

Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen

Von der Fakultät für

Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik

der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Philippe Steinbusch, M. Sc.

aus Heinsberg

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

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Tag der mündlichen Prüfung: 04. Dezember 2020

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20210224-091038-5

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20210224-091038-5>]

DOI: 10.25926/7yxe-hk22

[<https://doi.org/10.25926/7yxe-hk22>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. An dieser Stelle gilt mein Dank allen Personen, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit fachlich und persönlich unterstützt haben.

In besonderem Maße möchte ich mich bei meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Leiter des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal, bedanken. Seine fachliche und persönliche Unterstützung an der Bergischen Universität Wuppertal oder auf vulkanischen Exkursionen trugen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit bei.

Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz danke ich sehr für das entgegengebrachte Interesse an meiner Arbeit und die freundliche Übernahme des Korreferates.

Darüber hinaus gilt mein Dank allen beteiligten Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik. Insbesondere möchte ich mich bei den Kollegen Jan Mark Meese, Roman Alexander Uhlig, Kamil Korotkiewicz und Marcel Modemann bedanken. Unsere fachlichen Diskussionen, die schöne gemeinsame Zeit in verschiedensten Bürokombinationen und unsere cholерischen Anfälle haben mir oftmals bewiesen, dass wir nicht auf dem Holzweg sind.

Mein herzlichster Dank gilt meiner liebevollen und geduldigen Frau Sarah, die mir stets den Rücken freigehalten und somit diese Arbeit und meine Entwicklung ermöglicht hat. Insbesondere hat sie mir von Zeit zu Zeit vor Augen geführt, dass die Dissertation lediglich einen Bestandteil im Leben darstellt.

Zum Abschluss möchte ich mich bei meiner Familie bedanken, die mir bei diversen Zusammenkünften die Relativitätstheorie im Kontext der Zeit aufführten und mich auf den Boden der Tatsachen verankert haben.

Bei meinen Eltern möchte ich mich für die Ermutigung zum Bachelorstudium bedanken, da sie somit den Grundstein dieser Dissertation ermöglicht haben.

Wuppertal 2020

Philippe Steinbusch

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	I
1. Einleitung	1
1.1. Motivation und Zielstellung	2
1.2. Stand der Wissenschaft und Technik	6
1.3. Struktur der Arbeit	7
2. Niederspannungsautomatisierung für neuartige Versorgungsaufgaben	9
2.1. Wandlungsprozess der Niederspannungsebene	9
2.1.1. Veränderungen der Einspeisung	9
2.1.2. Veränderungen des Bezugs	12
2.1.3. Veränderungen durch Batteriespeicher	14
2.2. Herausforderungen der Niederspannungsebene	16
2.2.1. Heutige Niederspannungsebene	16
2.2.2. Auswirkungen	17
2.2.3. Zukünftige Herausforderungen	18
2.2.4. Lösungsansätze	20
2.3. Niederspannungsautomatisierung	22
2.3.1. Derzeitige Niederspannungsautomatisierung	22
2.3.2. Weiterentwicklungsbedarf der Niederspannungsautomatisierung	30
2.3.3. Dezentrale und autarke Systemarchitektur	33
3. Rechenzeitoptimierte Leistungsflussbestimmung durch Nutzung der Sensitivitätsanalyse	35
3.1. Rechenkapazität der Leistungsflussberechnung	35
3.1.1. Algorithmen zur Leistungsflussberechnung	36
3.1.2. Vergleich der Leistungsflussberechnungsverfahren	37
3.2. Sensitivitätsanalyse	37
3.2.1. Berechnungsgrundlage der Sensitivitätsanalyse	38
3.2.2. Verfahrensgrenzen	39
3.3. Verbesserungspotenzial der Sensitivitätsanalyse	40

3.3.1.	1. Verbesserung: Kompensation der direkten Spannungsabhängigkeiten.....	40
3.3.2.	2. Verbesserung: Kompensation der indirekten Spannungsabhängigkeiten.....	41
3.4.	Vergleich der verschiedenen Berechnungsverfahren	42
3.4.1.	Bewertungsverfahren der Sensitivitätsanalyse	43
3.4.2.	Genauigkeitsbewertung	46
3.4.3.	Berechnungsdauer	58
3.5.	Bewertung und Evaluierung der erweiterten Sensitivitätsanalyse	60
3.6.	Resümee zu Kapitel 3.....	61
4.	Online Validierung von Netzparametern.....	63
4.1.	Netzparameter für die Netzzustandsüberwachung	63
4.1.1.	Zweiginformationen	63
4.1.2.	Knoteninformation	64
4.1.3.	Bewertung der verschiedenen Parameter	65
4.2.	Verfahren zur Detektion von fehlerhaften Netzparametern	67
4.2.1.	Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik.....	67
4.2.2.	Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen...	71
4.3.	Bewertung und Evaluierung der Verfahren.....	74
4.3.1.	Testszenarien	74
4.3.2.	Bewertung der Verfahren	76
4.3.3.	Verfahrensgrenzen.....	83
4.3.4.	Berücksichtigung der Verfahrensgrenzen	85
4.4.	Resümee zu Kapitel 4.....	87
5.	Integration bedarfsgerechter Aktorflexibilität	89
5.1.	Kritikalität der benötigten Aktorflexibilität.....	89
5.1.1.	Aktorbedarf bedingt durch zukünftige Veränderungen.....	90
5.1.2.	Benötigte Vorlaufzeit zur Integration eines Aktors.....	93
5.2.	Abschätzung der zukünftig benötigten Aktorflexibilität	94
5.2.1.	Verfahren 1: Analyse und Bewertung von Grenzwertverletzungen.....	95
5.2.2.	Verfahren 2: Bestimmung der aktuellen Netzreserven.....	98

5.2.3.	Verfahren 3: Bestimmung der zukünftigen Netzreserve.....	104
5.3.	Bewertung und Evaluierung der Verfahren	105
5.3.1.	Bewertung der Zuverlässigkeit und Genauigkeit der Verfahren.....	106
5.3.2.	Verfahrensgrenzen	112
5.4.	Automatisierte adaptive Aktorintegration.....	113
5.5.	Resümee zu Kapitel 5.....	116
6.	Aggregation der Niederspannungsflexibilität für die überlagerte Spannungsebene	119
6.1.	Potenzial für spannungsebenenübergreifende Aktorflexibilität.....	119
6.1.1.	Rahmenbedingungen im Niederspannungsnetz	120
6.1.2.	Charakteristik des Niederspannungsnetzes am Verknüpfungspunkt	122
6.2.	Bestimmung der aggregierten Aktorflexibilität	124
6.2.1.	Parameter zur Aggregation der Aktorflexibilität	125
6.2.2.	Aggregation der Aktorflexibilität.....	128
6.3.	Umsetzung von Mittelspannungssollwerten	130
6.3.1.	Mittelspannungssollwerte für das Niederspannungsnetz	131
6.3.2.	Umsetzung der Mittelspannungssollwerte	131
6.3.3.	Regelungsgrößen für einzelne Aktoren.....	132
6.4.	Spannungsebenenübergreifende Regelungskaskade.....	136
6.4.1.	Übergreifende Regelungskaskade für Mittel- und Niederspannungsnetze	136
6.4.2.	Grenzen der Verfahren.....	138
6.4.3.	Mehrwert der bereitgestellten aggregierten Aktorflexibilität.....	139
6.5.	Resümee zu Kapitel 6.....	141
7.	Labor- und Feldtest	143
7.1.	Beschreibung des Labortests.....	143
7.2.	Beschreibung des Feldtestes	148
7.3.	Labortestergebnisse.....	150
7.4.	Feldtestergebnisse	154
8.	Zusammenfassung und Ausblick	165
9.	Verzeichnisse	171

9.1.	Literaturverzeichnis.....	177
9.2.	Formelzeichen	197
i.	Allgemeine Konventionen und Notationen.....	197
ii.	Formelzeichen und Symbole	197
9.3.	Abkürzungsverzeichnis	201
9.4.	Publikationen des Verfassers.....	202
9.5.	Betreute Abschlussarbeiten	207
10.	Anhang	i
10.1.	Diskretisierung der Simulationsparameter	i
10.2.	Genauigkeitsanalyse der Sensitivitätsanalyse	ii
10.2.1.	Verschiedene Bezugsverteilung (Knoten 16).....	ii
10.2.2.	Verschiedene Netzauslastung (Knoten 16).....	iii
10.2.3.	Verschiedene Wirk- und Blindleistungsverhältnis der Knoten (Knoten 16).....	vii
10.2.4.	Knotenscharfe Genauigkeitsanalyse für ein weiteres Szenario (Knoten 16).....	xii
10.3.	Online Validierung von Netzparametern.....	xiv
10.3.1.	Tabellarische Darstellung der Parametrierung	xiv
10.4.	Aggregation der Niederspannungsflexibilität.....	xv
10.4.1.	Boxplot der Wirk- und Blindleistungsveränderung am Verknüpfungspunkt.....	xv
10.5.	Priorisierungsprozess der Aktoren für Mittelspannungssollwerte.....	xvi
10.5.1.	Priorisierungsprozess zur Spannungsbandoptimierung.....	xvi
10.5.2.	Priorisierungsprozess zur Optimierung der Betriebsmittelauslastung.....	xvii
10.5.3.	Priorisierungsprozess zur Nivellierung der Ausnutzung	xviii
10.5.4.	Priorisierungsprozess zur Wirtschaftlichkeitsoptimierung.....	xviii

1. Einleitung

Verschiedene nationale und internationale Bemühungen zum Schutz des Klimas und der Umwelt haben die politischen Rahmenbedingungen der Elektroenergieversorgung maßgeblich verändert. Dabei ist das Kyoto-Protokoll [1] als das Präludium des Erneuerbaren Energien-Gesetz (EEG) zu bewerten. Das EEG ist im Jahr 2000 in Kraft getreten und rief einen Paradigmenwechsel hervor [2]. Dieser Paradigmenwechsel und die gesamte Elektroenergieversorgung befinden sich stets in einem Zieldreieck, welches die drei Hauptmerkmale Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit vereinigt. Die folgenden Ziele der Bundesregierung beeinflussen dieses Zieldreieck: [3]

Ziele bis 2030:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 55 % im Vergleich zu 1990
- Erhöhung der Nutzung regenerativer Energieträger auf 50 % des Stromverbrauches

Ziele bis 2050:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % im Vergleich zu 1990
- Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 % im Vergleich zu 2008
- Erhöhung der Nutzung regenerativer Energieträger auf 80 % des Stromverbrauches

Diese Ziele sollen durch die Ausnutzung der folgenden Trends realisiert werden [3].

- Vermehrte Nutzung von regenerativen Energieträgern
- Kopplung verschiedener Sektoren
- Reduktion der Nutzung fossiler Brennstoffe
- Realisierung neuartiger europäischer Strommärkte
- Erhöhung der Energieeffizienz verschiedener Applikationen
- Digitalisierung der Sektoren und deren Applikationen

Bei diesen Bemühungen ist jedoch das Zieldreieck nicht zu vernachlässigen, sodass für die drei konkurrierenden Ziele bei der technischen Realisierung ein optimierter Arbeitspunkt zu wählen ist. Die Netzinfrastuktur ist das Bindeglied aller Marktteilnehmer und somit ein essenzieller Bestandteil im Zieldreieck. Durch eine effiziente und effektive Gestaltung bzw. Nutzung dieser Infrastruktur kann die Netzinfrastuktur den Arbeitspunkt im Zieldreieck maßgeblich beeinflussen und ist somit ein entscheidender Faktor im Wandlungsprozess.

Bei diesem Wandlungsprozess sind insbesondere die Verteilnetze zu berücksichtigen, da 90 % der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in dieser Netzebene integriert ist. Dies verursacht einen großen Netzausbaubedarf im Verteilnetz [4].

Der Netzausbaubedarf wird durch das Konglomerat von Netznutzungssituation, Nutzung dezentraler regenerativer Energieträger und Netzeigenschaften beeinflusst. Der sich einstellende Netzausbaubedarf kann zum einen durch intelligente Technologien und zum anderen durch einen konventionellen Netzausbau gedeckt werden. Durch eine Kombination dieser Lösungen können sogenannte innovative Planungskonzepte den benötigten Netzausbaubedarf kosteneffizient gestalten [4, 5, 6, 7, 8].

Die vorliegende Arbeit konzentriert sich auf die Niederspannungsebene und die Möglichkeit diese mit Hilfe von intelligenten Technologien zu automatisieren. Dabei wird die Niederspannungsebene ausgewählt, weil diese zum einen, wie bereits erwähnt, am stärksten vom Wandlungsprozess betroffen ist und zum anderen die Anzahl der installierten Betriebsmittel mit Abstand am größten ist [9]. Die in dieser Arbeit beschriebene und weiterentwickelte Niederspannungsautomatisierung¹ soll zum einen die Betriebs- und Ausbaukosten reduzieren und zum anderen die kosteneffiziente Adaption der Niederspannungsebene für den neuen digitalisierten Elektroenergieversorgungssektor ermöglichen. Die Mittelspannungsebene wird im weiteren Verlauf nur für konkrete Anwendungsfälle berücksichtigt. Insbesondere Problemstellungen bzw. Themenstellungen, wie beispielsweise Smart Grid, Smart Market und Veränderungen im Niederspannungsnetz, haben teilweise eine Gültigkeit für die Mittelspannungsebene, werden jedoch in dieser Arbeit nicht weiter ausgeführt. Folgende Literatur [10, 11] vertieft dies.

1.1. Motivation und Zielstellung

Seit Beginn der Energiewende werden kontinuierlich Lösungen zur Automatisierung der Niederspannungsebene entwickelt [12]. Diese Lösungen werden auch als Smart Grid beschrieben und durch die Bundesnetzagentur wie folgt definiert:

„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, sodass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann.“ [13]

Diese Definition beschreibt die zwei wesentlichen Aufgaben, welche durch eine Niederspannungsautomatisierung in Echtzeit durchzuführen sind. Einerseits ist die Netznutzungssituation zu erfassen und zu bewerten. Andererseits muss die Niederspannungsautomatisierung möglichst eigenständig Regelungseingriffe für verschiedene Netznutzungssituationen, wie beispielsweise Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen, durchführen.

¹Niederspannungsautomatisierung bezeichnet ein System zur Automatisierung von Niederspannungsnetzen. Diese Arbeit nutzt den Begriff Niederspannungsautomatisierung für dieses System.

Diese Kernaufgaben der Niederspannungsautomatisierung sind sukzessive zu erweitern, da der Wandlungsprozess des Elektroenergieversorgungssektors noch nicht vollständig definiert und abzuschätzen ist. Eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Niederspannungsautomatisierung ist aus diesem Grund nötig, sodass neue Funktionen und Zielgrößen zu ergänzen sind, welche durch die erwähnten Trends realisiert werden können.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich daher mit der Weiterentwicklung einer Niederspannungsautomatisierung, welche in Echtzeit auf einer Remote Terminal Unit (RTU) im Niederspannungsnetz eingesetzt wird. Echtzeitfähigkeit ist für die Niederspannungsautomatisierung gewährleistet, wenn alle Funktionen in einem zuvor definierten Zyklus (zwischen 10 und 60 Sekunden) sicher durchgeführt werden. Dies entspricht ebenfalls der Definition von Echtzeitfähigkeit für diverse Systeme bzw. Betriebssysteme [14]. Die Echtzeitfähigkeit bedarf einer effizienten Nutzung der verfügbaren hardware-spezifischen Rechen- und Speicherleistung, sodass etwaige Funktionen, welche keine instantane Wirkung aufweisen, zeitlich oder ganzheitlich auszulagern sind. Funktionen, welche im Echtzeitbetrieb benötigt werden, sind zu bewerten und komplexe Berechnungsgrundlagen ggf. durch Vereinfachungen zu ersetzen. Insbesondere der iterative Prozess der Leistungsflussberechnung ist zu berücksichtigen, da dieser zum einen sehr rechenintensiv ist und zum anderen von einer Vielzahl an Funktionen mit unterschiedlichen Eingangsparametern benötigt wird. Da in dieser Arbeit verschiedene Funktionen ergänzt werden sollen und somit die Rechen- und Speicherkapazität der Zielhardware weiter belastet wird, wird für ausgewählte Funktionen die Leistungsflussberechnung durch eine angepasste Sensitivitätsanalyse substituiert. Diese Berechnungsgrundlage führt auf der einen Seite zu einer Reduktion der benötigten Rechen- und Speicherleistung und auf der anderen Seite auch zu einer zu berücksichtigenden Ungenauigkeit. Die vorliegende Arbeit thematisiert diese Substitution und bewertet die Anwendbarkeit für eine Niederspannungsautomatisierung. Durch die Substitution können allokierte Rechen- und Speicherkapazitäten freigegeben werden, welche wiederum für Weiterentwicklungen genutzt werden können.

