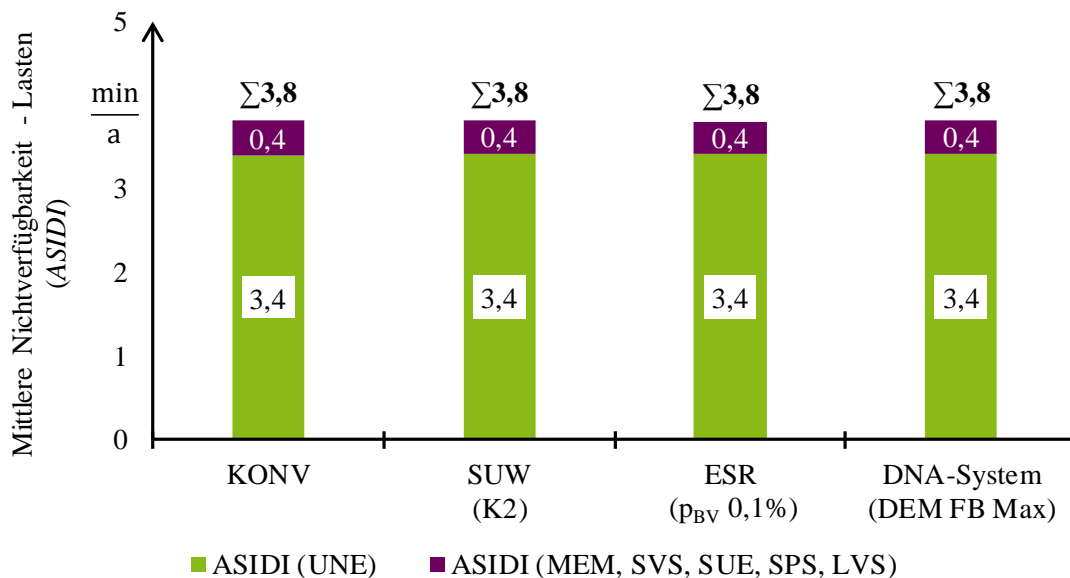


Abbildung 12-1: Beitrag von unterschiedlichen Ausfallmodellen auf den *ASIDI* für das in Abschnitt 6.4 betrachtete MS-Netz

Dargestellt sind die DEA-bezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen für die MS-Netzvarianten aus Abschnitt 6.4 und NS-Netzvarianten aus Abschnitt 6.5. Die Werte aufgrund extrinsischer Ursachen sind jeweils oberhalb der Balken angegeben.

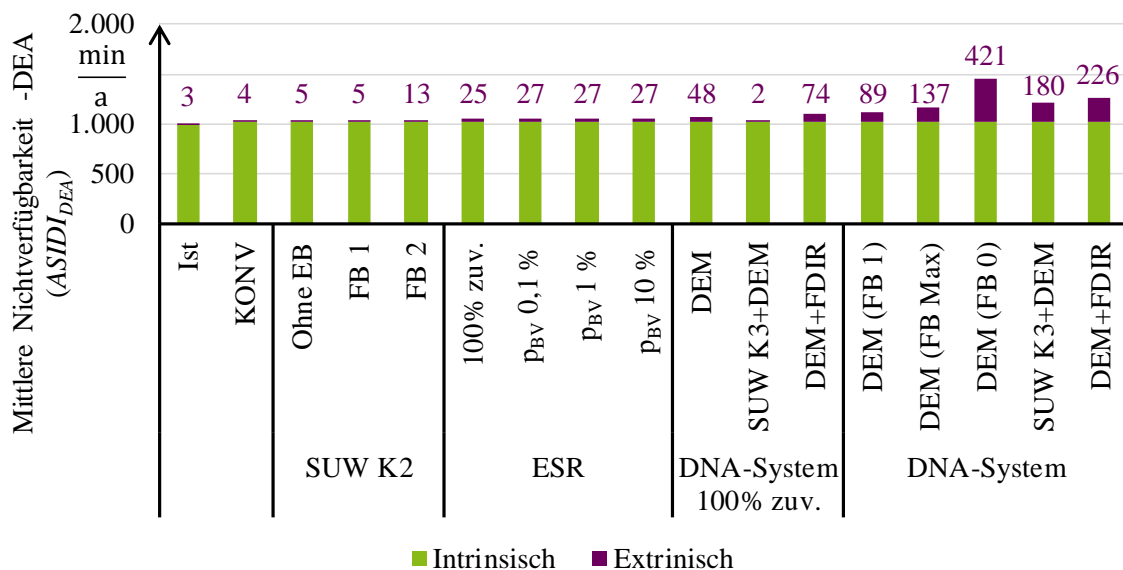


Abbildung 12-2: Mittlere Nichtverfügbarkeit der DEA aufgrund intrinsischer und extrinsischer Ursachen für das MS-Netz im Szenario Sz_A

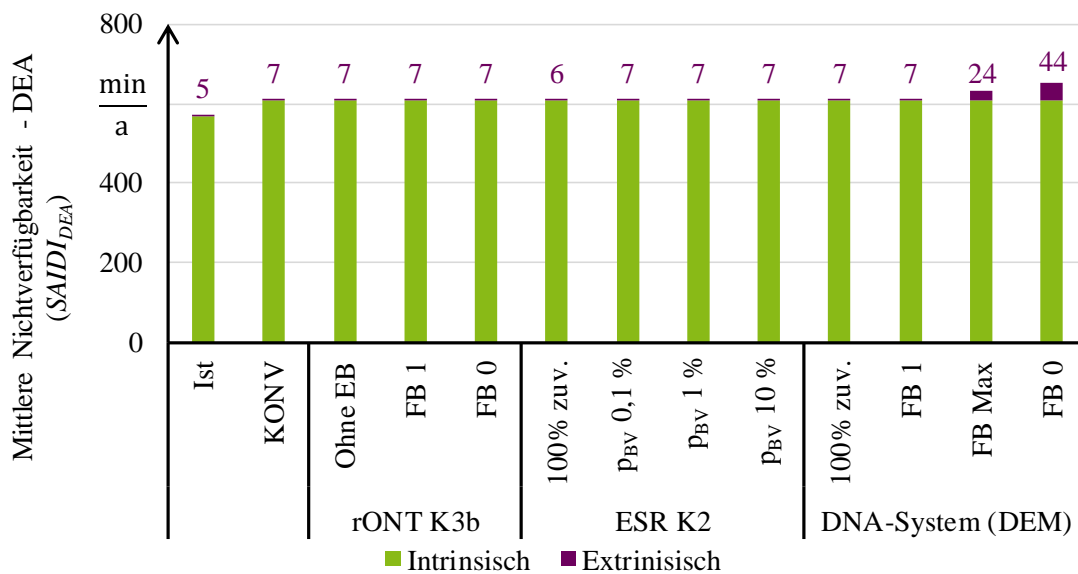


Abbildung 12-3: Mittlere Nichtverfügbarkeit der DEA aufgrund intrinsischer und extrinsischer Ursachen für das NS-Netz im Szenario Sz_A

12.5.2 Zuverlässigkeitskenndaten eines DNA-Systems

Für die in Abschnitt 4.5.7 dargestellten AF des DNA-Systems werden nachfolgend die Beiträge der IKT-Komponenten zum Zustand *Ausgefallen* und zum Zustand *Eingeschränkter Betrieb* dargestellt.

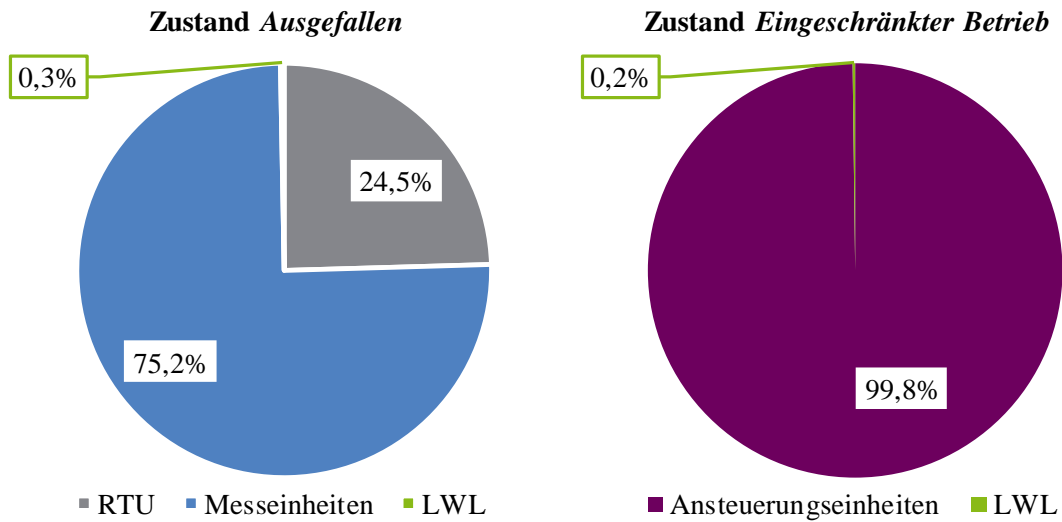


Abbildung 12-4: Beitrag von Ausfällen der IKT-Komponenten zum Zustand *Ausgefallen* und *Eingeschränkter Betrieb* für den AF 1 (Kommunikationsübertragung mittels LWL)