Ein genereller Weiterentwicklungsbedarf der Niederspannungsautomatisierung kann unter anderem durch die folgenden Zielstellungen definiert werden:

- Erhöhung der Exaktheit und Zuverlässigkeit der Netzzustandsüberwachung
- Reduzierung des Inbetriebnahme- und Betriebsaufwandes
(Installations- und Betriebskosten)
- Detektion und Anpassung von Fehlern in der Inbetriebnahmeparametrierung
- Automatische Adaption auf Veränderungen im Niederspannungsnetz
- Integration in eine ganzheitliche spannungsebenenübergreifende Verteilnetzautomatisierung
- Integration in verschiedene energiewirtschaftliche Marktplätze
- Optimierung der Nutzung verschiedener Betriebsmittel
- Integration von Funktionen des Schutzsystems

Eine Konkretisierung und Reduktion dieser Zielstellungen führen zu den drei zentralen Forschungsfragen dieser Arbeit:

1. Wie können Parametrierungsfehler durch die Niederspannungsautomatisierung selbständig detektiert und korrigiert werden?

Bei der Inbetriebnahme der Niederspannungsautomatisierung ist die Inbetriebnahmeparametrierung zu definieren. Unter anderem ist ein Netzmodell bereitzustellen, welches das zu überwachende Niederspannungsnetz durch die Definition von Knoten und Zweigen inklusive der zugehörigen Impedanzen abbildet.

Zusätzlich werden Sensor- und Aktorparameter benötigt, welche zum einen Messwerte aufnehmen und zum anderen Aktorflexibilität bereitstellen. Ebenfalls sind Kommunikationskanäle und –schnittstellen vorzuhalten, welche den Austausch von Informationen ermöglichen. Diese Parametrierung kann teilweise automatisiert werden, ist jedoch, wie in Abschnitt 4.1 und 5.1 dargestellt, auch teilweise manuell durchzuführen. Der manuelle Anteil führt zwangsläufig zu einem gewissen Fehlerpotenzial, weshalb eine Funktion zur Validierung der Parametrierung notwendig ist. Um ebenfalls den manuellen Aufwand zur Berichtigung des Fehlers zu vermeiden, muss die Niederspannungsautomatisierung befähigt werden die Parametrierung möglichst selbständig zu korrigieren.

2. Wie ist eine frühzeitige Detektion eines Aktorbedarfes und eine automatische Integration von zusätzlichen Aktoren möglich?

Nach Inbetriebnahme der Niederspannungsautomatisierung können sukzessive Veränderungen im überwachten Netzgebiet stattfinden. Insbesondere ist ein Zubau von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energieträger und leistungsintensiver Applikationen, wie z. B. Elektroladesäulen, zu berücksichtigen. Diese Anpassungen führen zu vermehrten Interventionen der Niederspannungsautomatisierung, welche einen ordnungsgemäßen Betriebszustand gewährleisten. Die Niederspannungsautomatisierung kann jedoch nur begrenzt Einfluss auf die Netznutzungssituation nehmen, da nur eine limitierte Anzahl an Aktoren mit einer begrenzten Aktorflexibilität verfügbar ist. Somit kann die sich einstellende sukzessive Veränderung im Niederspannungsnetz zu Situationen führen, welche nicht beherrschbar sind und Grenzwertverletzungen verursachen. Diese können, neben einem konventionellen Netzausbau, wiederum durch die Integration zusätzlicher Aktoren beherrscht werden, welche der Niederspannungsautomatisierung zur Verfügung gestellt werden müssen. Aus diesem Grund soll die Niederspannungsautomatisierung zukünftig einen Aktorbedarf selbständig detektieren und melden, sodass eine nicht zu beherrschende Grenzwertverletzung durch die Integration eines neuen Aktors vermieden werden kann. Zusätzlich soll der Prozess zur Integration neuer Aktoren automatisiert werden, um eine schnelle und effiziente Aktorintegration in die Niederspannungsautomatisierung zu ermöglichen.

3. In welcher Form kann die Niederspannungsautomatisierung als Sensor und Akteur in eine Mittelspannungsautomatisierung integriert werden?

Die beschriebenen Trends führen zu einer schrittweisen Digitalisierung der Verteilnetze und somit werden die Mittel- und Niederspannungsebene überwacht- und steuerbar, sprich automatisiert. Besteht eine elektrisch sensitive Verbindung zwischen einer Mittel- und Niederspannungsautomatisierung können Synergieeffekte genutzt werden. Die Niederspannungsautomatisierung kann zum einen Messwerte für die Mittelspannungsautomatisierung bereitstellen. Zum anderen verfügt die Niederspannungsautomatisierung über Akteurflexibilität, welche kontinuierlich zur Verfügung steht, jedoch nur in bestimmten Netznutzungssituationen für die Niederspannungsebene benötigt wird. In allen nicht geregelten Netznutzungssituationen, kann diese Akteurflexibilität für die Mittelspannungsautomatisierung bereitstehen.

Eine Weiterentwicklung der Niederspannungsautomatisierung soll dazu führen, dass eine Kommunikation zwischen den beiden Netzautomatisierungen aufgebaut wird und vorhandene Synergieeffekte ausgenutzt werden.

1.2. Stand der Wissenschaft und Technik

Zur Realisierung einer Niederspannungsautomatisierung ist zuerst eine Überwachbarkeit der Netznutzungssituation zu realisieren. Im gegenwärtigen Elektroenergieversorgungssektor wird die Niederspannungsebene nur bedingt bzw. lediglich im Rahmen von Pilotprojekten überwacht, so dass Grenzwertverletzungen nur eingeschränkt erkannt werden können. Durch den in der Einleitung dargestellten Wandlungsprozess der Elektroenergieversorgung ist eine Überwachung der Netznutzungssituation insbesondere in der Verteilnetzebene sinnvoll. Aktuelle Ansätze zur Netzzustandsüberwachung [15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24] unterscheiden sich unter anderem durch die Anzahl von benötigten Messstellen, statischen Netzparametern sowie Berechnungsverfahren. Die Güte der Netzzustandsüberwachung korreliert unter anderem mit der qualitativen und quantitativen Ausstattung des Netzes mit Messstellen und den bereitzustellenden statischen Netzparametern [15, 21, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32]. Die verschiedenen Ansätze zur Netzzustandsüberwachung berücksichtigen dabei keine Inkonsistenz in den statischen Netzparametern, sondern gehen vielmehr von vollständig korrekten Netzparametern aus. Durch menschliches Versagen bei der Parametrierung oder Kommunikationsausfälle im Betrieb der Niederspannungsautomatisierung können jedoch zum einen Fehler in den statischen Netzparametern vorliegen und zum anderen ungültige Messwerte zur Verfügung stehen. Somit kann dies zu inkonsistenten Ergebnissen der Netzzustandsüberwachung führen, was sich wiederum direkt negativ auf die darauf aufbauenden Funktionen auswirkt. Zum einen können Grenzwertverletzungen nicht erkannt und zum anderen unkritische Netznutzungssituationen als kritisch bewertet werden. Die gesamte Funktionalität der Niederspannungsautomatisierung ist somit bei Fehlern in der Parametrierung empfindlich gestört. In Kapitel 4 werden Verfahren vorgestellt, welche diese Problematik berücksichtigen und die statischen Netzparameter validieren.

Die Netzzustandsüberwachung ermöglicht die Identifikation und Bewertung der aktuellen Netznutzungssituation. Die Realisierung einer Niederspannungsautomatisierung benötigt im nächsten Schritt eine Steuerbarkeit der Netznutzungssituation, welche durch ein Regelungskonzept und Aktoren bereitgestellt werden kann. Sobald die Netzzustandsüberwachung eine Grenzwertverletzung detektiert, können verschiedene Regelungskonzepte die Grenzwertverletzung beherrschen. Aktuelle Ansätze von Regelungskonzepten [33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40] verfolgen diverse Ziel-funktionen und agieren teilweise lokal autark oder zentral koordiniert. Die diversen Regelungskonzepte steuern das überwachte Niederspannungsnetz durch eine gezielte Ansteuerung von Aktoren. Dabei werden unter anderem Photovoltaik-Anlagen [33, 41, 42, 43, 44, 45, 46] oder Ladeinfrastruktur [47, 48, 49, 50, 51] für Elektrofahrzeuge als verfügbare Aktoren genutzt. Die aktuell verfügbaren Ansätze berücksichtigen lediglich die von der Netzzustandsüberwachung bereitgestellten Informationen. Somit werden die Aktoren und deren Aktorflexibilität für die Beherrschung von Grenzwertverletzungen genutzt.

Neben diesem Anwendungsfall kann die Aktorflexibilität einen weiteren Mehrwert für eine ganzheitliche Verteilnetzautomatisierung bieten. Dieses Potenzial, die verfügbare Aktorflexibilität zu aggregieren und der überlagerten Mittelspannungsautomatisierung bereitzustellen, wird in den aktuellen Ansätzen lediglich theoretisch betrachtet [52, 53]. Kapitel 6 stellt eine umgesetzte Schnittstelle zwischen Nieder- und Mittelspannungsautomatisierung vor, welche es ermöglicht die Synergieeffekte der Aktorflexibilität auszunutzen.

Die Regelungsstrategie benötigt zur Beherrschung von Grenzwertverletzungen diverse Aktoren und deren Aktorflexibilität. Wie in der Einleitung beschrieben, befindet sich der Elektroenergieversorgungssektor bedingt durch die Trends in einem anhaltenden Wandlungsprozess. Dies führt zwangsläufig zu sich verändernde Netznutzungssituationen und zu einem vermehrten Bedarf an Aktoren. Dieser Bedarf ist stark von den Netzeigenschaften und den Netznutzungssituationen abhängig [33, 54, 55, 56]. Die derzeitigen Regelungskonzepte agieren zur Beherrschung von Grenzwertverletzungen mit den installierten und verfügbaren Aktoren, vernachlässigen jedoch die Bedarfsentwicklung an zusätzlicher Aktorflexibilität. Durch die sich verändernden Netznutzungssituationen versagt das Regelungskonzept bei vollständiger Ausnutzung der installierten und verfügbaren Aktorflexibilität und nicht zu beherrschende Grenzwertverletzungen treten vermehrt auf. Dies wird in Kapitel 5 berücksichtigt und verschiedene Möglichkeiten werden vorgestellt, um einen sich einstellenden Aktorbedarf zu bestimmen.

1.3. Struktur der Arbeit

Die vorliegende Arbeit beginnt im Kapitel 2 mit einer komprimierten Analyse von Niederspannungsnetzen. Dabei werden insbesondere die Veränderungen in der Niederspannungsebene beschrieben und deren Konsequenzen abgeleitet. Diese Veränderungen sind der Initiator für die Niederspannungsautomatisierung und den entstehenden Weiterentwicklungsbedarf. Diese theoretische Grundlage führt zu einer in früheren Arbeiten realisierten Niederspannungsautomatisierung [15, 33, 47, 52], welche einen Weiterentwicklungsbedarf aufweist. Durch die Nutzung von Feldkomponenten und die Realisierung einer Echtzeitfähigkeit ergeben sich Limitationen in der Rechenzeit und dem Speicherbedarf. Dies ist bei der Implementierung der Weiterentwicklungen zu berücksichtigen und wird kurz dargestellt.

Ein erheblicher Rechen- und Speicheraufwand wird durch die vermehrte Nutzung von Leistungsflussberechnungen verursacht, sodass die Arbeit in Kapitel 3 auf die Sensitivitätsanalyse eingeht. Diese kann teilweise als eine Substitution der Leistungsflussberechnung genutzt werden und somit Rechen- und Speicherkapazitäten für die Weiterentwicklung freigeben.

Nach Einführung der Sensitivitätsanalyse werden verschiedene Verfahren beschrieben, welche die Sensitivitätsanalyse nutzen können. Zuerst werden Verfahren für die Validierung von statischen Netzparametern ausgeführt. (Forschungsfrage 1, Kapitel 4).

Anschließend wird dargestellt, wie ein Aktorbedarf ermittelt werden kann und somit das Betriebskonzept einer Niederspannungsautomatisierung vervollständigt. (Forschungsfrage 2, Kapitel 5)

Schließlich wird ein Verfahren zur Bestimmung von Aktorflexibilität vorgestellt, welche eine Aggregation der Aktorflexibilität ermöglicht. Somit wird die Niederspannungsautomatisierung dazu befähigt für eine Mittelspannungsautomatisierung zu agieren.

(Forschungsfrage 3, Kapitel 6)

Die zuvor dargestellten Weiterentwicklungen wurden in eine Niederspannungsautomatisierung implementiert und im Rahmen eines Labor- und Feldtests überprüft. In Kapitel 7 wird die Realisierung der Labor- und Feldtests dargestellt und anschließend einige Ergebnisse präsentiert bzw. zusammengefasst.

Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung der entwickelten Funktionen und bietet einen Ausblick für weiterführende Forschungsaktivitäten.

2. Niederspannungsautomatisierung für neuartige Versorgungsaufgaben

Durch die Veränderungen im Elektroenergieversorgungssektor erfährt das Niederspannungsnetz eine sukzessive und tiefgreifende Veränderung. Dieses Kapitel beschreibt zum einen diesen Wandlungsprozess und zum anderen die heutigen Eigenschaften bzw. Herausforderungen von Niederspannungsnetzen. Im Anschluß werden diese beiden Aspekte kombiniert und die zukünftigen Herausforderungen der Niederspannungsebene dargestellt. Es folgen verschiedene Lösungsansätze. Der Lösungsansatz der Niederspannungsautomatisierung wird im Detail beschrieben, da die vorliegende Arbeit auf diesem Konzept aufbaut und Weiterentwicklungen vorstellt.

2.1. Wandlungsprozess der Niederspannungsebene

Im folgenden Abschnitt werden die Veränderungen in der Niederspannungsebene identifiziert und beschrieben. Ein Paradigmenwechsel findet im Nutzungsverhalten statt, welches in die zwei Kategorien Einspeisung und Bezug unterteilt wird. Zusätzlich werden vermehrt Batteriespeicher implementiert, welche das Einspeise- und Bezugsverhalten beeinflussen können. Diese drei Kategorien werden nachfolgenden beschrieben.

Der Netzbetreiber ist durch die Niederspannungsanschlussverordnung [57] dazu verpflichtet einen ausreichenden Netzanschluss zu realisieren. Somit ergeben sich Veränderungen in der Niederspannungsebene, welche durch Genehmigungsprozesse bekannt sind, jedoch nicht vermieden werden können.

Aus diesem Grund werden zuerst die Veränderungen der Einspeisung, des Bezugs und anschließend der Batteriespeicher dargestellt.

2.1.1. Veränderungen der Einspeisung

Bis zur Etablierung von dezentralen Energiewandlungsanlagen (DEA), wie beispielsweise Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und Micro-Blockheizkraftwerke (μ -BHKW), musste das Niederspannungsnetz lediglich die Stromversorgung der Endnutzer sicherstellen. Die Installation von DEA verändern die Versorgungsaufgabe grundlegend, insbesondere für Situationen in denen eine große Diskrepanz zwischen Bedarf und Einspeisung vorliegt, da in der Vergangenheit keine Einspeisung in der Niederspannungsebene existierte und somit im Planungsprozess nicht zu berücksichtigen war [7].

Photovoltaik-Anlagen

Seit 1990 wurden sukzessive PV-Anlagen in der Elektroenergieversorgung berücksichtigt. Jedoch wurden aufgrund von wirtschaftlichen Bedingungen zunächst lediglich wenige Anlagen installiert. Mit dem Start verschiedener Förderprogramme wurde im Jahr 2000 ein Boom ausgelöst, welcher einen enormen Anstieg der installierten PV-Anlagen verursacht hat. Durch Anpassung der Förderrichtlinien, wurde die Wachstumsrate gedämpft, sodass ab 2012 weniger Anlagen installiert wurden.

PV-Anlagen nutzen den photovoltaischen Effekt und speisen bei Bestrahlung der Module mit Licht eine Leistung in das Niederspannungsnetz. Weitere Informationen zu PV-Anlagen sind in [58] aufgeführt. Die Leistungsdichte und der vermehrte Installationsort auf Hausdächern bedingt eine hohe Durchdringung in der Niederspannungsebene.

Insbesondere für große PV-Anlagen, wie beispielsweise PV-Parks oder Freiflächenanlagen, wird eine Integration in die Mittelspannungsebene ggf. in die Hochspannungsebene realisiert [59].

Die in der Niederspannungsebene installierten PV-Anlagen stellen ihre installierte Leistung in Abhängigkeit von Orientierung, Neigung, Verschattung und solarer Einstrahlung zur Verfügung. In einem Ortsnetz, welches eine geringe räumliche Ausdehnung aufweist, kann die Solarstrahlung als kongruent angenommen werden. Somit weisen alle PV-Anlagen in einem Niederspannungsnetz eine ähnliche Einspeisecharakteristik auf. Neben dem täglichen Tag-Nacht-Rhythmus beeinflussen Wolkenzüge die solare Einstrahlung, sodass ein volatiles Einspeiseverhalten stattfindet. Die Leistungseinspeisung führt häufig zu einem Richtungswechsel des Leistungsflusses und somit zu einer Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz. Für ungünstige Netznutzungssituationen ist somit eine Spannungsbandverletzung bzw. eine Betriebsmittelüberlastung möglich [60].

Micro-Blockheizkraftwerke

BHKW sind Kraft-Wärme-Maschinen, welche durch einen Verbrennungsprozess eines Primärenergieträgers oder eine Brennstoffzelle elektrische und thermische Leistung bereitstellen. Derzeit wird als Primärenergieträger vermehrt Gas aus dem öffentlichen Gasnetz verwendet. Da zum einen hohe Wirkungsgrade erzielt werden und zum anderen der Primärenergieträger (Erdgas, Biogas oder Wasserstoff) besser speicherbar ist als elektrische Energie, ist von einer Zunahme an BHKW auszugehen [61]. Unterschiedlichste Untersuchungen lassen ebenfalls auf einen vermehrten Einsatz schließen [62].

BHKW werden über die installierte Gesamtleistung kategorisiert. Für die Niederspannungsebene sind insbesondere μ -BHKW von Bedeutung. Diese werden speziell für den thermischen Bedarf des Ein- bzw. Mehrfamilienhaus ausgelegt, um primär den Wärmebedarf zu decken.

Dies führt zwangsläufig zu einer wärmegeführten Regelung, welche ebenfalls die Einspeisung der elektrischen Leistung definiert. Ein gewisses Flexibilitätspotenzial kann durch die Nutzung von Pufferspeichern und Spitzenlastkesseln erreicht werden [63]. Der Gesamtwärmebedarf unterteilt sich in einen temperaturabhängigen Wärmebedarf und einen Trinkwarmwasserbedarf, sodass das Einspeiseverhalten von μ -BHKW für ein Niederspannungsnetz mit kongruenter Außentemperatur eine hohe Gleichzeitigkeit aufweist. Der Trinkwarmwasserbedarf jedoch ist vollständig vom Nutzerverhalten abhängig. Aus diesem Grund korreliert dieser mit beispielsweise der Haushaltsgröße, dem Maximalbedarf und dem sozioökonomischen Status [64].

Somit weisen μ -BHKW eine große Jahreszeitenabhängigkeit auf und stellen während der Heizperiode deutlich mehr elektrische Energie zur Verfügung als im Sommer. Zusätzlich sind typische Einspeisecharakteristiken in Abhängigkeit von unter anderem der Art des Tages und der Uhrzeit zu berücksichtigen [61]. Weitere Informationen zu BHKW und deren Betriebsverhalten sind in [62] beschrieben. Die beschriebene Einspeisecharakteristik führt zu der gleichen Problemstellung, wie bei der Einspeisung durch PV-Anlagen. Auch BHKW heben die Spannung am Einspeisepunkt an und können die Leistungsflussrichtung umkehren.

PV-Anlagen und μ -BHKW sind wie beschrieben durch die installierte Gesamtleistung vermehrt in die Niederspannungsebene integriert. Neben diesen beiden Technologien verändern ebenfalls Windkraftanlagen und Wasserkraftwerke die Einspeisung. Windkraftanlagen und Wasserkraftwerke werden jedoch bedingt durch die installierte Leistung in die Mittelspannungsebene integriert. Lediglich kleine Windkraftanlagen und Wasserkraftwerke werden in die Niederspannungsebene installiert und sind somit zu vernachlässigen. Die gesamte Nutzung dieser dezentralen und weitestgehend erneuerbaren Energieträgern kann [65] entnommen werden. Die installierte PV-Anlagenleistung und die Anzahl an μ -BHKW in Deutschland sind in Abbildung 2-1 dargestellt. Die Nutzung dieser beiden Technologien ist in den vergangenen Jahren gestiegen, sodass ebenfalls die beschriebenen Auswirkungen vermehrt auftreten können.

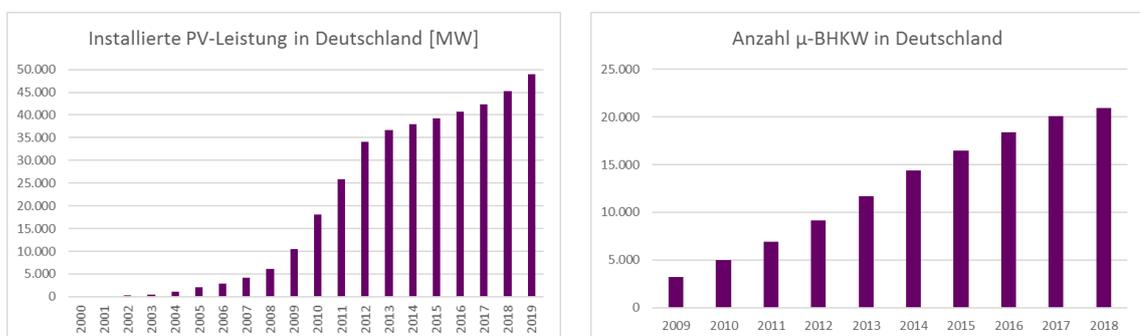


Abbildung 2-1 Entwicklung von PV-Leistung und μ -BHKW in Deutschland [66, 67]

2.1.2. Veränderungen des Bezugs

Neben der Veränderung der Einspeisung findet ebenfalls eine Anpassung des Bezugs statt. Zum einen verändert sich das Nutzungsverhalten einzelner Endnutzer kontinuierlich und zum anderen werden neue Technologien (Applikationen) in Betrieb genommen bzw. bereits vorhandene Technik vermehrt betrieben. Diese Veränderung kann nur bedingt berücksichtigt werden, da lediglich das Auftreten und das Nutzungsverhalten durch eine Probabilität bekannt ist [68]. Neue Technologien sind unter anderem die Elektrifizierung der Sektoren Mobilität und Wärme, welche einen großen Einfluss auf die Niederspannungsebene aufweisen. Im Folgenden werden diese beiden Veränderungen hervorgehoben und dargestellt.

Elektromobilität

Politische Rahmenbedingungen und Förderprogramme erzielen eine kontinuierliche Steigerung der Elektromobilität. Dies wird durch das steigende Fahrzeugangebot der Hersteller, die Preisgestaltung und die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur begünstigt [69]. Die Elektrifizierung des Mobilitätssektors bringt neuartige Applikationen in der Verteilnetzebene hervor, welche zu integrieren sind. Die sich ergebenden Ladeleistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren sind zu berücksichtigen und zu evaluieren. Der Ladevorgang wird durch die Ladezeit und die benötigte Energie definiert, diese werden in diversen Projekten [47, 70, 71] zur Bestimmung der Ladeflexibilität untersucht. Diese Ladeflexibilität ermöglicht einen erweiterten netzorientierten Ladevorgang. Dies bedeutet, dass weder Nutzereinschränkungen noch Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz auftreten [47, 72]. Zusätzlich ergeben sich neuartige Vermarktungsoptionen der Ladeflexibilität durch die Schaffung bzw. Integration von regionalen Flexibilitätsmärkten, welche Grenzwertverletzungen präventiv mit Hilfe von Marktmechanismen lösen [73]. Somit führt die sukzessive Integration von Ladeinfrastruktur zu neuen Bezugssituationen, welche durch den Ladeprozess hervorgerufen werden. Dieser unterscheidet sich durch die Ladeleistungen und führt somit auch zu unterschiedlichen Auswirkungen. Insbesondere hohe Ladeleistungen zur Reduktion der Ladedauer verursachen starke Netzbelastungen, welche durch ungünstige Gleichzeitigkeit die Netzinfrastruktur stark belasten bzw. Grenzwertverletzungen verursachen können.

Die kontinuierliche Integration von Ladeinfrastruktur führt erst bei einer hohen Durchdringung von Ladesäulen mit einer hohen Ladeleistung zu kritischen Netznutzungssituationen, wenn zusätzlich eine entsprechend hohe Auslastung vorliegt. Dieser sukzessive Integrationsprozess generiert zum einen neue Leistungsspitzen zu Zeiten in denen zuvor eine geringe Auslastung vorlag und zum anderen werden bereits vorhandene Leistungsspitzen durch die neuartige Ladeleistung verstärkt [72, 74]. Abbildung 2-2 verdeutlicht den enormen Anstieg der zugelassenen Elektroautos für die vergangenen Jahre in Deutschland.

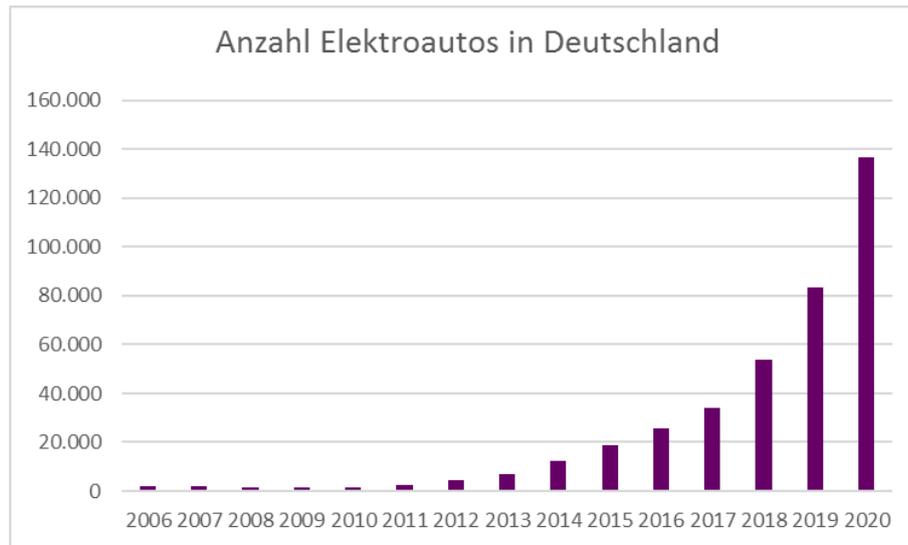


Abbildung 2-2 Anzahl der zugelassenen Elektroautos in Deutschland [75]

Wärmepumpen

Neben der Integration von Ladeinfrastruktur wird ebenfalls der Wärmesektor durch den Einsatz von Wärmepumpen elektrifiziert. Durch den Einsatz von elektrischer Energie wird Wärmeenergie aus beispielsweise dem Grundwasser, der Umgebungsluft oder dem Erdreich entzogen und zu einer nutzbaren Wärmeenergie umgewandelt.

Der Wirkungsgrad der Wärmebereitstellung wird durch die Leistungszahl bzw. der Jahresarbeitszahl beschrieben, welche das Verhältnis von elektrischer Leistung/Energie zur thermischen Leistung/Energie darstellt. Der Wärmebedarf kann wie beim μ -BHKW in die zwei Klassen Heizwärmebedarf und Trinkwarmwasserbedarf unterteilt werden und weist somit die bereits beschriebenen Abhängigkeiten auf. Auch sind unter anderem geographische Gegebenheiten, saisonale und tageszeitliche Bedingungen, gebäudespezifische Abhängigkeiten sowie Anlagenspezifika zu berücksichtigen. Im Allgemeinen verfügen Wärmepumpenanlagen über einen Wärmespeicher, welcher durch eine Zweipunktregelung eine gewisse zeitliche Entkopplung vom momentanen Wärmebedarf ermöglicht [76].

Die Regelung ist aktuell wärmegeführt und realisiert eine optimale Deckung des Wärmebedarfes. Dies führt zu einer netzunabhängigen Regelung, welche eine kontinuierliche Verfügbarkeit der Nennanlagenleistung voraussetzt [76].

Wärmepumpen stellen eine neue Belastung für das Niederspannungsnetz dar, welche insbesondere bei einer hohen Durchdringung zu kritischen Netznutzungssituationen führen kann. Durch den bereits erwähnten Wärmespeicher kann der Bezug verschoben werden, was zu einer kurzfristigen Reduktion der Netzbelastung führt. Somit kann durch eine Ansteuerung von Wärmepumpen eine Entlastung des Netzes herbeigeführt werden.

Dieser netzdienliche Betrieb weist eine saisonale Abhängigkeit auf, da im Sommer lediglich geringe Optimierungen stattfinden können. Für die Winter- und Übergangszeit ist eine höhere Flexibilität verfügbar, welche netzdienlich eingesetzt werden kann [77]. Wärmepumpen verändern somit die Netznutzungssituation, durch eine erhöhte Belastung der Netze. Auch für Wärmepumpen sind die Durchdringung und die Gleichzeitigkeit von großer Bedeutung. Abbildung 2-3 zeigt die Entwicklung der Nutzung von Wärmepumpen in Deutschland. Dieser Trend führt auf, dass Wärmepumpen sukzessive Verwendung finden und somit ebenfalls einen steigenden Einfluss auf die Niederspannungsnetze aufweisen.

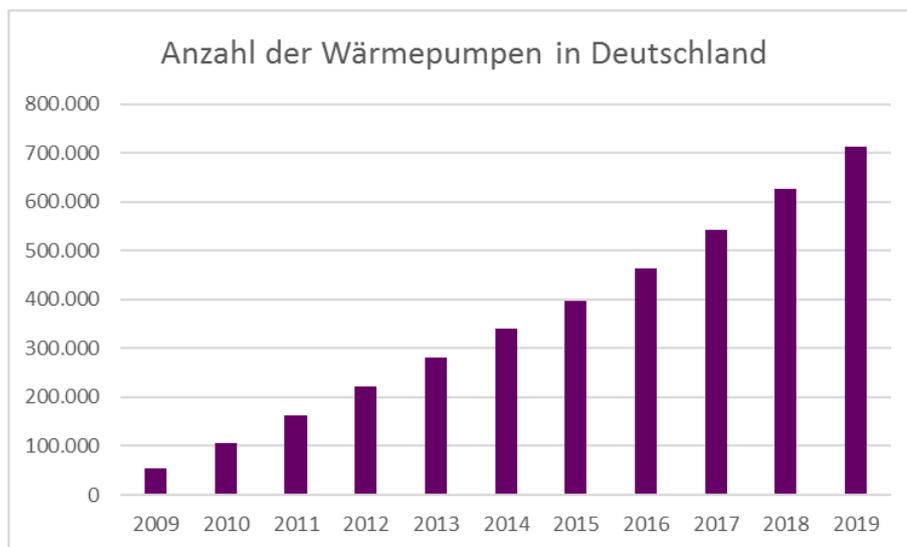


Abbildung 2-3 Anzahl der Wärmepumpen in Deutschland [78]

2.1.3. Veränderungen durch Batteriespeicher

Neben den beschriebenen Veränderungen der Einspeisung und des Bezugs werden zunehmend Batteriespeicher integriert, welche in zwei Betriebspunkten arbeiten. Somit können diese zum einen als Einspeisung und zum anderen als Bezug berücksichtigt werden und stellen somit die dritte Kategorie dar.

Batteriespeicher

Die Anzahl an Batteriespeichern in der Niederspannungsebene nimmt seit 2013 stetig zu. Dies liegt unter anderem an der sinkenden Einspeisevergütung und den förderpolitischen Rahmenbedingungen. Zusätzlich werden die Kosten für Batteriespeicher durch Weiterentwicklungen reduziert, sodass weitere Anwendungsbereiche von Batteriespeichern wirtschaftlich bedient werden können [79].

Prinzipiell können Batteriespeicher Netz- und Systemdienstleistungen, wie z. B. Frequenzhaltung und Spannungshaltung [80], bereitstellen und somit Aufgaben von konventionellen Kraftwerken übernehmen. Dies wird zukünftig wichtiger, da sukzessive konventionelle Kraftwerke abgeschaltet und durch die voranschreitende Energiewende vermehrt Netz- und Systemdienstleistungen benötigt werden [81].

Batteriespeicher werden in der Niederspannungsebene aus diversen Gründen installiert. Insbesondere werden Batteriespeicher für die Maximierung der Eigenverbrauchsquote oder der Autarkie verwendet. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit einer Spitzenkappung mit Hilfe des Batteriespeichers. Bei allen Verfahren wird der Batteriespeicher als Zwischenspeicher zur Vermeidung von Leistungsspitzen genutzt. Beispielsweise wird die Ladespitze der Elektromobilität oder die Einspeisespitze von PV-Anlagen gedämpft. Der Einsatz des Batteriespeichers wird durch das Optimierungsziel und der parallel betriebenen Anlage definiert, sodass jeder Batteriespeicher eine eigene Charakteristik aufweist. Diese Charakteristik kann durch einen Eingriff von beispielsweise Marktplattformen oder Netzrestriktionen beeinflusst werden. Weitere Informationen zu Batteriespeichern in Haushalten und deren Einfluss auf das Leistungsverhalten von Endnutzern in der Niederspannungsebene sind in [82] dargestellt. Abbildung 2-4 stellt den Verlauf der installierten Solarstromspeicher in Deutschland dar. Solarstromspeicher sind Batteriespeicher, welche in Kombination mit PV-Anlagen verwendet werden, um den Eigenbedarf des Haushalts zu optimieren. Diese Batteriespeicher sind durch die sinkende Einspeisevergütung der PV-Anlagen weitverbreitet und stellen somit eine gute Referenz dar. Die Anzahl der Speicher ist im Verlauf stetig gestiegen und somit ebenfalls deren Auswirkungen.