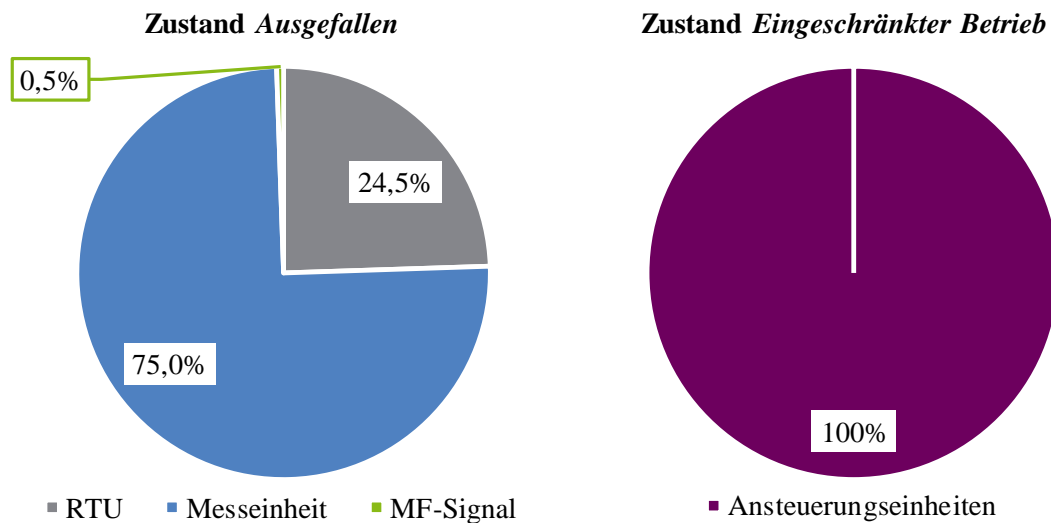


Abbildung 12-5: Beitrag von Ausfällen der IKT-Komponenten zum Zustand *Ausgefallen* und *Eingeschränkter Betrieb* für den AF 2 (Kommunikationsübertragung mittels MF-Signal)

12.5.3 Verwendete Zeitreihen

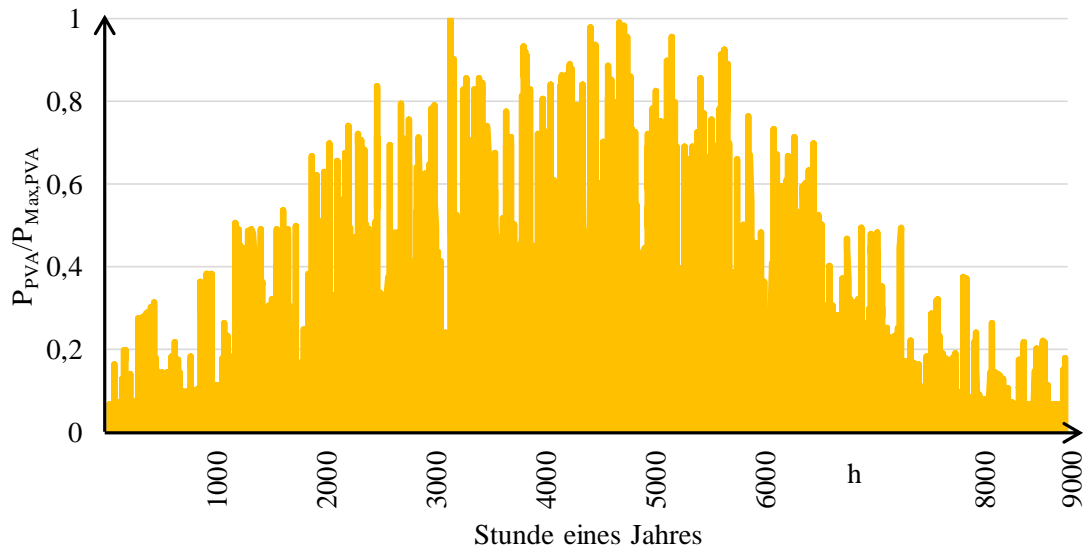


Abbildung 12-6: Verwendete normierte Leistungszeitreihe für eine PVA über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr; es wird die aktuelle Einspeiseleistung in einem Zeitpunkt (P_{PVA}) im Verhältnis zur maximal einspeisbaren Leistung einer PVA ($P_{PVA,Max}$) dargestellt

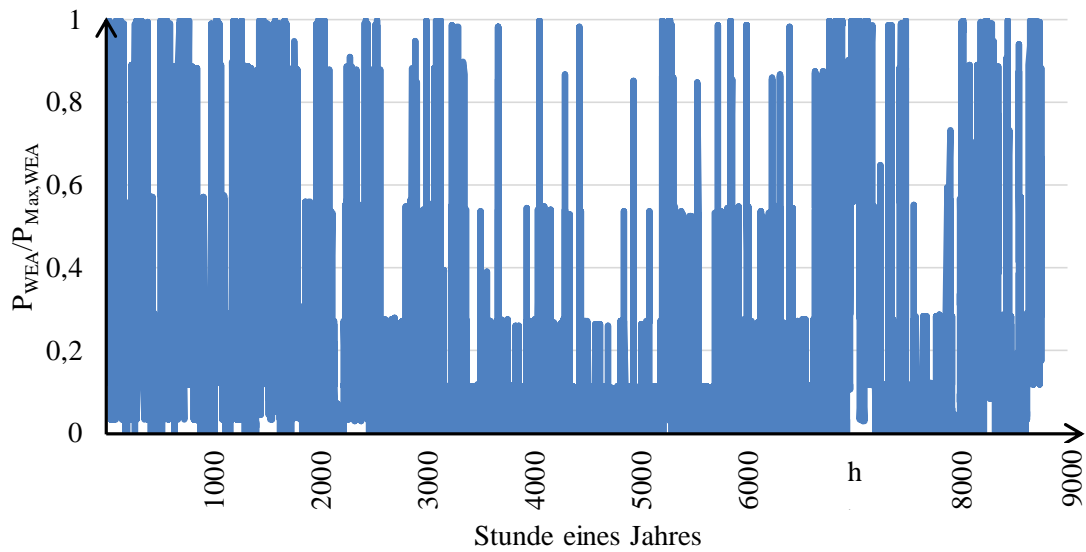


Abbildung 12-7: Verwendete normierte Leistungszeitreihe für eine WEA über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr; es wird die aktuelle Einspeiseleistung in einem Zeitpunkt (P_{WEA}) im Verhältnis zur maximal einspeisbaren Leistung einer WEA ($P_{WEA,Max}$) dargestellt

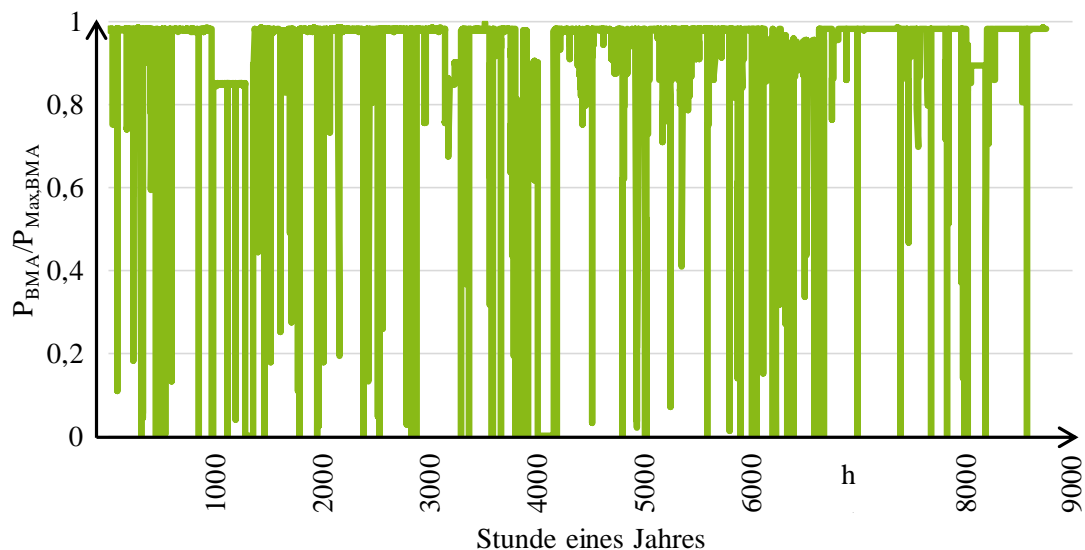


Abbildung 12-8: Verwendete normierte Leistungszeitreihe für eine BMA über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr; es wird die aktuelle Einspeiseleistung in einem Zeitpunkt (P_{BMA}) im Verhältnis zur maximal einspeisbaren Leistung einer BMA ($P_{BMA,Max}$) dargestellt

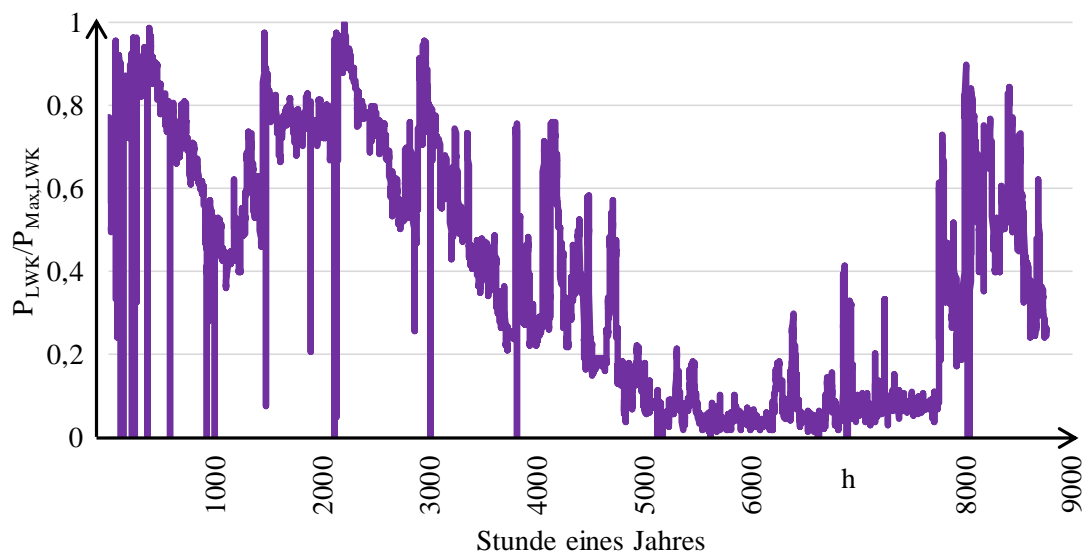


Abbildung 12-9: Verwendete normierte Leistungszeitreihe für eine LWK über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr; es wird die aktuelle Einspeiseleistung in einem Zeitpunkt (P_{LWK}) im Verhältnis zur maximal einspeisbaren Leistung einer LWK ($P_{LWK,Max}$) dargestellt

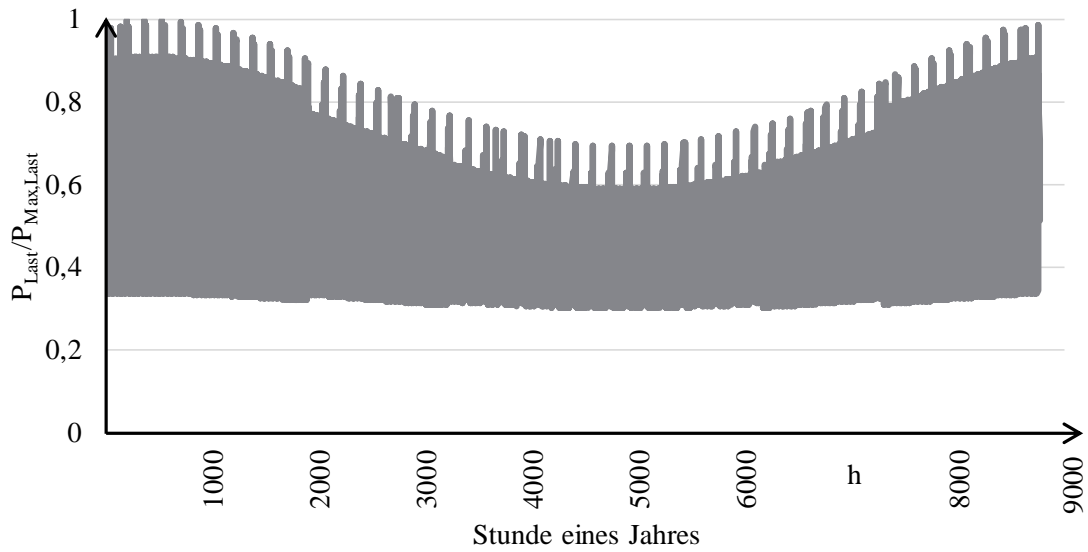


Abbildung 12-10: Verwendete normierte Leistungszeitreihe für eine Haushaltslast über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr; es wird der aktuelle Leistungsbedarf in einem Zeitpunkt (P_{Last}) im Verhältnis zum maximalen Leistungsbedarf einer Haushaltslast ($P_{Last,Max}$) dargestellt

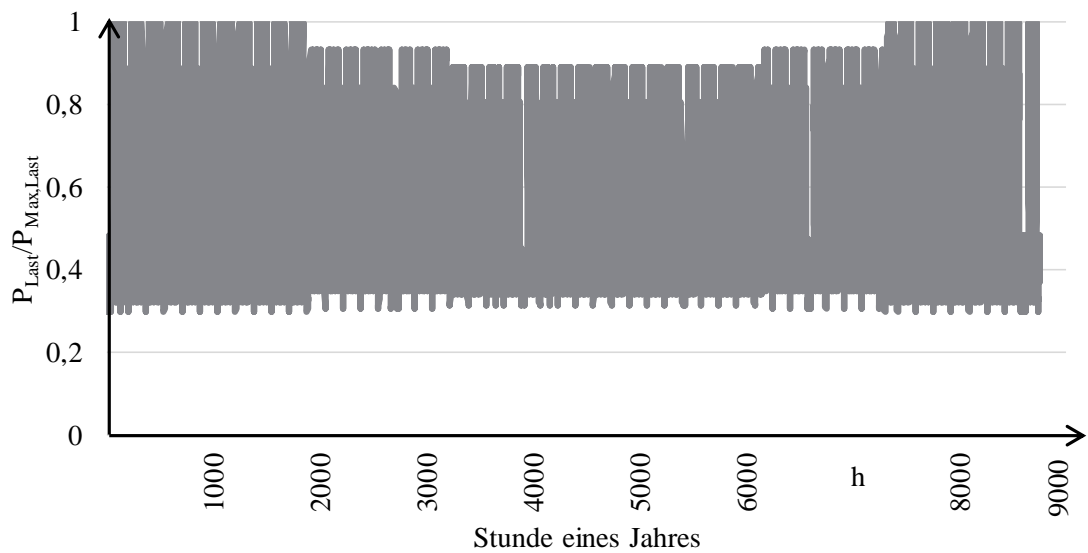


Abbildung 12-11: Verwendete normierte Leistungszeitreihe für eine Gewerbelast über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr; es wird der aktuelle Leistungsbedarf in einem Zeitpunkt (P_{Last}) im Verhältnis zum maximalen Leistungsbedarf einer Gewerbelast ($P_{Last,Max}$) dargestellt