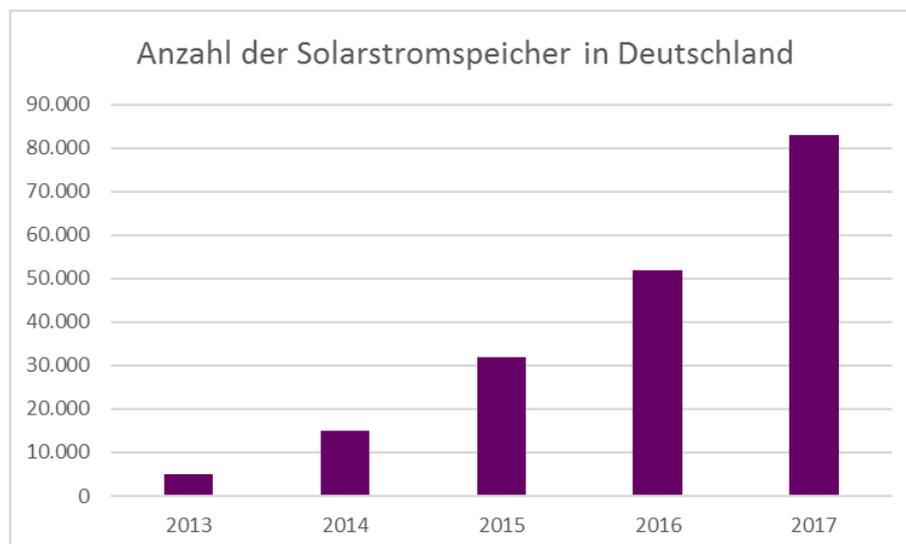


Abbildung 2-4 Anzahl der Solarstromspeicher in Deutschland [83]

Im Folgenden werden die heutigen und zukünftigen Herausforderungen der Niederspannungsebene dargestellt.

2.2. Herausforderungen der Niederspannungsebene

In diesem Abschnitt werden die Herausforderungen der Niederspannungsebene betrachtet und die Gründe für die beschriebene Problematik dargestellt. Zusätzlich werden Lösungsansätze zur Bewältigung der zukünftigen Versorgungsaufgabe beschrieben.

2.2.1. Heutige Niederspannungsebene

Die Niederspannungsebene wird von etwa 900 Netzbetreibern mit unterschiedlichsten Versorgungsaufgaben und Geschäftsphilosophien bewirtschaftet [84]. Die Netzinfrastruktur wurde in der Vergangenheit sukzessiv durch die Erschließung neuer Netzgebiete und durch die Veränderung der Versorgungsaufgabe adaptiert, ist jedoch historisch gewachsen.

Die Planungsgrundsätze des jeweiligen Netzbetreibers spiegeln die zu erwartenden Netznutzungssituationen wider, welche die in Abschnitt 2.1 beschriebenen Veränderungen nur bedingt berücksichtigen können. Da die Planungsgrundsätze individuell vom Netzbetreiber definiert werden, gibt es eine Vielzahl an Ausprägungen. Diese weisen unter anderem Unterschiede in der Dimensionierung zur Vorhaltung von Reserven und der Auswahl der Netztopologie zur Gewährleistung der eigenen Redundanzphilosophie auf. Da das Vorhalten einer Reserve für die erwarteten und wahrscheinlich eintretenden Netznutzungssituationen keinen Mehrwert bietet, wirkt sich ebenfalls eine Wirtschaftlichkeitsberechnung auf die gewählten Planungsgrundsätze aus [85].

Prinzipiell muss die installierte Netzinfrastruktur den Netzbetreiber dazu befähigen seine Hauptaufgabe zu erfüllen. Diese ist die Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes bei gleichzeitiger Optimierung der Wirtschaftlichkeit, unter Berücksichtigung von technischen Rahmenbedingungen [86]. Zudem sind die regulatorischen Randbedingungen der Bundesnetzagentur zu beachten. Insbesondere muss auf die DIN EN 50160 hingewiesen werden, welche die einzuhaltenden Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen definiert, wobei zu unterscheiden ist, welche Merkmale durch eine Niederspannungsautomatisierung beeinflusst werden können und somit Teil dieser Arbeit sind [87]. Insbesondere dynamische Merkmale werden vernachlässigt, da diese lediglich durch die integrierten Applikationen zu berücksichtigen sind. Dies wird durch die Definition von technischen Anschlussbedingungen (TAB) von jedem Netzbetreiber gewährleistet. Insbesondere ist ein Spannungsband einzuhalten, welches durch eine koordinierte Regelung diverser Akteure einer Niederspannungsautomatisierung realisiert werden kann. Neben den einzuhaltenden Merkmalen der Spannungsqualität sind ebenfalls Grenzströme der einzelnen Betriebsmittel zu berücksichtigen. Jedes Betriebsmittel weist einen maximalen Strom auf, welcher nicht überschritten werden darf. In Abhängigkeit von Höhe und Dauer der Betriebsmittelüberlastung kann diese zu einer beschleunigten Alterung oder sogar zur direkten Zerstörung führen [88].

In der Vergangenheit war die Form der Netzplanung und die Definition von TAB ausreichend um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten. Zusätzlich wurde eine Vielzahl an Betriebsmitteln durch ein selektives Schutzkonzept vor Fehlerströmen und Betriebsmittelüberlastungen geschützt. Dieses Schutzkonzept wurden mit Hilfe von Sicherungseinrichtungen realisiert, welches für die ursprünglich erwarteten Netznutzungssituationen ausgelegt wurde [89].

Im nächsten Abschnitt werden die, durch die beschriebenen Veränderungen entstehenden Auswirkungen, näher beschrieben.

2.2.2. Auswirkungen

Die beschriebenen Veränderungen modifizieren die Versorgungsaufgabe der Niederspannungsebene grundlegend. Die Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz sind stark von den elektrischen Eigenschaften der installierten Betriebsmittel abhängig. Auch ist es entscheidend, welche Veränderung in welchem Maße durchgeführt werden. Äquitemporale Anpassungen des Bezuges und der Einspeisung weisen eine kompensierende Wirkung aufeinander auf, sodass sich zu bestimmten Nutzungssituationen Veränderungen der Einspeisung und Bezug kompensieren und die Netznutzungssituation keine Veränderung erfährt. Im Gesamten stellt sich jedoch eine deutliche Veränderung der Netznutzungssituation ein, da lokale Bezugs- und Einspeiseleistung nur sehr bedingt korrelieren.

Durch die beschriebenen Veränderungen entstehen vermehrt Grenzwertverletzungen. Diese sind zum einen eine Überschreitung der Spannungsgrenzwerte und zum anderen eine Überlastung von Betriebsmitteln. Betriebsmittelüberlastungen können sowohl durch eine Veränderung in der Einspeise- als auch der Bezugscharakteristik verursacht werden. Spannungsbandverletzungen sind in eine obere bzw. untere Grenzwertverletzung aufzuteilen. Einspeiseanlagen führen potenziell zu einer Verletzung der oberen und Veränderungen im Leistungsbezug zu einer Verletzung der unteren Spannungsgrenze [90]. Diverse Studien und Untersuchungen [4, 6, 59, 74, 77, 90, 91, 92] berechnen die Auswirkungen für unterschiedlichste Ausbauszenarien und typische Niederspannungsnetze. Im Folgenden werden diese prägnant zusammengefasst und möglichst allgemeingültige Aussagen abgeleitet.

Durch eine sukzessive Integration von dezentralen Einspeiseanlagen erhöht sich das Risiko von Grenzwertverletzungen. In ländlichen Niederspannungsnetzen wird in der Regel zuerst die Spannungsbandgrenze verletzt, in städtischen treten eher Betriebsmittelüberlastungen auf. Eine einspeisebedingte Grenzwertverletzung kann zum einen durch das Zuschalten von Bezugsleistung und zum anderen durch eine Reduktion der Einspeiseleistung gelöst werden. Diese Grenzwertverletzungen sind vermehrt eine regionale Problemstellung, da zum einen eine Dargebotsabhängigkeit der Einspeisung besteht und zum anderen eine regionale Diskrepanz zwischen Einspeisung und Bezug vorliegt [93].

Auch die Veränderungen im Leistungsbezug durch die neuartigen Applikationen der Endnutzer verursachen Grenzwertverletzungen. Insbesondere der sukzessive Ausbau der Elektromobilität führt zu neuartigen Netznutzungssituationen. Auch diese Auswirkungen sind stark abhängig von den Netzeigenschaften und ebenfalls von der Durchdringung und der Ladeleistung der Ladeinfrastruktur, welche durch eine steigende Anzahl an Elektrofahrzeugen benötigt wird [74]. Insbesondere treten thermische Betriebsmittelüberlastungen bei einer hohen Durchdringung und Ladeleistung auf. Spannungsbandverletzungen sind durch die Integration von Ladeinfrastruktur seltener, da die Ladeinfrastruktur vermehrt in Ballungsgebieten Grenzwertverletzungen verursacht und somit eher in städtischen Netzgebieten vorzufinden ist.

In ländlichen Netzgebieten existieren zum einen größere Netzreserven für zusätzliche Bezugsleistung und zum anderen ist durch den ländlichen Raum mit einer geringeren Durchdringung von Ladeinfrastruktur zu rechnen [47, 92].

Diese Auswirkungen zeigen auf, dass eine Vielzahl an Interdependenzen zwischen Einspeise-, Bezugscharakteristik und Netzeigenschaften bestehen und allgemeingültige Aussagen nur bedingt aufzustellen sind. Es kann jedoch festgehalten werden, dass die Auswirkungen insbesondere von der vorhandenen Netzkapazität, der Durchdringung von Einspeiseanlagen und leistungsintensiven Bezugsanlagen abhängig sind. Diese drei Faktoren führen zu den unterschiedlichsten Netznutzungssituationen, die bei einer ungünstigen Kombination von Einspeisung und Bezug zu einer Grenzwertverletzung führen können, wenn die vorhandene Netzkapazität nicht ausreicht oder die Spannungsgrenzen über- bzw. unterschritten werden.

Neben diesen direkten Veränderungen im Niederspannungsnetz finden parallel weitere Anpassungen statt. Insbesondere sind durch die Digitalisierung des Elektroenergieversorgungssektors eine enorme Anzahl an Daten verfügbar, welche genutzt werden können. Zusätzlich sind die bereits in der Einleitung genannten Trends (vermehrte Nutzung von regenerativen Energieträgern, Kopplung verschiedener Sektoren, Reduktion der Nutzung fossiler Brennstoffe, Realisierung neuartiger europäischer Strommärkte, Erhöhung der Energieeffizienz verschiedener Applikationen und Digitalisierung der Sektoren und deren Applikationen) zu berücksichtigen, da diese wiederum Interdependenzen aufweisen. Der nächste Abschnitt beschreibt die sich aus den Auswirkungen ergebenden Herausforderungen der Niederspannungsebene und führt eine gesamtheitliche Betrachtung durch.

2.2.3. Zukünftige Herausforderungen

Bereits heute kann durch die beschriebenen Veränderungen ein enormer Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur mit einem außerordentlichen Investitionsbedarf identifiziert werden [4, 94, 95, 96, 97]. Einige Verteilnetzbetreiber benötigen schon heute Maßnahmen (z. B. Erzeugungs- und Lastmanagement), um einen adäquaten Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Die Anzahl solcher Eingriffe ist in der Vergangenheit kontinuierlich gestiegen, da sukzessive neue Applikationen in das Netz integriert wurden [98, 99]. Eine Vielzahl an Untersuchungen zeigen eine quantitative Bewertung der zukünftigen Netznutzungssituationen und dabei die entstehenden Herausforderungen bzw. den resultierenden Ausbaubedarf. Insbesondere zeigen Studien die zu erwartenden Grenzwertverletzungen bzw. Netzenspässe [47, 85, 86, 92, 94]. Die erwarteten Netznutzungssituationen sind inhomogen und weisen eine Vielzahl an Abhängigkeiten auf. Allgemein können die Studien jedoch zusammenfassen, dass zum einen in ländlichen Netzgebieten vermehrt mit Spannungsbandverletzungen und weniger mit Betriebsmittelüberlastungen zu rechnen ist. Zum anderen werden in städtischen Netzgebieten vermehrt Betriebsmittelüberlastungen und weniger Spannungsbandverletzungen auftreten, wie zusätzlich in Abschnitt 2.2.2 abgeleitet wurde. Auch die Häufigkeit und Dauer von Grenzwertverletzungen nehmen durch die sukzessiven Veränderungen im jeweiligen Niederspannungsnetz zu [4, 47, 97, 96].

Die neuen Netznutzungssituationen mit dem einhergehenden Ausbaubedarf sind durch die Netzbetreiber zu beherrschen. Die weiteren Trends, wie z. B. die Digitalisierung, verursachen weitere Herausforderungen für den Verteilnetzbetreiber und lassen die Ableitung folgender fünf Aufgabenbereiche zu. Diese befähigen den Verteilnetzbetreiber ein volkswirtschaftlich effizientes Elektroenergiesystem bei gleichzeitiger Maximierung der Ausnutzung von regenerativen Energieträgern zu realisieren [100]. Für dieses Ziel sollen Verteilnetzbetreiber das „Netz bedarfsgerecht optimieren, verstärken und ausbauen“ [100] sowie das „Netz sicher und zuverlässig betreiben“ [100]. Zusätzlich muss der Verteilnetzbetreiber „Netzkunden anschließen und abrechnen“ [100] und gleichzeitig den „Betrieb von Messstellen“ [100] ermöglichen. Diese vier Aufgaben sind bereits in der Vergangenheit zu bewältigen, jedoch sind die Komplexität und Anforderungen durch die dargestellten Trends und den Wandlungsprozess angestiegen. Zusätzlich soll der Verteilnetzbetreiber vermehrt „vorgelagerte Netzbetreiber durch Maßnahmen unterstützen“ [100], sodass Verteilnetzbetreiber zukünftig einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten. Der Anstieg von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zeigt, dass zukünftig zusätzlich aus dem Verteilnetz ein wichtiger Beitrag zur Systemsicherheit geleistet werden muss [101].

Der nächste Abschnitt stellt innovative und konventionelle Lösungsansätze zur Beherrschung von Grenzwertverletzungen, wie eine Spannungsbandverletzung oder eine Betriebsmittelüberlastung, vor.

2.2.4. Lösungsansätze

Die in Abschnitt 2.2.1 dargestellte Niederspannungsnetzplanung kann dazu genutzt werden einen konventionellen Netzausbau zu dimensionieren. Dazu werden zukünftige Netznutzungssituationen durch verschiedene Szenarien abgeschätzt und berücksichtigt. Durch die entsprechenden Erüchtigungsmaßnahmen bzw. zusätzlicher Netzinfrastruktur können somit zukünftig auftretende Grenzwertverletzungen vermieden werden. Insbesondere sind flächendeckend Ortsnetztransformatoren größer zu dimensionieren und zusätzlich einzelne Kabelstrecken, welche durch die Anpassungen starke Belastungen erfahren, durch einen größeren Querschnitt zu ersetzen. Neben diesen konventionellen Maßnahmen können ebenfalls Anpassungen im Netzbetrieb (statisches Last- und Erzeugungsmanagement) stattfinden [102].

Ebenfalls ist ein aktives Last- und Erzeugungsmanagement möglich, welches eine effektive Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur ermöglicht [103]. Abbildung 2-5 führt die verschiedenen Lösungsansätze auf und verdeutlicht die Vielzahl an Möglichkeiten, die Netzbetreiber wählen können. Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen sind eine Vielzahl innovativer Lösungsansätze vorhanden. Jede Lösungsoption stellt eine Möglichkeit dar, den in Abschnitt 2.2.3 aufgeführten Herausforderungen zu begegnen. Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Maßnahmen ist [7] zu entnehmen.