12.6 Netzgrafiken Mittelspannungsnetz

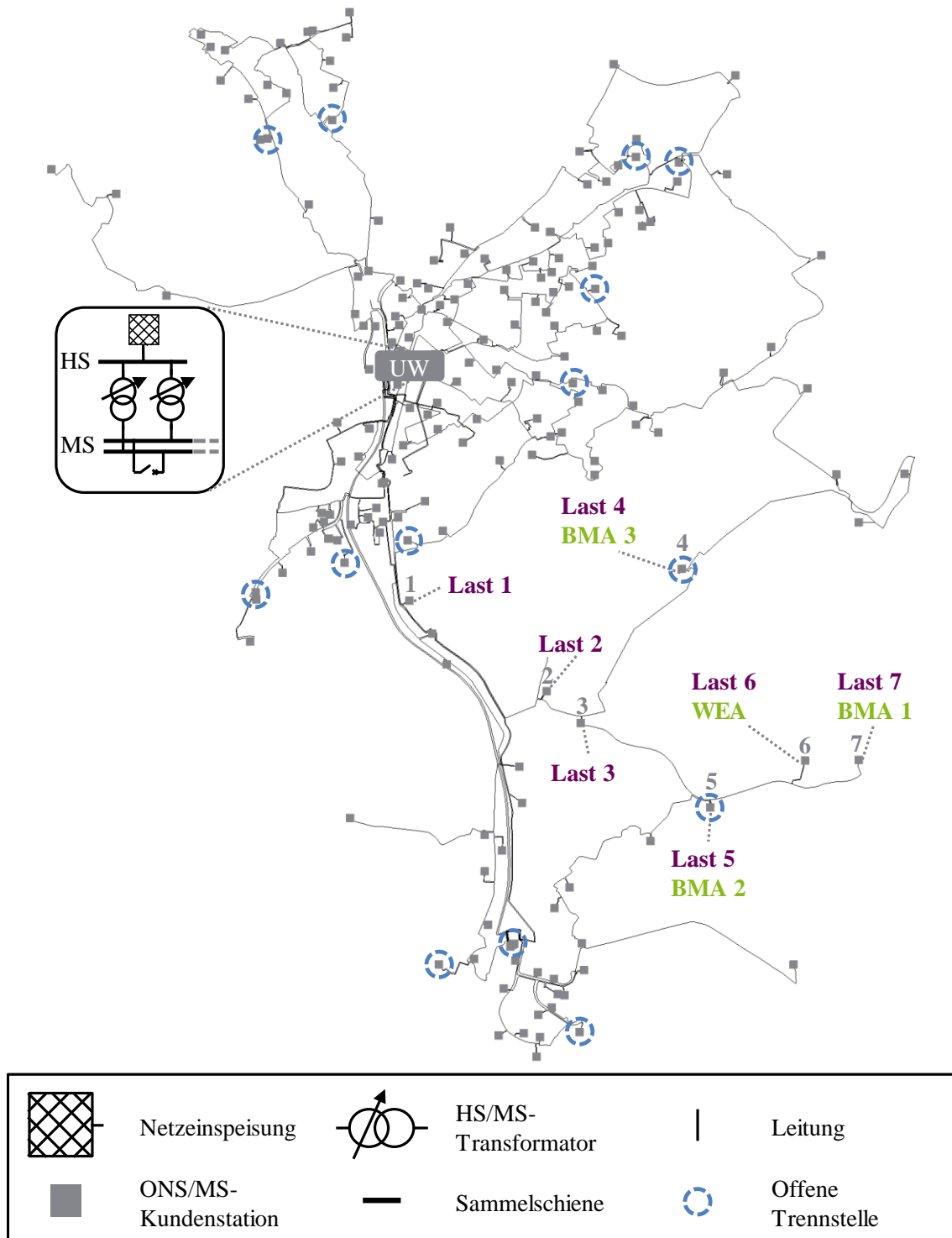


Abbildung 12-12: Vereinfachte Darstellung des Ist-Netzes

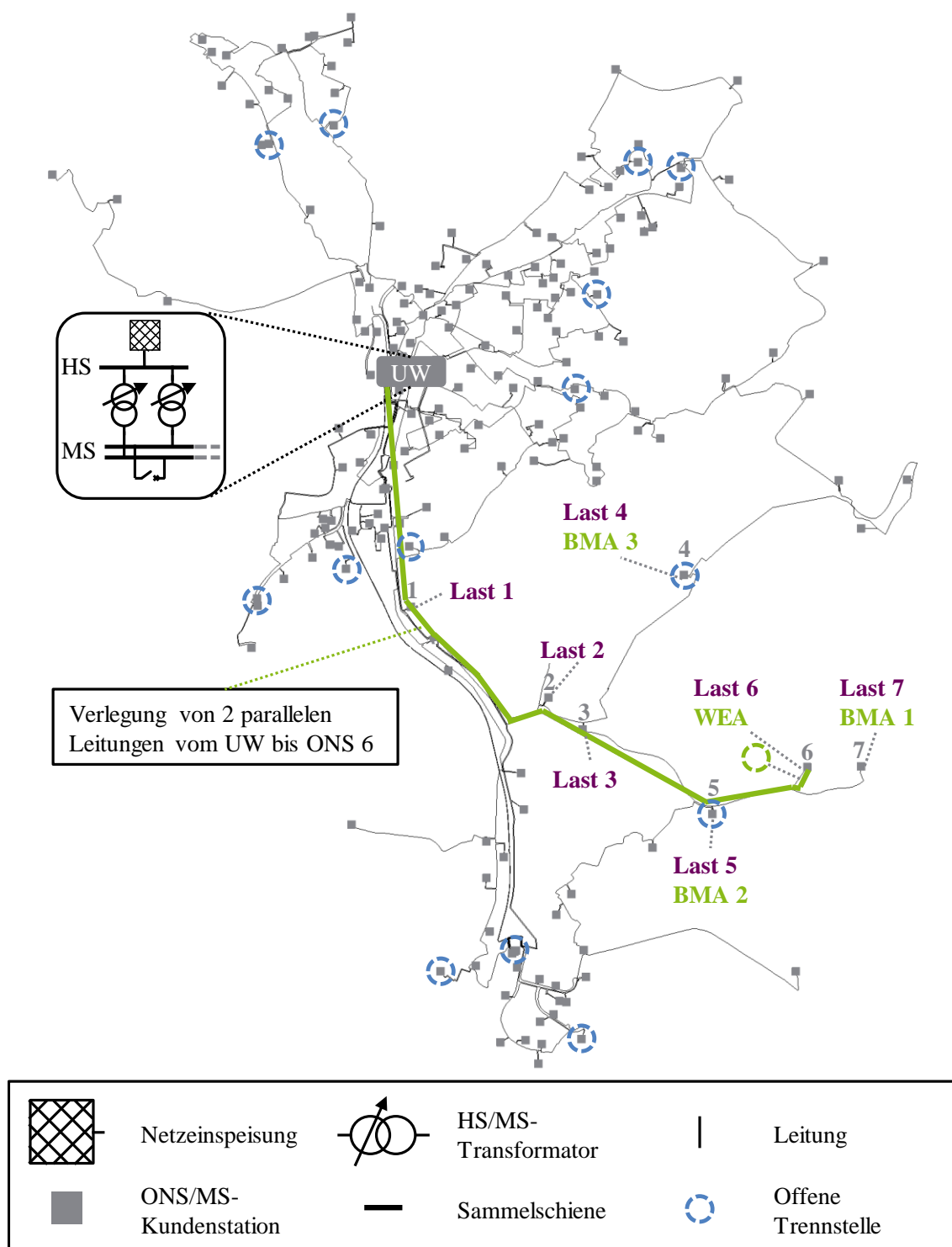


Abbildung 12-13: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante KONV im Szenario SzA

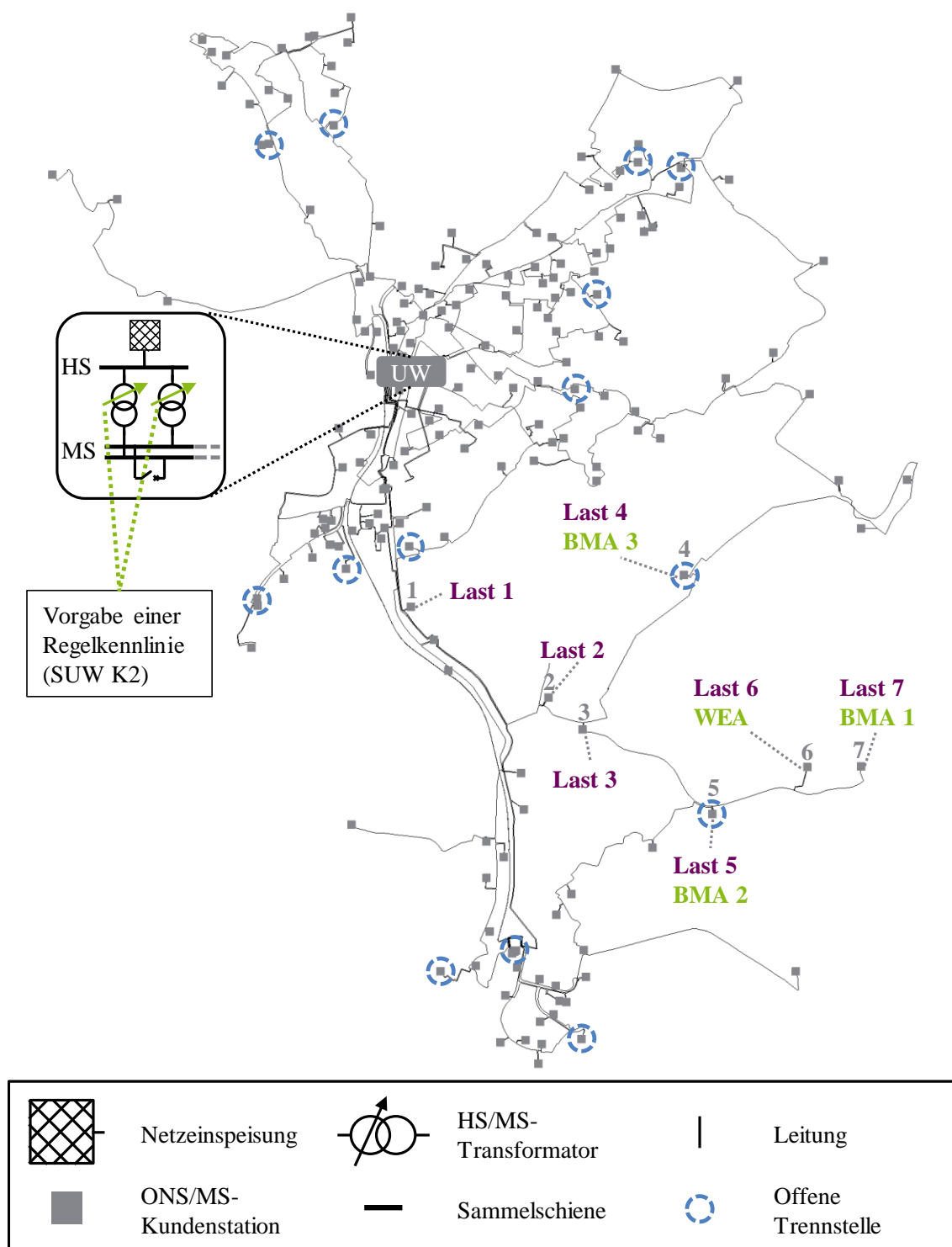


Abbildung 12-14: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante SUW K2 im Szenario S_{zA}

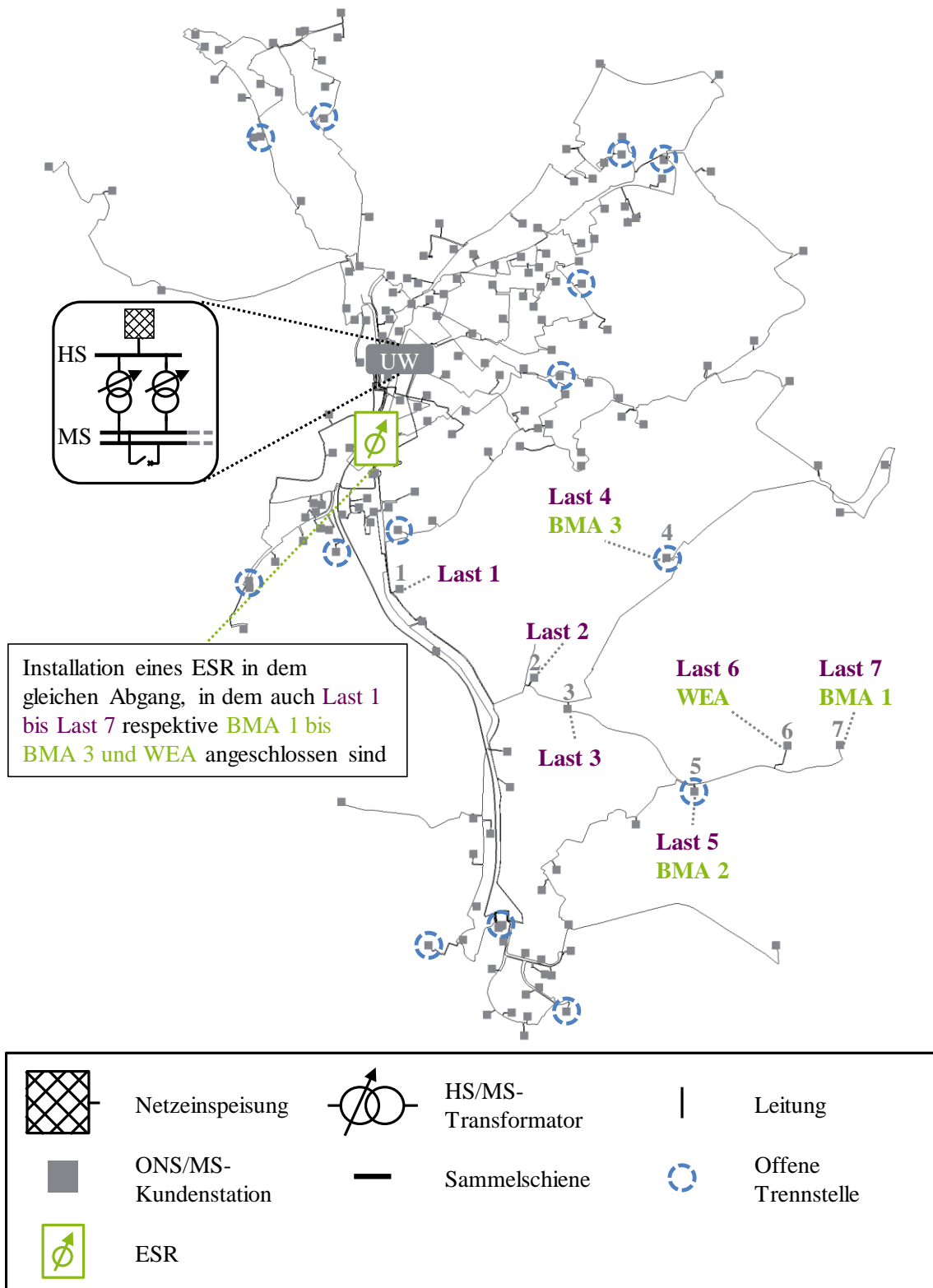


Abbildung 12-15: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante ESR im Szenario SzA

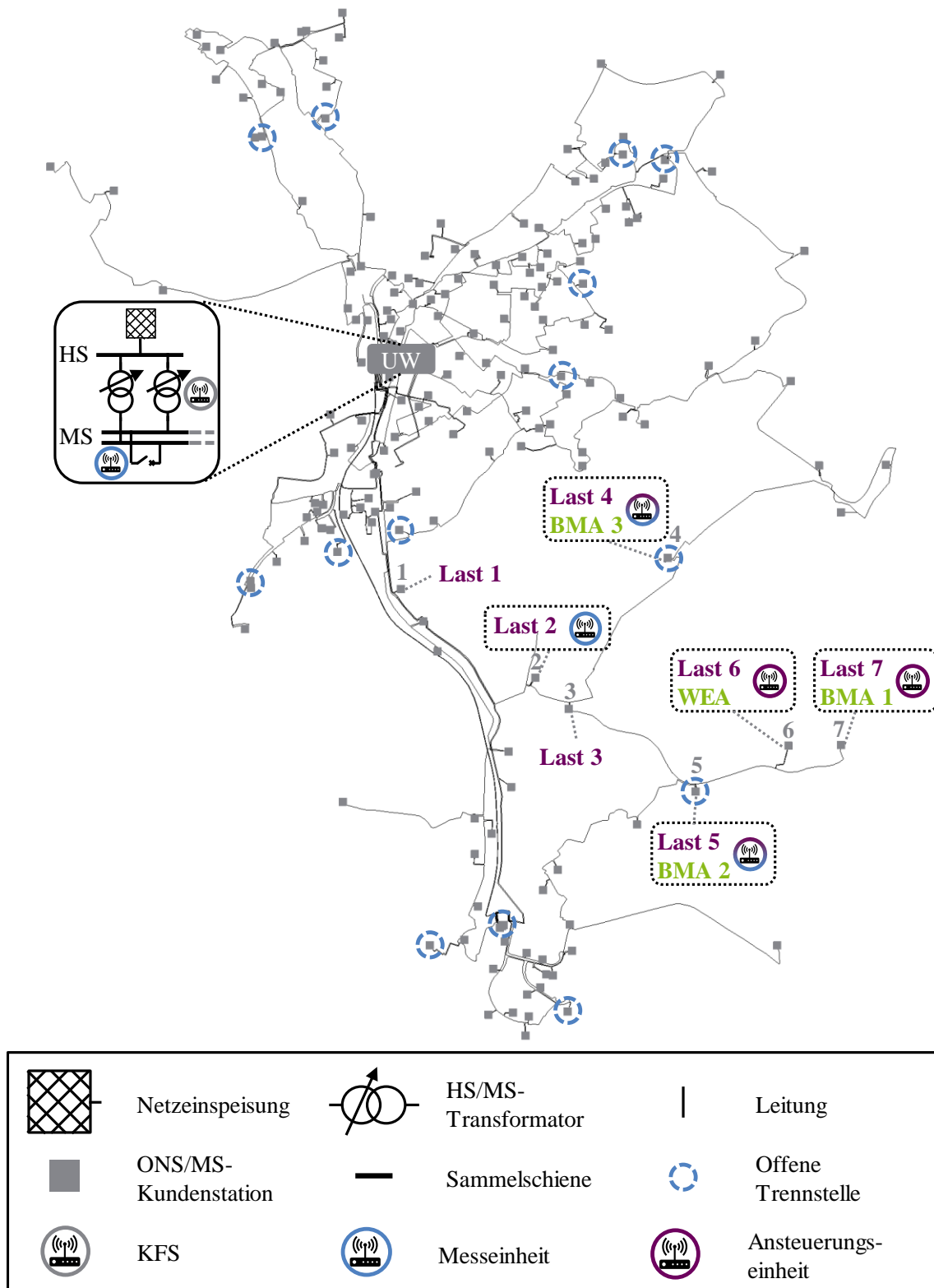


Abbildung 12-16: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante DNA-System (DEM) im Szenario Sza