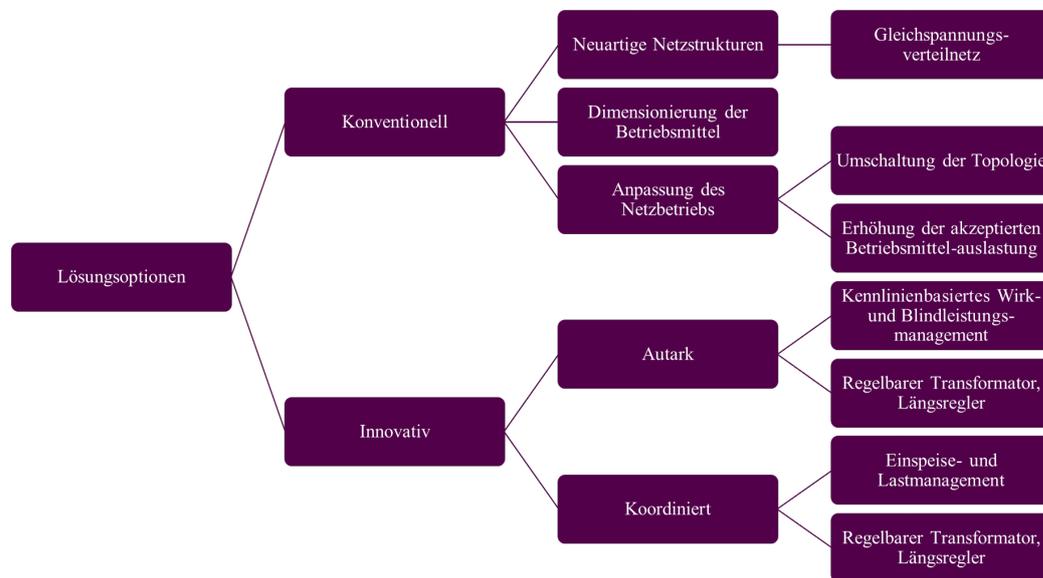


Abbildung 2-5: Lösungsansätze für die Herausforderungen in der Niederspannungsebene vgl. [102]

Eine ausführliche Untersuchung zur Bewertung der verschiedenen Lösungsansätze zeigt, dass eine Kombination von konventionellen und innovativen Lösungen die wirtschaftlichste und effizienteste Lösung darstellt. Dafür ist stets die Netzinfrastruktur und die zu erwartenden Netznutzungssituation individuell zu bewerten und eine zielorientiertes Lösungskonzept unter Berücksichtigung aller Möglichkeiten zu erstellen [5, 6, 8].

Dies kann ebenfalls durch die bereits durchgeführten Maßnahmen zur Integration von PV-Anlagen bestätigt werden. Zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen stehen verschiedenen Lösungsansätze zur Verfügung. Eine sukzessive Nutzung der verschiedenen Lösungen wurde als zielführend identifiziert, wobei die Investitions- und Betriebskosten stets zu berücksichtigen und mit dem Regulierungsregime der Bundesnetzagentur zu verschneiden sind. Zumeist ist die vorhandene Netzinfrastruktur mit Hilfe von innovativen Lösungsansätzen effektiv auszunutzen und erst bei darüber hinaus bestehenden Grenzwertverletzungen sind konventionelle Maßnahmen zu ergreifen [59].

Insbesondere sind die Betriebskosten der innovativen Lösungen von großer Bedeutung, da z. B. bei einem Einspeisemanagement von PV-Anlagen kontinuierlich Kompensationszahlungen auftreten, um die nicht eingespeiste Energie zu vergüten. Demgegenüber stehen die Investitionskosten der Betriebsmittel, welche nötig sind, um die gesamte PV-Leistung zu jedem Zeitpunkt in das Niederspannungsnetz einspeisen lassen zu können. Untersuchungen zeigen, dass bis zu einer gewissen Durchdringung das Einspeisemanagement die günstigere Lösung ist. Dies ist unter anderem durch die beschriebenen Auswirkungen und resultierenden Herausforderungen bzw. Netznutzungssituationen zu begründen [104].

Innovative Lösungsansätze werden entweder autark oder koordiniert realisiert, wobei koordinierte Ansätze eine dezentrale oder zentrale Ausprägung aufweisen. Eine autarke Lösung für ein Niederspannungsnetz wird durch ein autarkes Verhalten aller Applikationen realisiert (z. B. Q(U)-Regelung [105]).

Bei einer koordinierten dezentralen Regelung wird das Niederspannungsnetz vor Ort koordiniert geregelt (vgl. Dynamic Host Configuration Protocol Server [106]). Die koordinierte, zentrale Lösung arbeitet an einem zentralen Ort, wobei ein großer Datenaustausch über lange Strecken benötigt wird (vgl. Leitsystem [107]). Jede dieser Ausprägungen weist Vor- und Nachteile auf bzw. stellt die effizienteste Lösung für verschiedene Netznutzungssituationen dar [108].

Neben der wirtschaftlichen Betrachtung bieten die innovativen, koordinierten Lösungsansätze (siehe Abbildung 2-5) unter anderem folgende Vorteile für den Netzbetreiber [7]. Durch eine innovative, koordinierte Lösung entsteht ein Smart Grid System, welches nach Definition (Abschnitt 1.1) auf Basis von Messwerten die aktuellen Netznutzungssituation überwacht und bei Grenzwertverletzungen einen Regelungseingriff durchführt.

Dies befähigt den Netzbetreiber zur Überwachung und Erfassung der Netznutzungssituation in Echtzeit bzw. in einem Datenarchiv. Diese Beobachtung zeigt Systemgrenzen, aber auch Reservekapazitäten auf, sodass die Netzinfrastruktur effizient ausgenutzt werden kann. Die Reservekapazitäten können dazu genutzt werden Systemdienstleistungen (z. B. Spannungshaltung) bereitzustellen. Zusätzlich ist ein Smart Grid System ein Enabler für diverse Energiemärkte (z. B. RegioFlex). Somit weist die Digitalisierung des Elektroenergieversorgungssektors einen deutlichen Mehrwert zu den konventionellen Lösungsansätzen auf und ermöglicht eine Ausnutzung der Flexibilität, die insbesondere bei der Betrachtung von Multi-Use-Ansätzen enorme Potenziale erschließen kann [109].

Der folgende Abschnitt beschreibt eine Niederspannungsautomatisierung als Realisierung des innovativen koordinierten dezentralen Lösungsansatzes und führt dabei den aktuellen Stand und den Weiterentwicklungsbedarf auf.

2.3. Niederspannungsautomatisierung

Die Niederspannungsautomatisierung stellt ein Smart Grid System dar, welches die Besonderheiten der Niederspannungsebene berücksichtigen muss. In diversen Projekten, welche prägnant in [12] aufgeführt werden, wurden Niederspannungsautomatisierungen entwickelt und der Mehrwert validiert [12]. Nach der bereits erwähnten Definition der Bundesnetzagentur, muss ein Smart Grid System respektive eine Niederspannungsautomatisierung die Netznutzungssituation überwachbar machen und regelnd eingreifen, wenn Grenzwertverletzungen detektiert werden. Dieses Verhalten definiert gleichzeitig die Grundfunktion eines Smart Grid Systems. Im Folgenden wird die in dieser Arbeit weiterentwickelte Niederspannungsautomatisierung detailliert beschrieben. Ein Benchmark von unterschiedlichen Lösungen ist [12] zu entnehmen und wurde bereits in Abschnitt 1.2 dargestellt. Einige der nachfolgend dargestellten Eigenschaften bzw. Anforderungen sind Spezifika der genutzten Niederspannungsautomatisierung, andere wiederum weisen eine allgemeine Geltungsgüte auf.

2.3.1. Derzeitige Niederspannungsautomatisierung

Um die genannten Grundfunktionen bereitstellen zu können, müssen zuerst Vorbereitungen durchgeführt werden. Abbildung 2-6 stellt die Vorbereitung und die Grundfunktionen einer Niederspannungsautomatisierung als konsekutiven Prozesse dar.



Abbildung 2-6: Darstellung der konsekutiven Prozesse einer Niederspannungsautomatisierung

Vorbereitung / Aufbereitung

Zur Realisierung einer Niederspannungsautomatisierung ist im ersten Schritt die Installation der Feldkomponenten vorzubereiten. Dazu muss zuerst das zu überwachende Netzgebiet digitalisiert werden und in statische Netzparameter überführt werden. Dieser Digitalisierungsprozess umfasst zum einen Netzeigenschaften und zum anderen Knoteneigenschaften.

Die Netzeigenschaften beschreiben ein rechenbares Netzmodell als ein Knoten-Kanten Modell, in welchem die Betriebsmittel und deren Dimensionierung berücksichtigt sind. Die Knoteneigenschaften hingegen sind spezifisch für die angeschlossenen Applikationen. Dazu zählen derzeit installierte PV-Anlagen und deren Eigenschaften, installierte Ladestationen für die Elektromobilität und die Anzahl der installierten Haushaltsanschlüsse. Weitere Informationen zu angeschlossenen Applikationen wie z. B. Wärmepumpen, μ -BHKW und Batteriespeicher werden derzeit für die Niederspannungsautomatisierung nicht benötigt bzw. verarbeitet.

Auf Basis der Netz- und Knoteneigenschaften werden Sensoren bzw. Aktoren positioniert, indem unter Zuhilfenahme von synthetischen probabilistischen Simulationen Berechnungen durchgeführt werden. Diese Sensor- und Aktorpositionierung ermöglicht eine ausreichende Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des zu überwachenden bzw. zu steuernden Netzgebiets unter Verwendung einer spärlichen Ausstattung von Sensoren und Aktoren.

Dabei wird eine technisch-ökonomische Optimierung, zur Minimierung des Sensor- und Aktorausstattungsgrades bei gegebenen Einsatzszenarien, durchgeführt [15, 33]. Dieser Ausstattungsgrad ist stark von den erwarteten Netznutzungssituationen abhängig, welche durch die Berücksichtigung von Ausbauszenarien definiert werden. Zusätzlich ist die Anzahl an Aktoren stark von der Endnutzerbereitschaft abhängig, ihre Anlage als Aktor bereitzustellen.

Abbildung 2-7 zeigt die Sensor- und Aktorausstattung für ein ländliches und Abbildung 2-8 für ein städtisches Niederspannungsnetz. Zusätzlich stellt Abbildung 2-9 das in dieser Arbeit verwendete Testnetz dar. Alle Abbildungen stellen ein Niederspannungsnetz schematisch dar, welches durch den Ortsnetztransformator mit dem Mittelspannungsnetz verbunden ist. Die schematische Darstellung bildet verschiedene Sammelschienen ab, welche durch Leitungen verbunden sind. Verbindungen zwischen Sammelschienen und Leitungen bzw. Leitungen und Endnutzern und deren Applikationen sind durch einen schwarzen Punkt dargestellt. Die benötigten Aktoren und Sensoren sind auf den Verbindungspunkten überlagert. Dabei stellt ein Sensor stets eine Strommessung des Abgangs dar. Sollten auf einer Sammelschiene mehrere Sensoren installiert sein, wird lediglich eine Spannungsmessung benötigt. Aktoren sind zwar ebenfalls auf dem Verbindungsknoten dargestellt, stellen jedoch einzelne Applikationen wie z. B. ansteuerbare PV-Anlage, Ladesäule und Wärmepumpe dar. Für das Testnetz wurden die Aktoren als Batteriespeicher modelliert, sodass eine positive und negative Flexibilität zur Verfügung steht.

In Tabelle 2-1 sind die Eigenschaften der Abbildung, wie beispielsweise Anzahl der Knoten und Kabelstrecken, aller Netze zusammengefasst. Durch die hohe Anzahl an Abgängen und Verzweigungen im städtischen Netzgebiet weist dieses eine hohe Anzahl an Sensoren auf, wobei zusätzlich die Anzahl der Hausanschlüsse und Leitungslängen in Relation gesetzt werden muss. Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass Sekundärkomponenten beispielsweise für die Kommunikation pro Sammelschiene nur einmal benötigt werden und somit lediglich ein geringer Mehraufwand entsteht. Die Tabelle zeigt lediglich die minimale Datengrundlage auf, welche für eine Niederspannungsautomatisierung benötigt wird. Weitere Informationen können hilfreich sein, sind jedoch nur bedingt verfügbar. Aus diesem Grund werden lediglich die benötigten und vorhandenen Informationen aufgeführt.

Diese drei dargestellten Niederspannungsnetze werden im Verlauf der Arbeit für die jeweiligen Verfahrensbeschreibungen und -validierungen verwendet. Zur Bestimmung der minimalen Anzahl an Aktoren, kann unter anderem die in Kapitel 5 beschriebene Funktion genutzt oder der definierte Aktorbedarf aus [33] verwendet werden.

Diese Konfiguration ist die Grundlage zur Realisierung einer Niederspannungsautomatisierung, jedoch werden durch die in Abschnitt 2.1 beschriebenen Veränderungen sukzessive neue Anforderungen an die Niederspannungsautomatisierung gestellt.

Diese Veränderungen können einen weiteren Sensor- und Aktorbedarf hervorrufen. Der Bedarf an weiteren Aktoren wird in dieser Arbeit als Erweiterung einer Niederspannungsautomatisierung behandelt und eine Funktion in Kapitel 5 beschrieben, welche einen sich einstellenden Aktorbedarf detektiert.

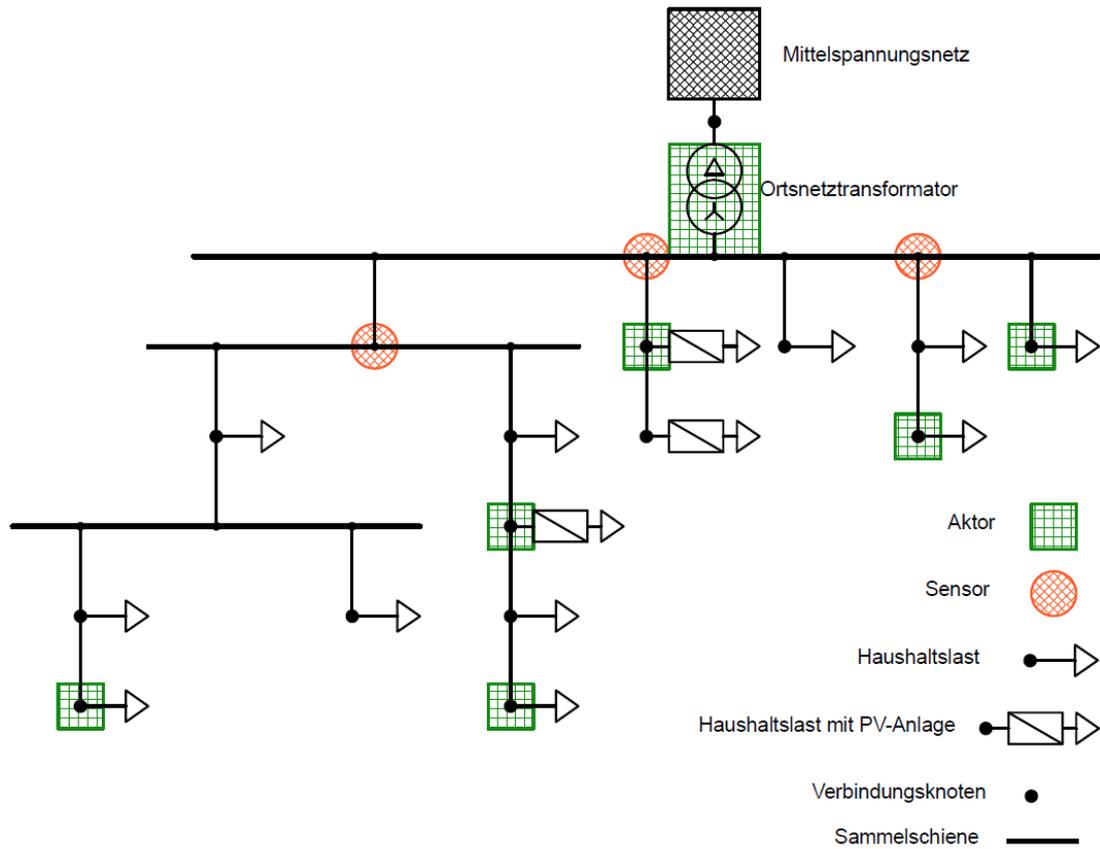


Abbildung 2-7 Ländliches Niederspannungsnetz [grafische Darstellung PSS®SINCAL]