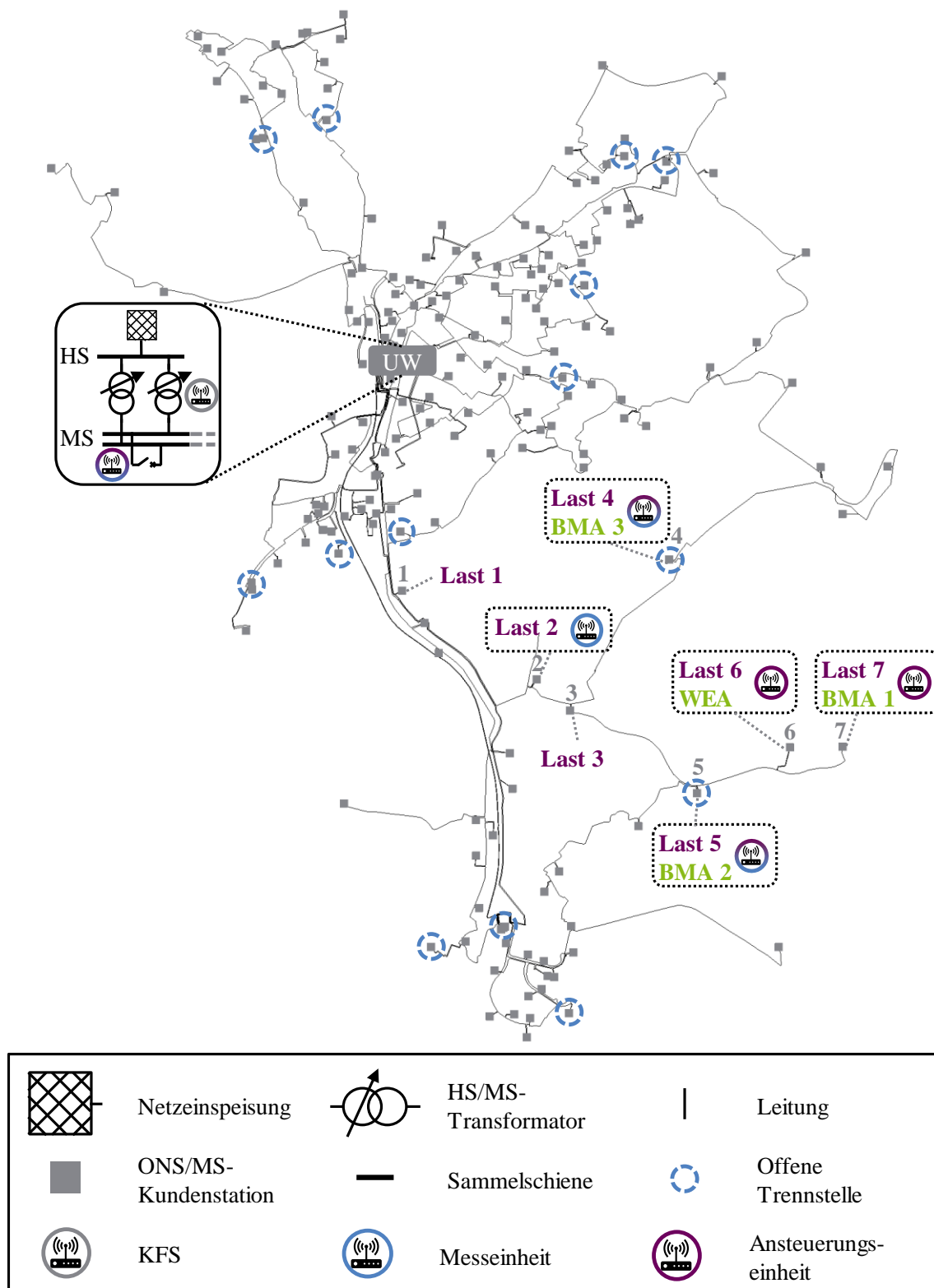


Abbildung 12-17: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante DNA-System (SUW K2+DEM) im Szenario S_{ZA}

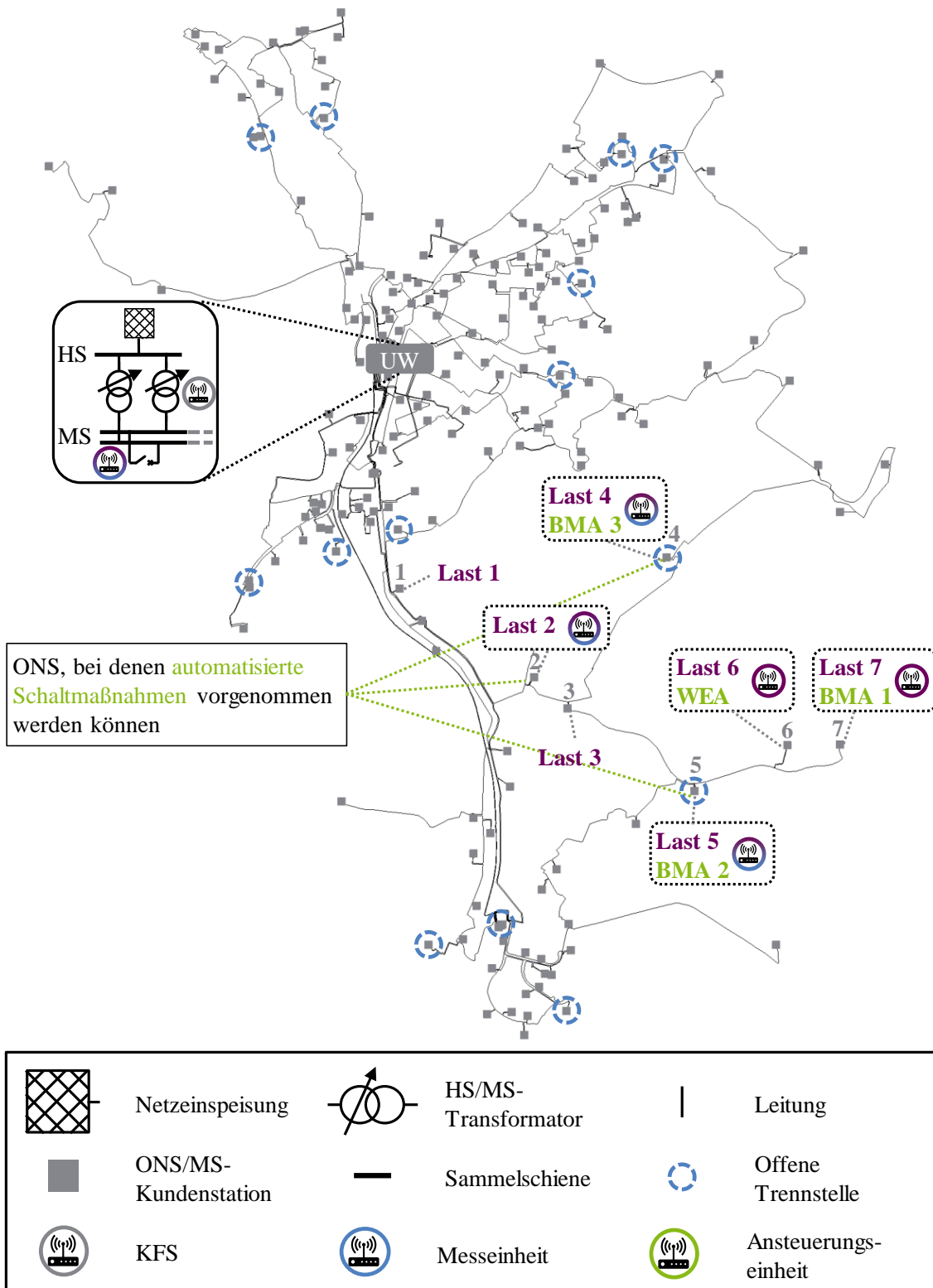


Abbildung 12-18: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante DNA-System (DEM+FDIR) im Szenario SzA

12.7 Netzgrafiken Niederspannungsnetz

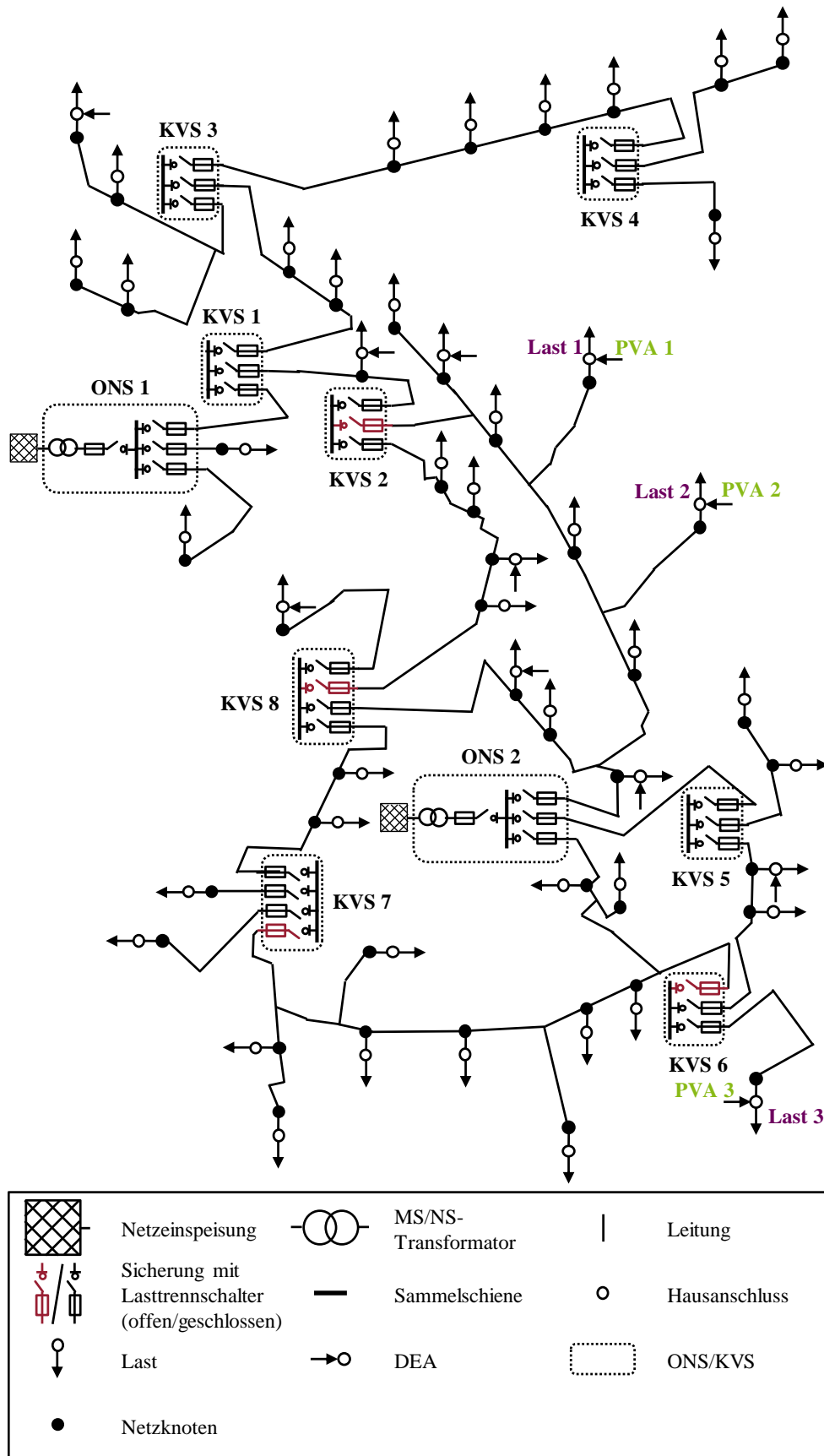


Abbildung 12-19: Vereinfachte Darstellung des Ist-Netzes

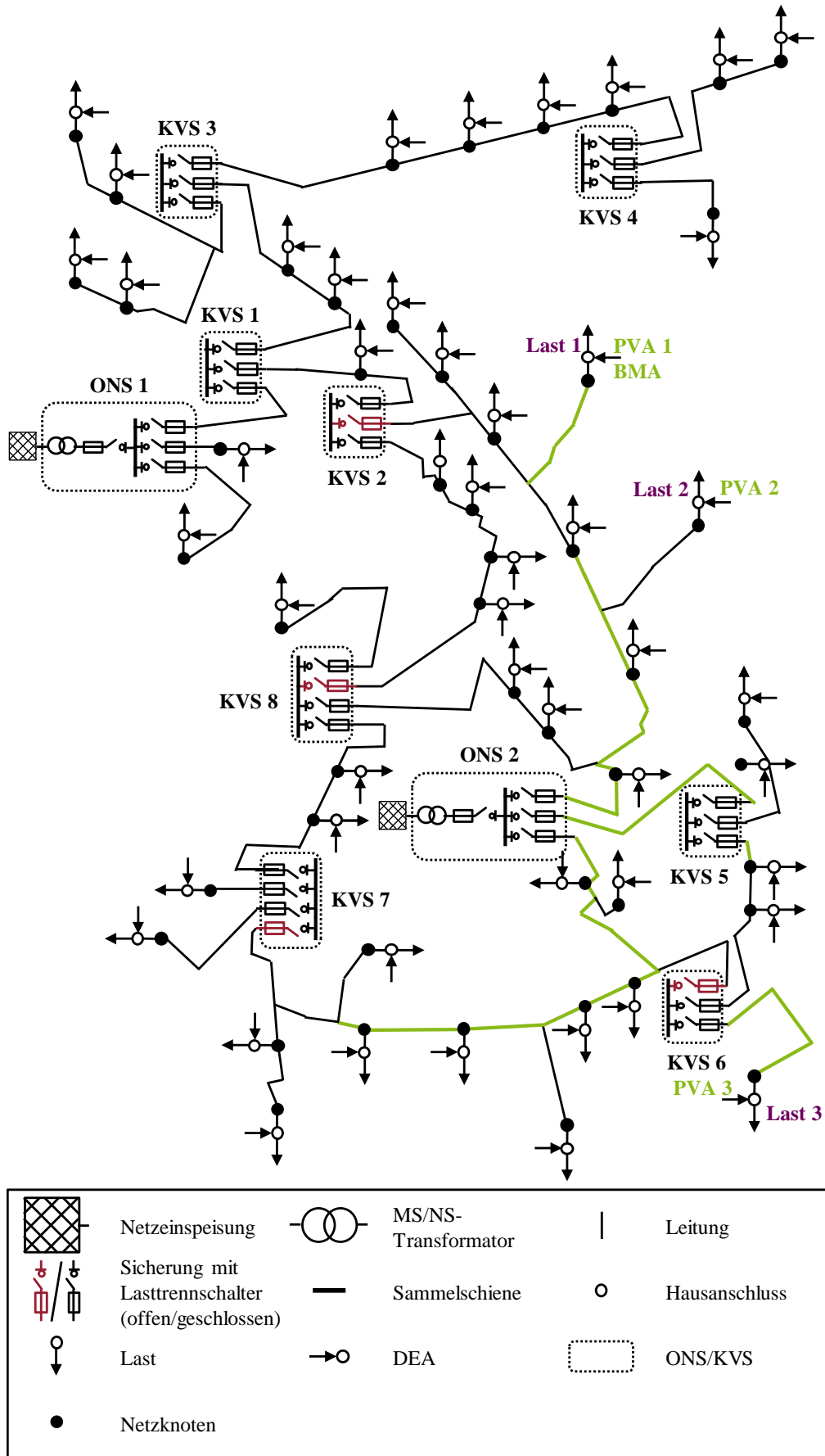


Abbildung 12-20: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante KONV im Szenario SzA (Maßnahmen in Grün hervorgehoben)

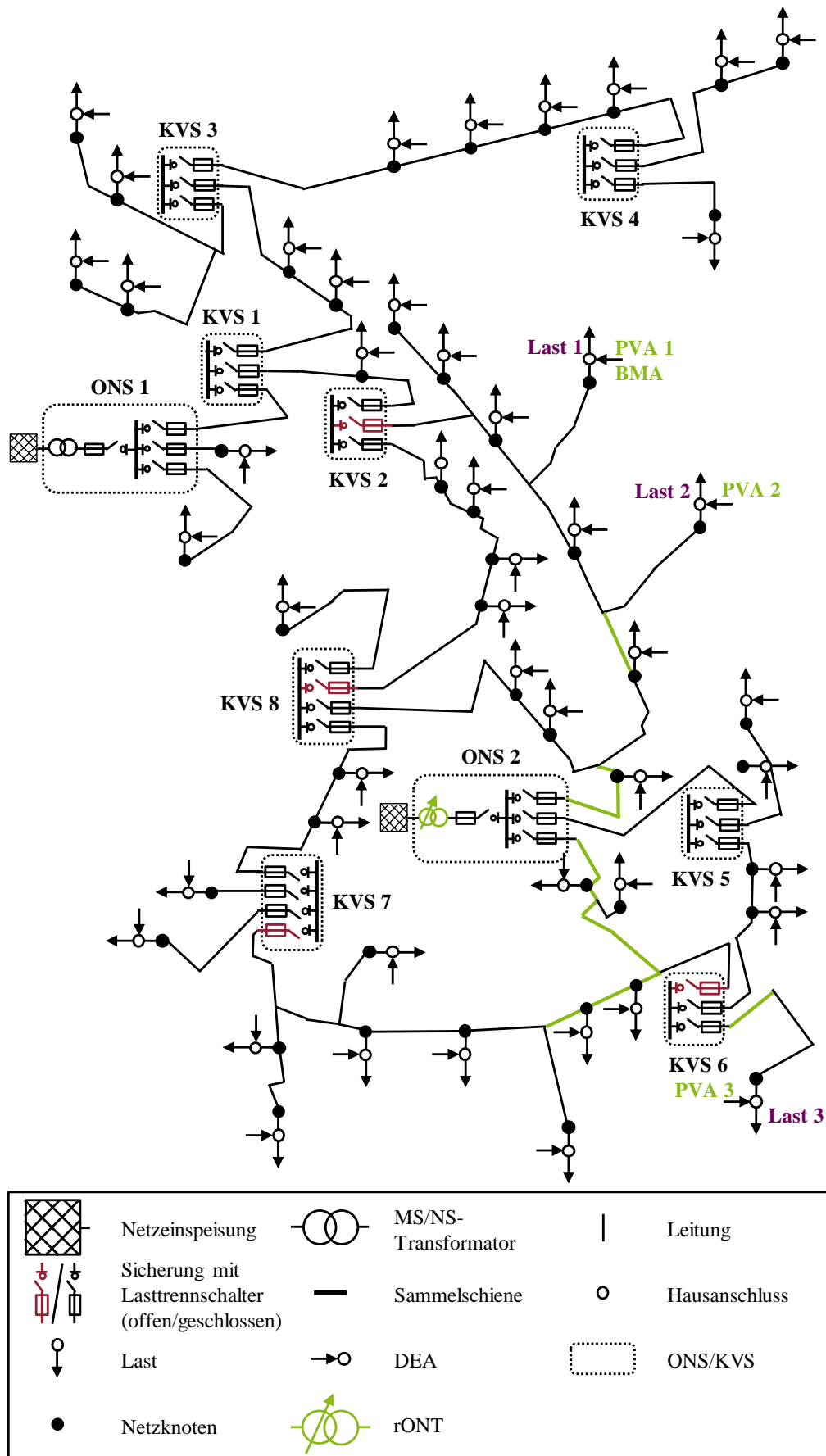


Abbildung 12-21: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante rONT im Szenario S_{ZA} (Maßnahmen in Grün hervorgehoben)