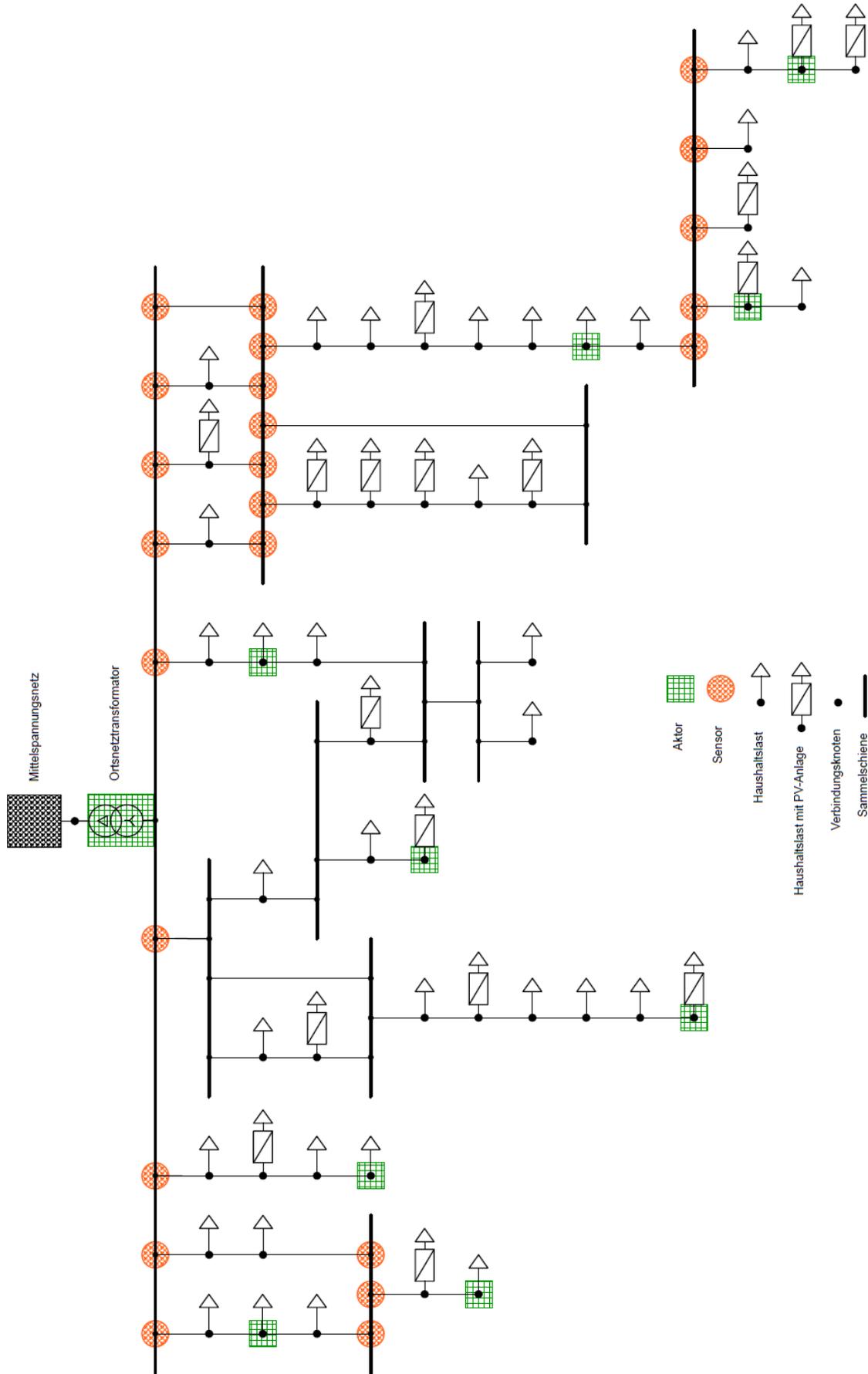


Abbildung 2-8 Städtisches Niederspannungsnetz [grafische Darstellung PSS@SINCAL]

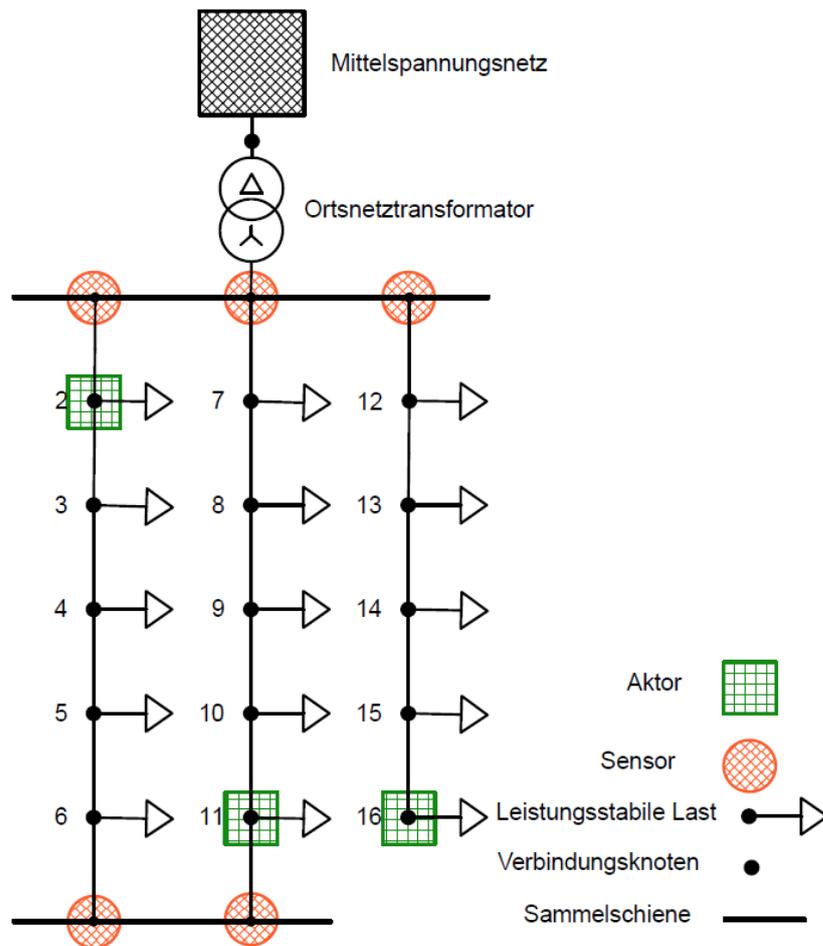


Abbildung 2-9 Testnetz [grafische Darstellung PSS®SINCAL]

Tabelle 2-1 Niederspannungsautomatisierungs- und Netzeigenschaften

Eigenschaften	Testnetz	Ländliches Niederspannungsnetz	Städtisches Niederspannungsnetz
Anzahl an Knoten	17	51	149
Anzahl an Kabeln	17	50	160
Insgesamt Leitungslänge	1600 m	3025 m	5248 m
Anzahl an Haushaltslasten	15	15	51
Installierte PV-Leistung	66 kW	191 kW	504 kW
Anzahl an Sensoren	3	3	24
Anzahl an Aktoren	9	7	10

Nach diesen Vorbereitungen sind im Niederspannungsnetz die benötigten Feldkomponenten zu installieren. Dazu zählen unter anderem Feldkomponente zur Realisierung der Messwertaufnahme und der Ansteuerung von Aktoren (z. B. RTU) jedoch sind ebenfalls Sekundärkomponenten, wie beispielsweise Kommunikationshardware und Schutzeinrichtungen zu installieren.

Abbildung 2-10 stellt eine solche Systemarchitektur für das ländliche Niederspannungsnetz dar. Die benötigten Feldkomponenten sind jeweils für die Ausrüstung des Ortsnetztransformators, Sensors und Aktors aufgeteilt. Zusätzlich werden Beispielhardware als Feldkomponenten von Phoenix Contact GmbH & Co. KG dargestellt. Jede Hardware anderer Unternehmen kann bei gleicher Spezifikation ebenfalls Verwendung finden.

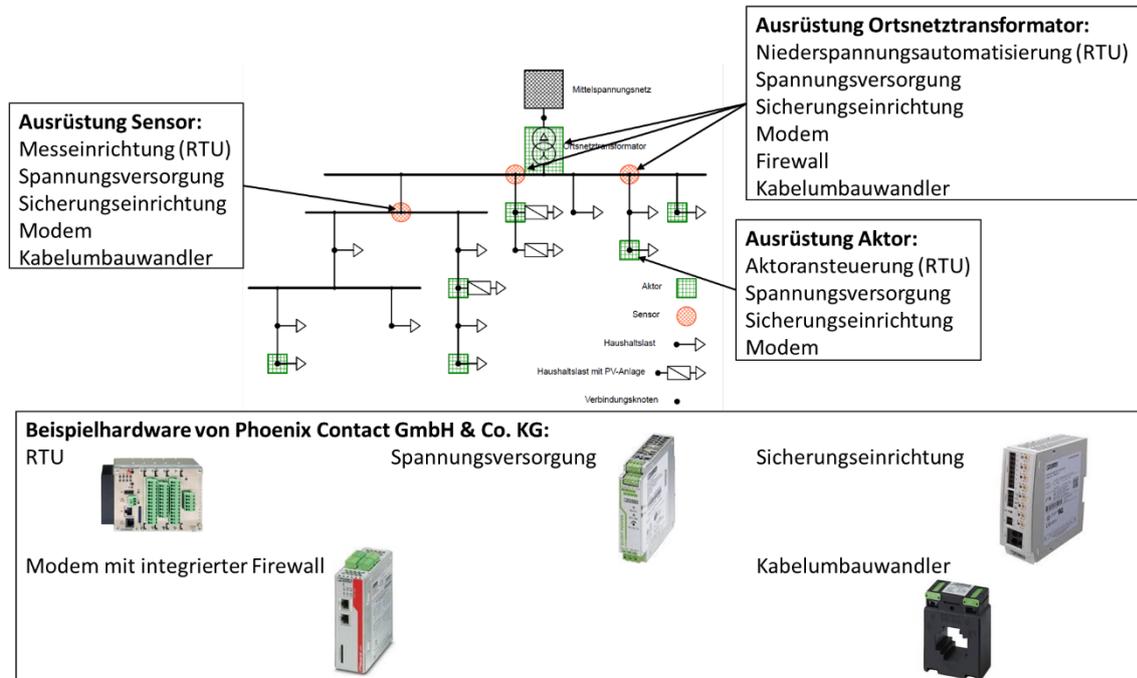


Abbildung 2-10 Systemarchitektur für das ländliche Niederspannungsnetz

Mit Hilfe der installierten Feldkomponenten beginnt die Datenaufnahme und Datenverarbeitung, sodass die Beobachtung der Netznutzungssituation auf Basis dieser Daten durchgeführt werden kann.

Überwachung der Netznutzungssituation

In einem ersten Schritt sind alle Messwerte zu synchronisieren und validieren, sodass gültige Messwerte jedes Sensors eines Zeitbereichs zur Abschätzung der Netznutzungssituation genutzt werden. Dabei muss jeder Messwert auf Plausibilität überprüft werden. Insbesondere werden in der ersten Validierung die Datentypen und Zeitstempel überprüft. Sobald valide Messwerte zur Verfügung stehen, kann die Netzzustandsbestimmung starten. Im nächsten Schritt werden Ersatzwerte für alle nicht überwachten Netzknoten gebildet. Dafür werden die gemessenen Ströme nach dem Knoten-Kanten Modell gruppiert und ein Saldo berechnet. Diese Berechnung wird anschließend auf Basis der Knoteneigenschaften verteilt und ein Leistungersatzwert für jeden Knoten ermittelt.

Eine anschließende Leistungsflussberechnung nutzt diese Leistungersatzwert zur Berechnung der aktuellen Netznutzungssituation. Diese Leistungsflussberechnung ermittelt alle Spannungen und Ströme des zu überwachenden Niederspannungsnetz, sodass eine Bewertung der aktuellen Netznutzungssituation möglich ist. Durch die Bildung von Leistungersatzwerten und Messungenauigkeiten der Sensoren, weist die Netzzustandsbestimmung einen Schätzfehler auf. Durch die beschriebene Sensorausstattung und geeignete Verfahren zur Bildung der Leistungersatzwerte, wird der Schätzfehler minimiert und eine ausreichende Genauigkeit erreicht. Detaillierte Informationen zu einer Netzzustandsüberwachung von Niederspannungsnetzen ist in [15, 110] beschrieben. Insbesondere werden verschiedene Ansätze zur Ermittlung der Leistungersatzwerte aufgeführt, da diese bedingt durch die spärliche Ausstattung von Sensoren und Aktoren essenziell für die Netzzustandsbestimmung ist.

Regelung der Netznutzungssituation

In der Grundfunktion zur Regelung wird in einem ersten Schritt die zuvor berechnete Netznutzungssituation auf Grenzwertverletzungen untersucht. Erst wenn eine Spannungsbandverletzung oder eine Betriebsmittelüberlastung detektiert wird startet ein Regelungsalgorithmus, welcher z. B. ein dreistufiges Regelungskonzept abbildet [33]. Dieses Regelungskonzept unterscheidet sich für Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen. Im Detail wird bei einer Spannungsbandverletzung in der ersten Stufe eine Spannungsregelung mit Hilfe von regelbaren Ortsnetztransformatoren oder Längsreglern durchgeführt. Die zweite Stufe nutzt die Blindleistungsregelung aller Aktoren und die dritte Stufe die Wirkleistungsregelung als „Ultima Ratio“ aus. Bei einer Betriebsmittelüberlastung werden aufgrund der Auswirkungen auf den Strom die ersten beiden Stufen übersprungen, sodass sofort eine Wirkleistungsregelung durchgeführt wird. Diese dreistufige Kaskade ist die Grundlage für den Regelungsalgorithmus. Dieser bewertet jede detektierte Grenzwertverletzung und ermittelt einen adäquaten Aktor, welcher das Problem effizient lösen kann. Dabei können diverse Optimierungsziele (z. B. Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz oder Reduktion von Kosten bzw. Verlusten) berücksichtigt werden. Das derzeitige Konzept versucht den Eingriff der Niederspannungsautomatisierung zu minimieren, um zum einen den effektivsten Aktor für die kritische Netznutzungssituation auszuwählen und zum anderen insbesondere die zu steuernde Wirkleistung zu minimieren [33].

Die Auswahl des effektivsten Aktors und dessen benötigter Sollwerte basiert auf einer Leistungsflussberechnung, welche die Regelung des Aktors berücksichtigt. Dabei werden zuerst alle Aktoren priorisiert und anschließend die benötigten Sollwerte durch einzelne Leistungsflussberechnungen validiert. Für eine optimale Lösung werden somit, abhängig von der Verfügbarkeit der Aktoren und deren Regelungsstufen, eine Vielzahl an Leistungsflussberechnungen benötigt.

Um ein echtzeitfähiges System beizubehalten, werden Zwischenlösungen nach sieben Iterationen genutzt und im nächsten Bearbeitungsschritt weitere Sollwerte ermittelt. Diese Beeinträchtigung basiert auf der Rechen- und Speicherleistung der Feldkomponenten, welche in Abschnitt 2.3.3 ausgeführt wird. In Abschnitt 2.3.2 werden mögliche Weiterentwicklungen beschrieben, welche zusätzliche Rechen- und Speicherleistungen benötigen, sodass in Kapitel 3 eine mögliche Substitution der Leistungsflussberechnung beschrieben und validiert wird [33].

Nachdem der Regelungsalgorithmus einen Aktor ausgewählt hat, ist der Sollwert zu senden und der Aktor muss diesen umsetzen. Nach Umsetzung der gesendeten Sollwerte ist die neue Netznutzungssituation zu bewerten und die zuvor beschriebene Überwachung der aktuellen Netznutzungssituation durchzuführen.

Nebenbedingungen, wie beispielsweise maximale Ansteuerungszeiten von Aktoren bzw. schnellstmögliche Rücknahme von Sollwerten, sind ebenfalls im Regelungsalgorithmus zu beachten. Der in dieser Arbeit genutzte Regelungsalgorithmus ist in [33] detailliert beschrieben.

Diese Grundfunktionen befriedigen die Anforderungen bzw. entsprechen der Definition der Bundesnetzagentur zur Realisierung einer Niederspannungsautomatisierung (Smart Grid System). Im folgenden Abschnitt werden mögliche Weiterentwicklungen diskutiert, welche in dieser Arbeit realisiert und / oder im Rahmen weiterer Forschungsprojekte erarbeitet werden.

2.3.2. Weiterentwicklungsbedarf der Niederspannungsautomatisierung

Die Niederspannungsautomatisierung soll eine Echtzeitfähigkeit aufweisen, sodass wie bereits beschrieben die Anzahl der benötigten Leistungsflussberechnungen zu reduzieren ist. Dies ermöglicht zum einen eine kurze Berechnungsdauer und zum anderen können die Funktionen auf einer Feldkomponente, wie beispielsweise einer RTU, implementiert werden. Der nächste Abschnitt beschreibt eine dezentral autarke Systemarchitektur, welche von einer Reduktion der Leistungsflussberechnungen profitiert.

Wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, werden statische Netzparameter benötigt, um die aktuelle Netznutzungssituation zu überwachen. Bei der Aufnahme dieser statischen Netzparameter können Fehler wie beispielsweise falsche Leitungseigenschaften oder falsche Verbindungen von Knoten auftreten. Diese Fehler beeinträchtigen nicht die prinzipielle Rechenbarkeit des Netzmodells, spiegeln jedoch auch nicht die Realität wider. Die Niederspannungsautomatisierung kann somit weder die aktuelle Netznutzungssituation korrekt überwachen, noch bei einer Grenzwertverletzung adäquat regelnd eingreifen. Die Niederspannungsautomatisierung kann derzeit die Inkonsistenz im Netzmodell nicht selbständig detektiert. Somit findet lediglich eine manuelle Detektion der Inkonsistenz statt, wenn das Verhalten der Niederspannungsautomatisierung sporadisch analysiert wird oder sich ein unerwartetes Verhalten zeigt.

Die Detektion der Inkonsistenz kann nur bedingt manuell durchgeführt werden, da die Auswirkungen des Fehlers große Abhängigkeiten aufweist und diverse Ausprägungen möglich sind. Durch die hohe Anzahl an statischen Parametern und der üblichen Datenhaltung von Niederspannungsnetzen bei Verteilnetzbetreibern, treten solche Fehler zwangsläufig auf. Aus diesem Grund würde eine Funktion, welche Inkonsistenzen im Netzmodell identifiziert, einen erheblichen Mehrwert bieten. Zum einen kann mit Hilfe dieser Funktion vermieden werden, dass falsche Ergebnisse ermittelt werden und zum anderen kann das Netzmodell korrigiert werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine solche Funktion entwickelt, welche in Kapitel 4 vorgestellt wird.

Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, finden im Vorfeld der Installation einer Niederspannungsautomatisierung verschiedene Simulationsuntersuchungen für eine optimale Platzierung von Sensoren und Aktoren statt. Dies wird initial für die zum Zeitpunkt der Installation aktuellen Netzparameter durchgeführt. Durch die in Abschnitt 2.1 beschriebenen sukzessiven Veränderungen ist jedoch zu überprüfen, ob weitere Sensoren und Aktoren benötigt werden. Zusätzlich kann eine Validierung der Platzierung auf Basis bereits installierter Sensoren und der aufgezeichneten Messwerte durchgeführt werden. Dies ergänzt zum einen die Ergebnisse der Simulationsuntersuchung und kann zum anderen die sich ergebenden Veränderungen berücksichtigen. Insbesondere der sich einstellende Akteurbedarf kann zu nicht beherrschbaren Grenzwertverletzungen führen. Aus diesem Grund wird für die Niederspannungsautomatisierung eine Funktion benötigt, welche einen sich einstellenden Akteurbedarf frühzeitig detektiert. Somit könnte der Netzbetreiber nach Installation der Niederspannungsautomatisierung bedarfsgerecht weitere Aktoren implementieren und nicht zu beherrschende Grenzwertverletzungen vermeiden. Eine solche Funktion zur Detektion eines Bedarfes an weiteren Aktoren wurde im Rahmen dieser Arbeit entwickelt und wird in Kapitel 5 dargestellt.

Ebenfalls können Algorithmen auf Basis von künstlicher Intelligenz, mit gleichzeitiger Nutzung von aufgezeichneten Messwerten, die Generierung von Ersatzwerten für nicht überwachte Netzknoten verbessern. Die Netzzustandsbestimmung kann durch die Integration diverser Funktionen zur Generierung der Ersatzwerte kontinuierlich verbessert werden. Dabei sollten netzspezifische Eigenschaften berücksichtigt und in adaptiven Funktionen implementiert werden. Diese adaptive Funktion ermöglicht für jede Netznutzungssituation eine optimierte Ersatzwertbildung und kann somit den Schätzfehler der Netzzustandsüberwachung minimieren. Dabei spielen ebenfalls die zukünftig verfügbaren Smart Meter Daten eine essenzielle Rolle. Der sukzessive Einbau von Smart Metern und die Etablierung des Smart Meter Gateways ermöglicht einer Niederspannungsautomatisierung die Nutzung dieser Messwerte zur Überwachung der aktuellen Netznutzungssituation. Die Nutzung dieser neuen Messdaten hilft der Niederspannungsautomatisierung den Schätzfehler zu reduzieren.

Eine solche Weiterentwicklung ist nicht Teil dieser Arbeit, wird jedoch in parallelen Forschungsvorhaben (unter anderem: Fühler im Netz 2.0, Green Access bzw. Designetz) thematisiert. Die Rahmenbedingungen bezüglich Datenschutz und –sicherheit sind jedoch stets zu beachten.

Weitere Verbesserungen für die Überwachung der aktuellen Netznutzungssituation sind die Detektion von betriebsbedingten Schaltmaßnahmen, sodass die Netznutzungssituation auch nach Topologieveränderungen ausreichend genau abgeschätzt werden kann. Dazu ist eine Funktion zur Detektion von Topologieumschaltungen zu implementieren, welche stets den Schaltzustand detektiert und das Netzmodell anpasst. Ein erstes Funktionsmuster wurde bereits entwickelt, muss jedoch weiterentwickelt werden, sodass die Schaltmaßnahmen zuverlässig und kontinuierlich erkannt werden können [15, 111]. Auch wäre eine vollständige Erfassung der Schaltzustände möglich [52]. Somit wäre die beschriebene Funktion obsolet und alle Schaltzustände wären kontinuierlich korrekt erfasst.

Auch die Regelung der Netznutzungssituation kann durch die Entwicklung weiterer Funktionen verbessert werden. So können weitere Optimierungsziele implementiert werden, um die Aktoren nicht nur zur Behebung von Grenzwertverletzungen zu nutzen, sondern ebenfalls die Aktorflexibilität für die überlagerte Mittelspannungsautomatisierung zur Verfügung zu stellen. Diese Bereitstellung der Aktorflexibilität würde eine koordinierte Verteilnetzautomatisierung realisieren und den Ausnutzungsgrad der installierten Aktoren erhöhen. In Kapitel 6 wird die Möglichkeit der Ausnutzung der Aktorflexibilität der Nieder- für die Mittelspannungsautomatisierung dargestellt.

Zusätzlich können jedoch auch durch eine Sektorenkopplung bestehende Restriktionen der Sektoren Wärme bzw. Mobilität Berücksichtigung finden. Insbesondere der Wärme- und Mobilitätssektor weisen enorme Potenziale auf, welche für eine Verteilnetzautomatisierung genutzt werden können. Neben den beschriebenen netzbedingten Steuerungseingriffen, können so Marktplätze implementiert werden, wie beispielsweise ein regionaler Flexibilitätsmarkt, welcher die Aktorflexibilität basierend auf Marktmechanismen abrufen. Durch die Implementierung diverser Marktplätze und lokaler Regelungseinrichtungen werden eine Vielzahl an Optimierungszielen verfolgt. Diese Optimierungsziele müssen in Einklang gebracht werden, sodass stets ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb gewährleistet werden kann. Aus diesem Grund muss die Niederspannungsautomatisierung als eine Art letzte Instanz die Netznutzungssituation überwachen und regeln. Auch können weitere Zielstellungen in die Niederspannungsautomatisierung implementiert werden. Diese Zielstellungen werden nur dann verfolgt, wenn keine Grenzwertverletzung herrscht und Aktorflexibilität zur Verfügung steht.

Beispielsweise kann eine Niederspannungsautomatisierung die Alterungscharakteristik bzw. Belastung der Betriebsmittel berücksichtigen und durch gezielte Eingriffe besonders stark gealterte bzw. belastete Betriebsmittel entlasten. Dieses Verbesserungspotenzial ist nicht Teil dieser Arbeit und wird im Rahmen paralleler Forschungsprojekte (unter anderem: Fühler im Netz 2.0, Green Access, Designetz, Flex2Market, Grid Integration bzw. InSekt) behandelt.

Das beschriebene Verbesserungspotenzial der Niederspannungsautomatisierung ermöglicht die Ausnutzung von Synergieeffekten. Dabei wird unter anderem die Robustheit der Niederspannungsautomatisierung erhöht und weitere Zielstellungen des Regelungskonzeptes implementiert. Durch die kontinuierliche Weiterentwicklung und Anpassungen in der Elektroenergieversorgung ergeben sich sukzessive neue Anforderungen an die Niederspannungsautomatisierung. Diese Anforderungen münden in einem Anpassungsbedarf, sodass stets mit Weiterentwicklungen zu rechnen ist.

2.3.3. Dezentrale und autarke Systemarchitektur

Die hierarchische Struktur von Verteilnetzen ist prädestiniert für eine dezentrale Systemarchitektur einer Verteilnetzautomatisierung (siehe Abbildung 2-10). Die eigentlichen Funktionen und Algorithmen sind auf einer RTU in der Ortsnetzstation implementiert, auf welcher ebenfalls die statischen Parameter vorliegen. Aus dem ausgestatteten Niederspannungsnetz werden die Eingangsprozesswerte empfangen und dem Algorithmus der Niederspannungsautomatisierung bereitgestellt. Ausgangsprozesswerte, wie die Sollwerte des Regelungsalgorithmus, werden an die einzelnen Aktoren verteilt. Jeder Aktor ist zusätzlich autark und kann lokale Optimierungsziele verfolgen, welche bei einer Sollwertvorgabe durch die Niederspannungsautomatisierung vernachlässigt werden müssen.

Neben einer dezentralen Systemarchitektur besteht ebenfalls die Möglichkeit eine zentrale Niederspannungsautomatisierung zu realisieren, indem die Funktionen und Algorithmen auf einer zentralen Einheit bearbeitet werden. Dazu sind alle Ein- und Ausgangsprozesswerte zentral zu sammeln bzw. zu versenden. Dies ermöglicht zentral eine Automatisierung von einer Vielzahl von Niederspannungsnetzen, sobald diese mit Sensoren und Aktoren ausgestattet sind.

Beide Ansätze weisen Vor- und Nachteile auf. Aus diesem Grund sind bei einer Realisierung der Niederspannungsautomatisierung spezifische Anforderungen als Auswahlkriterium zu nutzen.

Bei der dezentralen Lösung findet eine zielgerichtete Kommunikation zwischen den einzelnen Feldkomponenten statt und die Algorithmen sind auf einer lokalen RTU implementiert. Bei diesen lokalen Lösungen ist stets davon auszugehen, dass weniger Rechen- und Speicherkapazität installiert wird, als in zentralen Rechenzentren.

Aus diesem Grund weist insbesondere die dezentrale Systemarchitektur höhere Anforderungen an eine effiziente Speicher- und Rechenzeitnutzung auf. Die zentrale Lösung hingegen weist höhere Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur auf, da alle Daten zur Berechnung zentral benötigt werden.

Insbesondere die beschriebenen Hardwarerestriktionen einer dezentralen RTU sind für eine Weiterentwicklung essenziell, da durch jede Erweiterung weiterer Speicher- und Rechenbedarf entsteht. Aus diesem Grund sind alle Funktionen effizient und effektiv zu implementieren. Beispielsweise können auf der RTU bedingt durch die benötigte Echtzeitfähigkeit nur eine geringe Anzahl an Leistungsflussberechnungen durchgeführt werden. Somit ist die Zahl der benötigten Leistungsflussberechnungen zu minimieren und eine geeignete Substitution zu nutzen. Das folgende Kapitel beschreibt diese Möglichkeit. Weitere Ausführungen zu möglichen Systemarchitekturen sind in [112, 113, 114, 115] zu finden.

3. Rechenzeitoptimierte Leistungsflussbestimmung durch Nutzung der Sensitivitätsanalyse

In Abschnitt 2.3 sind die Konzepte der Niederspannungsautomatisierung dargestellt. Dabei wird verdeutlicht, dass viele Funktionen beliebig viele Leistungsflussberechnungen durchführen. Diese Berechnungen können in zwei Klassen gruppiert werden. Zum einen eine vollständige Leistungsflussberechnung und zum anderen eine partielle Leistungsflussberechnung. Die vollständige Leistungsflussberechnung wird benötigt, um z. B. auf Basis von Mess- und Leistungersatzwerten die aktuelle Netznutzungssituation zu berechnen. Die partielle Leistungsflussberechnung ermitteln die sich einstellenden Anpassungen der aktuellen Netznutzungssituation unter Berücksichtigung von Leistungsanpassungen. Dies ist z. B. der Fall, wenn die Regelung die benötigten Regelungseingriffe verifiziert, Flexibilitätspotenziale ermittelt oder statische Parameter validiert werden.

Die vollständige Leistungsflussberechnung ist für das beschriebene Gesamtsystem essenziell und kann nicht substituiert werden. Die partielle Leistungsflussberechnung kann jedoch durch vereinfachte Berechnungsverfahren substituiert werden, um allokierte Rechen- und Speicherkapazitäten freizugeben. Das folgende Kapitel beschreibt die vorhandenen Verfahren zur Leistungsflussberechnung und stellt die Sensitivitätsanalyse als Ersatz für die Leistungsflussberechnung vor. Dabei werden insbesondere die Randbedingungen aufgeführt, welche bei dem Einsatz der Sensitivitätsanalyse zu berücksichtigen sind. Zusätzlich wird eine Verbesserung der Sensitivitätsanalyse vorgestellt, welche die Einschränkungen minimiert und somit eine Substitution der Leistungsflussberechnung ermöglicht.²

3.1. Rechenkapazität der Leistungsflussberechnung

Die Leistungsflussberechnung berechnet auf Basis eines Netzmodells und den zugehörigen Knotenscheinleistungen die sich einstellende Netznutzungssituation. Diese ist durch die Knotenspannungen, Zweigströme, Wirk- und Blindleistungsflüsse definiert, sodass der stationäre Betriebspunkt des Netzes analysiert werden kann [103]. Das Ergebnis der Leistungsflussberechnung kann als Planungs- und Betriebsführungsinstrument verwendet werden, um Betriebsmittelauslastungen, Netzverluste, Spannungsabweichungen, Netzzuverlässigkeit, Einstellungen von Schutzrichtungen und vieles mehr zu analysieren [116, 117].

Zur Berechnung des Leistungsflusses wird das Netzmodell mathematisch abgebildet, sodass die verwendeten Betriebsmittel mit ihren Eigenschaften und Interdependenzen berücksichtigt werden können. Zusätzlich werden jedem Knoten Scheinleistungen zugeordnet. Der Betrag der Scheinleistung kann geschätzt, prognostiziert oder gemessen werden.

² Die Ergebnisse dieses Kapitels wurden bereits vom Autor in [XIII, XV, XVI, XVIII] veröffentlicht.

Die definierten Scheinleistungen im Netzabbild verursachen Leistungsflüsse, welche durch die Leistungsflussberechnung ermittelt werden. Dafür wird ein Gleichungssystem aufgestellt, das die zu berechnende Netznutzungssituation abbildet.

Im Folgenden werden die verschiedenen Berechnungsverfahren eingeordnet und miteinander verglichen.

3.1.1. Algorithmen zur Leistungsflussberechnung

Der erste Schritt der Leistungsflussberechnung ist somit die Aufstellung des Gleichungssystems, welches das Netzmodell und die Leistungsverteilung widerspiegelt. Dieses Gleichungssystem ist durch ein geeignetes Berechnungsverfahren zu lösen. Abbildung 3-1 zeigt eine klassifizierte Übersicht der vorhandenen Lösungsverfahren. In dieser Abbildung wird die Leistungsflussberechnung zuerst in direkte und indirekte Verfahren unterteilt. Diese beiden Verfahrensarten weisen dann wiederum verschiedene Lösungsverfahren auf. Die in Abschnitt 2.3.1 dargestellte Niederspannungsautomatisierung nutzt für die vollständige und partielle Leistungsflussberechnung das iterative Gauß-Seidel-Verfahren.

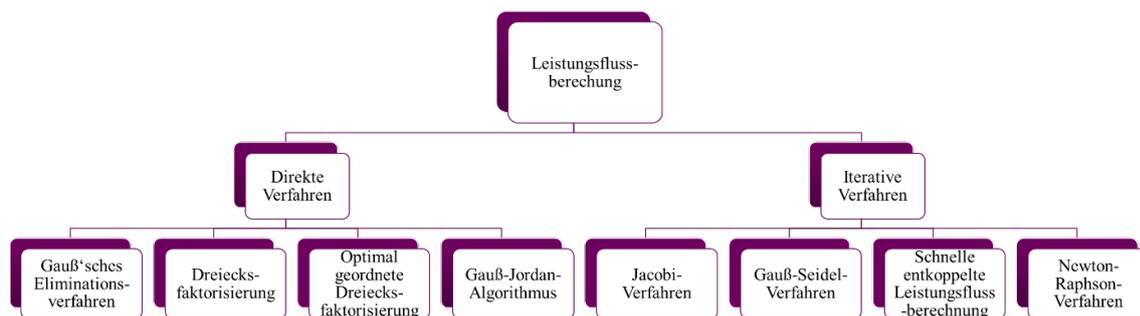


Abbildung 3-1: Übersicht der unterschiedlichen Leistungsflussberechnungsverfahren vgl. [103, 117]

Die diversen Lösungsansätze für das Gleichungssystem weisen unterschiedliche Eingangsgrößen und Berechnungsverfahren auf. Detaillierungen zur Aufstellung des Gleichungssystems und dessen Lösung sind in [9, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124] beschrieben. Die Niederspannungsautomatisierung arbeitet in Echtzeit, sodass die benötigte Berechnungsdauer der Leistungsflussberechnung von großer Bedeutung ist. Diese Berechnungsdauer ist von der verfügbaren Prozessorleistung abhängig und kann insbesondere auf verwendeten Feldkomponenten längere Berechnungsdauern verursachen.

3.1.2. Vergleich der Leistungsflussberechnungsverfahren

Zur Bewertung der verschiedenen Verfahren können die folgenden Punkte als Bewertungskriterium genutzt werden [103, 125].

- Benötigte Zeit zur Leistungsflussberechnung
- Benötigter Speicher zur Leistungsflussberechnung
- Zuverlässigkeit der Ergebnisse
- Berechnung von nicht standartmäßigen Netznutzungssituationen

Diese Kriterien sind hilfreich bei der Auswahl eines Berechnungsverfahrens und zeigen die Vor- und Nachteile der einzelnen Verfahren auf. Für einen vollständigen Vergleich sind die Verfahren in beliebig vielen Netzen und für eine große Anzahl an Netznutzungssituationen zu verwenden. Diverse Untersuchungen [120, 121, 122, 126, 127, 128, 129], welche einzelne Verfahren miteinander vergleichen und bewerten, haben gezeigt, dass das Newton-Raphson Verfahren am besten geeignet ist. Dies wird insbesondere deutlich, wenn die Knotenanzahl des zu berechnenden Netzes ansteigt und somit z. B. beim Gauss-Seidel-Verfahren die Anzahl an Iterationen deutlich ansteigt. Neben diesem Zeitkriterium haben die Untersuchungen gezeigt, dass z. B. die schnelle, entkoppelte Leistungsflussberechnung bei gleichen Genauigkeitsanforderungen teilweise nicht konvergiert.