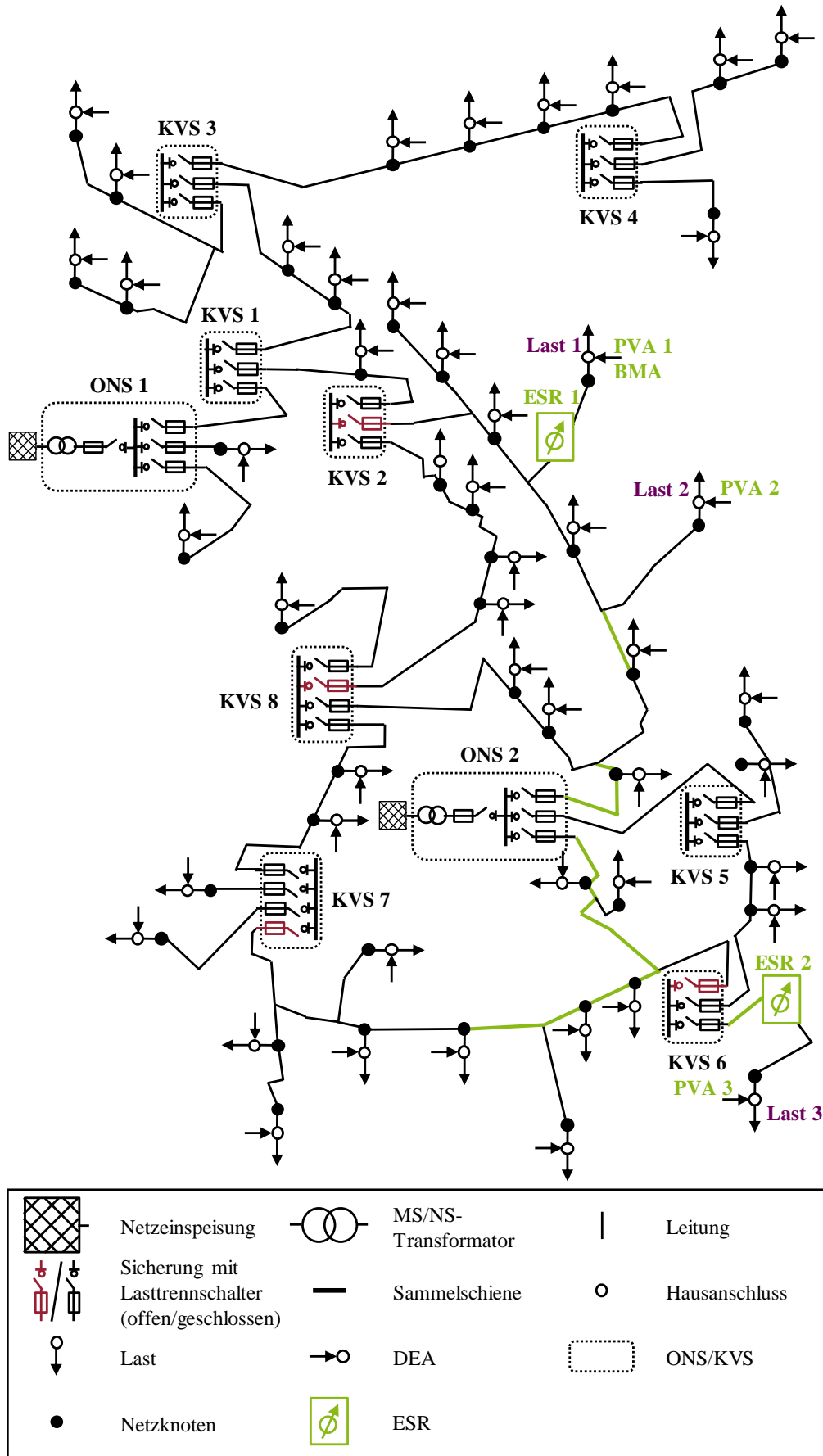


Abbildung 12-22: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante ESR im Szenario S_{ZA} (Maßnahmen in Grün hervorgehoben)

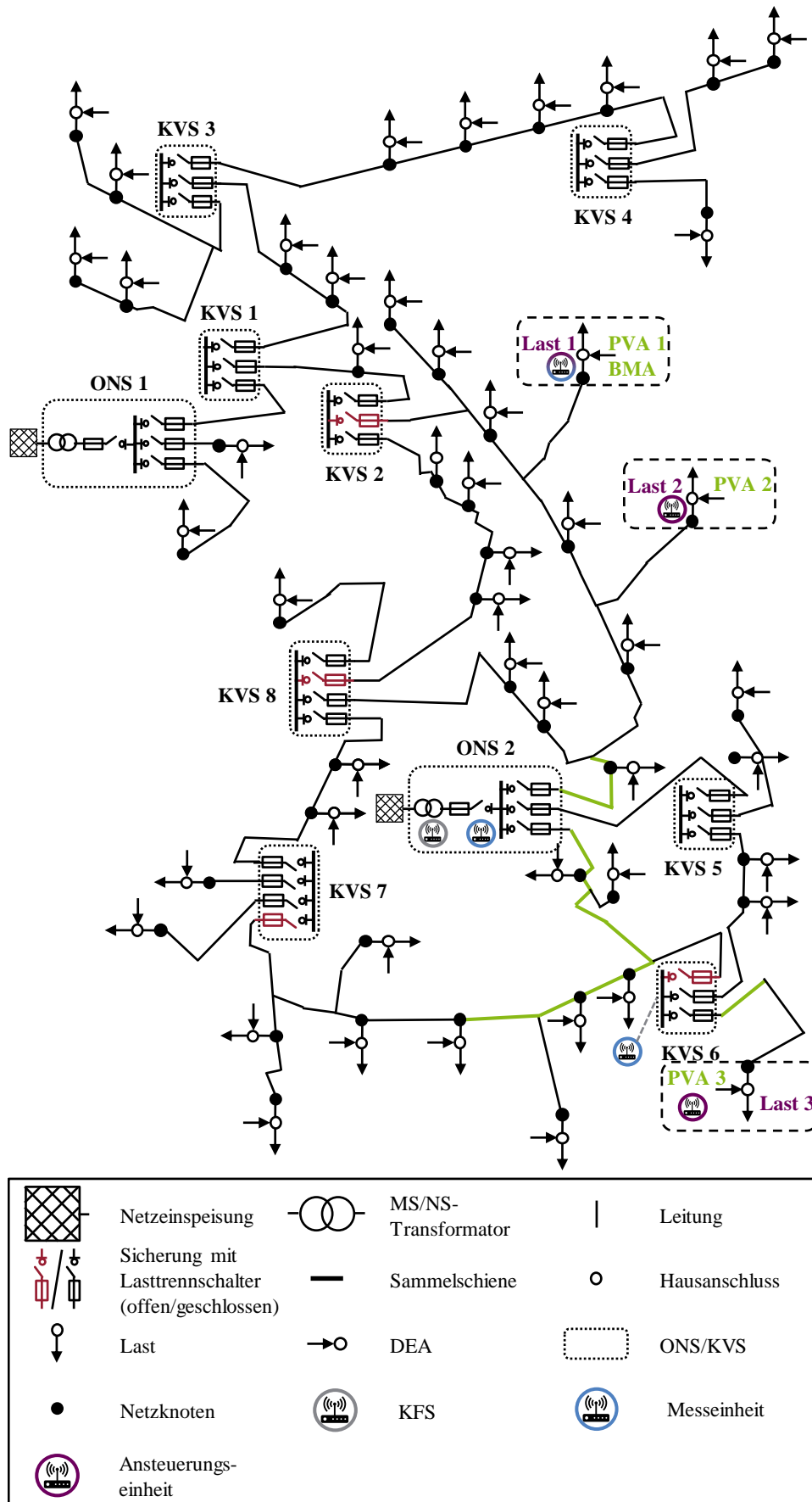


Abbildung 12-23: Vereinfachte Darstellung des Zielnetzes der Variante DNA-System (DEM) im Szenario Sza (Maßnahmen farblich hervorgehoben)