In dieser Arbeit wird das Newton-Raphson Verfahren als Referenz verwendet und im Folgenden wird dargestellt, unter welchen Bedingungen die partielle Leistungsflussberechnung durch eine Sensitivitätsanalyse substituiert werden kann.

3.2. Sensitivitätsanalyse

Neben den skizzierten Verfahren zur Leistungsflussberechnung kann die Sensitivitätsanalyse dazu genutzt werden die partielle Leistungsflussberechnung zu substituieren, wobei verschiedene Randbedingungen zu berücksichtigen sind [110, 130]. Wie in Abschnitt 2.3 dargestellt, ist die Anzahl der vollständigen Leistungsflussberechnungen durch die Echtzeitfähigkeit begrenzt. Für etwaige Weiterentwicklungen sind somit zuerst allokierte Speicher- und Rechenkapazität freizugeben. Dies kann durch die Nutzung der Sensitivitätsanalyse erreicht werden, da diese erheblich weniger Speicher- und Rechenkapazität benötigt. Somit ist die Nutzung der Sensitivitätsanalyse eine notwendige Bedingung für jede Weiterentwicklung der Niederspannungsautomatisierung. Dies wird im Folgenden dargestellt.

3.2.1. Berechnungsgrundlage der Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse der initialen vollständigen Leistungsflussberechnung sind die Grundlage für die Sensitivitätsanalyse, da diese auf die Spannungsergebnisse angewiesen ist. Auf Basis von Stromänderungen kann die sich einstellende effektive Spannungsänderung ermittelt werden. Diese ist abhängig von der Netztopologie und deren elektrischen Eigenschaften, welche durch die Knotenpunkt-Admittanzmatrix des Niederspannungsnetzes (\underline{Y}) beschrieben werden. Die Spannungsänderung wird so zum einen durch die Leitungseigenschaften und zum anderen durch die Transformatorimpedanz hervorgerufen. Aus diesem Grund ist zunächst die Knotenpunkt-Admittanzmatrix um die Transformatorimpedanz zu erweitern. Durch diese Modifizierung ($\underline{Y}_{\text{mod}}$) kann eine Invertierung durchgeführt werden und somit die durch eine Stromänderung ($\Delta \underline{i}$) bedingte Spannungsänderung ($\Delta \underline{u}$) ermittelt werden [47].

Formel (3-1) beschreibt diesen Zusammenhang und zeigt, dass durch die Berechnung ein Spannungsänderungsvektor gegenüber der initialen, vollständigen Leistungsflussberechnung ermittelt wird, welcher die Anpassungen für jeden Knoten (K) repräsentiert. Dies ist das Hauptunterscheidungsmerkmal der Leistungsflussberechnung zur Sensitivitätsanalyse.

Die initiale vollständige Leistungsflussberechnung ermittelt auf Basis der Netzdaten und der Knotenleistungen die Strom- und Spannungswerte und die Sensitivitätsanalyse ermittelt lediglich die Spannungsänderung, welche sich durch eine Stromänderung einstellt. Die Niederspannungsautomatisierung benötigt beide Verfahren, wobei die Sensitivitätsanalyse insbesondere für Abschätzungen zur Planung von Regelungseingriffen genutzt werden kann.

$$\Delta \underline{u} = \underline{Y}_{\text{mod}}^{-1} \cdot \Delta \underline{i} \quad (3-1)$$

Die Abschätzung von Regelungseingriffen basiert auf einer Anpassung von Knotenleistungen, sodass eine vollständige Leistungsflussberechnung wiederum den sich einstellenden Leistungsfluss ermitteln kann. Da jedoch diverse Leistungsanpassungen die Regelungsgröße abbilden können, sind beliebig viele Leistungsflussberechnungen durchzuführen. Dies ist für eine echtzeitfähige Niederspannungsautomatisierung nicht möglich bzw. zeitkritisch. Aus diesem Grund ist eine schnellere Berechnungsmöglichkeit nötig. Die Sensitivitätsanalyse gemäß Formel (3-1) kann durch die Annahme (Formel (3-4)) und Formel (3-2) genutzt werden, um den Einfluss von Leistungsanpassungen ($\Delta \underline{S}$) abzuschätzen. Die folgende Beschreibung bezieht sich lediglich auf einen Knoten (K) im Netz, welcher eine Leistungsanpassung erfährt und die sich einstellenden Größen für zwei Betrachtungsschritte (1 und 2) darstellt.

$$\Delta \underline{S}_K = \underline{S}_{K,1} - \underline{S}_{K,2} \quad (3-2)$$

$$\Delta I_K = I_{K,1} - I_{K,2} = \left(\frac{S_{K,1}}{U_{K,1}} \right) - \left(\frac{S_{K,2}}{U_{K,2}} \right) \quad (3-3)$$

Da die sich einstellenden Größen ($I_{K,2}$ und $U_{K,2}$) aus Formel (3-3) zu ermitteln sind, wird die Annahme getroffen, dass die Leistungsanpassung lediglich einen geringen Einfluss auf die Spannung des Knotens der Leistungsanpassung aufweist. Durch diese Annahme (Formel (3-4)), wird die Leistungsanpassung in eine Stromänderung (Formel (3-5)) umgerechnet und die Spannungsänderung aller Knoten kann nach Formel (3-1) ermittelt werden.

$$\text{Annahme: } U_{K,1} \approx U_{K,2} \quad (3-4)$$

$$\Delta I_K = \frac{S_{K,1} - S_{K,2}}{U_{K,1}} \quad (3-5)$$

Mit Hilfe des ohmschen Gesetzes können nach Berechnung des sich einstellenden Spannungsvektors die sich ergebenden Zweig-Stromflüsse berechnet werden. Auf Basis dieser Annahme kann durch die Sensitivitätsanalyse die sich einstellende Netznutzungssituation abgeschätzt werden. Ohne weitere Untersuchungen ist offensichtlich, dass dieses Berechnungsverfahren deutlich weniger Speicher- und Rechenkapazitäten benötigt, als eine iterative Leistungsflussberechnung. Im Folgenden wird die Annahme und die sich ergebenden Ungenauigkeiten kritisch betrachtet.

3.2.2. Verfahrensgrenzen

Die Sensitivitätsanalyse basiert auf einer Linearisierung, welche im aktuellen Arbeitspunkt einer initialen vollständigen Leistungsflussberechnung stattfindet. Dieser Arbeitspunkt ist somit abhängig von der aktuellen Netznutzungssituation. Die Spannungsstabilität des Knotens der Leistungsanpassung beeinflusst den Fehler maßgeblich, da die Spannung vor und nach der Leistungsanpassung als konstant angenommen wird (Formel (3-4)). Spannungsstabilität meint in diesem Kontext die Auswirkung auf die Spannung am Knoten der Leistungsanpassung. Je geringer die Auswirkung ist, um so stabiler ist der jeweilige Knoten. Dieses Verhalten ist von der Anschlussimpedanz des Knotens abhängig.

Diese Spannungsabhängigkeit ist ebenfalls von der Magnitude der Leistungsanpassung abhängig, sodass auch dieser Wert eine Ungenauigkeit hervorruft. Zusammenfassend stellen die folgenden Punkte die Faktoren, welche eine Ungenauigkeit hervorrufen, dar.

- Netzeigenschaften und aktuelle Netznutzungssituation
- Knoteneigenschaften des Knotens der Leistungsanpassung (Spannungsstabilität)
- Magnitude der Leistungsanpassung

3.3. Verbesserungspotenzial der Sensitivitätsanalyse

Die beschriebenen Verfahrensgrenzen und die damit verbundenen Berechnungsfehler können durch Erweiterungen der Sensitivitätsanalyse reduziert werden. Die Anpassungen der Sensitivitätsanalyse beziehen sich zum einen auf die Spannungsabhängigkeit des Knotens, welcher eine Leistungsanpassung erfährt. Zum anderen weisen die Knoten, welche keine aktive Leistungsanpassung erfahren eine passive Leistungs- / Spannungsabhängigkeit auf. Diese beiden Abhängigkeiten werden im Folgenden in die Sensitivitätsanalyse mit einbezogen.

3.3.1. 1. Verbesserung: Kompensation der direkten Spannungsabhängigkeiten

Die direkte Spannungsabhängigkeit des Knotens, welcher die Leistungsanpassung erfährt, hat einen essenziellen Einfluss auf die Genauigkeit (Formel (3-4)). Dieser Einfluss ist direkt von der Leistungsanpassung abhängig, kann jedoch mit Hilfe von Formel (3-1) abgeschätzt werden. Das Ergebnis kann dazu genutzt werden, die sich einstellende Spannung (\underline{U}_2) zu ermitteln (Formel (3-6)) und die sich einstellende Stromänderung aus Formel (3-3) zu berechnen.

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U} \quad (3-6)$$

$$\Delta \underline{I} = \frac{\underline{S}_1}{\underline{U}_1} - \frac{\underline{S}_2}{\underline{U}_1 - \Delta \underline{U}} \quad (3-7)$$

Diese Berechnung der Stromänderung berücksichtigt die Spannungsstabilität des Knotens der Leistungsanpassung und berücksichtigt die Vereinfachung der Sensitivitätsanalyse. Die Berechnung der Spannungsänderung ($\Delta \underline{U}$) erfolgt wiederum mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse, in welcher ebenfalls die Stromänderung eingesetzt wird. Somit ergibt sich folgende Formel für den Knoten (K) der Leistungsanpassung.

$$\Delta \underline{I}_K = \frac{\underline{S}_1}{\underline{U}_1} - \frac{\underline{S}_2}{\underline{U}_1 - \underline{Y}_{\text{mod};K,K}^{-1} \cdot \Delta \underline{I}_K} \quad (3-8)$$

Formel (3-8) kann mathematisch gelöst und somit die sich einstellende Stromänderung berechnet werden. Die Auflösung stellt verschiedene mathematische Lösungen zur Verfügung, jedoch kann lediglich die folgende Formel eine elektrotechnisch sinnvolle Lösung bereitstellen.

$$\Delta \underline{I}_K = \frac{\underline{U}_{K,1} - \sqrt{\underline{I}_{K,1}^2 \cdot \underline{Y}_{\text{mod};K,K}^{-1}{}^2 - 2 \cdot \underline{I}_{K,1} \cdot \underline{Y}_{\text{mod};K,K}^{-1} \cdot \underline{U}_{K,1} + 4 \cdot \underline{S}_2 \cdot \underline{Y}_{\text{mod};K,K}^{-1} + \underline{U}_{K,1}^2 + \underline{I}_{K,1} \cdot \underline{Y}_{\text{mod};K,K}^{-1}}}{2 \cdot \underline{Y}_{\text{mod};K,K}^{-1}} \quad (3-9)$$

Mit Hilfe von Formel (3-9) berechnet sich die Stromänderung am Knoten der Leistungsanpassung, welcher für die Berechnung der Spannungsänderung benötigt wird.

Dieses Ergebnis stellt somit für die Sensitivitätsanalyse (Formel (3-1)) einen Eintrag des Stromänderungsvektors ($\Delta \vec{l}_K$) dar, sodass wiederum durch die Berücksichtigung einer Leistungsanpassung der sich einstellende Leistungsfluss berechnet werden kann. Diese Anpassung der Berechnung erhöht die Genauigkeit deutlich, welche ausführlich in Abschnitt 3.4 validiert wird.

Neben diesem direkten Einfluss der Spannungsstabilität des Knotens der Leistungsanpassung, weisen alle anderen einen indirekten Einfluss auf. Dieser Einfluss kann durch eine weitere Anpassung berücksichtigt werden.

3.3.2. 2. Verbesserung: Kompensation der indirekten Spannungsabhängigkeiten

Für die Kompensation der indirekten Spannungsabhängigkeit sind die weiteren Knoten zu berücksichtigen. Dabei ist das Verhalten bei Spannungsänderungen zu berücksichtigen. Prinzipiell können zwei Arten von Knoten definiert werden. Zum einen leistungsstabile Knoten, welche durch die Variation der Ströme Spannungsänderungen ausgleichen und somit eine konstante Leistung aufweisen. Zum anderen leistungsunstabile Knoten, welche bei einer Spannungsänderung ebenfalls eine Leistungsänderung erfahren. Durch die vermehrte Nutzung von Halbleitertechnik und die Zunahme an elektronischen Geräten steigt ebenfalls die Anzahl der leistungsstabilen Applikationen und somit ebenfalls die Leistungsstabilität der Knoten [131].

Durch die Variation des Stroms der leistungsstabilen Knoten beeinflussen diese Knoten den sich einstellenden Leistungsfluss. Jede Stromänderung der Knoten wirkt sich auf die Spannung und somit auf den Leistungsfluss aus. Die Stromänderung, welche durch die Spannungsänderung durchgeführt wird, soll in einer weiteren Anpassung der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt werden. Dafür wird als erstes angenommen, dass jeder Knoten ein leistungsstabiles Verhalten aufweist. Die Kompensation der indirekten Spannungsabhängigkeiten findet in einer zweistufigen Berechnung statt.

1. Berechnung der direkten Spannungsänderung durch die Leistungsanpassung
2. Berechnung der indirekten Spannungsänderung durch die Leistungsstabilität

Zu Beginn wird die 1. Verbesserung der Sensitivitätsanalyse durchgeführt und die Spannungsänderung an allen Knoten berechnet. Dabei wird lediglich die Leistungsanpassung der geregelten Knoten berücksichtigt. Der nächste Schritt beinhaltet die weitere Anpassung des Verfahrens. Unter Berücksichtigung der Spannungsänderung und der Annahme der Leistungsstabilität der Knoten wird die Stromänderung für alle Knoten berechnet (Formel (3-10)), welche keine direkte Leistungsanpassung durchgeführt haben.

Diese Stromänderung kann wiederum dazu genutzt werden die Spannungsänderung mit Hilfe von Formel (3-1) zu berechnen und somit kann der sich einstellende Leistungsfluss abgeschätzt werden. Abbildung 3-2 zeigt den beschriebenen Ablauf als Flussdiagramm, sodass die genutzten Formeln Schritt für Schritt Verwendung finden.

$$\Delta I_K = \frac{U_{K,1} \cdot I_{K,1}}{U_{K,2}} - I_{K,1} \quad (3-10)$$

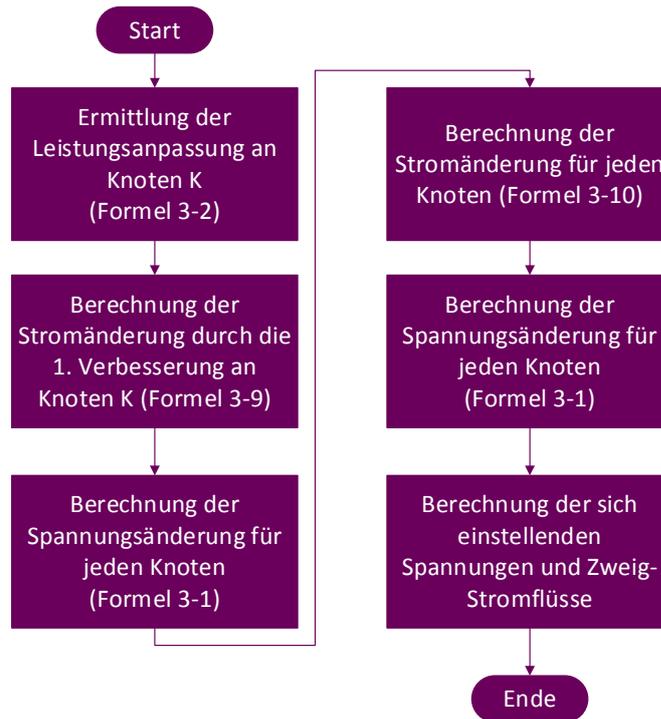


Abbildung 3-2 Gesamter Ablauf der Sensitivitätsanalyse unter Berücksichtigung der 2. Verbesserung

Diese zweite Anpassung der Sensitivitätsanalyse ermöglicht eine weitere Verbesserung der Sensitivitätsanalyse, wobei auch diese Berechnung Annahmen treffen muss. Insbesondere die Leistungsstabilität der Knoten ist in der Realität nur bedingt gegeben und verursacht somit eine Ungenauigkeit. Im nächsten Abschnitt werden diese Ungenauigkeiten aufgezeigt und die ermöglichte Rechenzeiterparnis dargestellt, sodass eine finale Bewertung durchgeführt werden kann.

3.4. Vergleich der verschiedenen Berechnungsverfahren

Die beschriebenen Verfahren werden nun für eine Vielzahl an Szenarien im Testnetz (Abbildung 2-9) validiert. Das Testnetz ist symmetrisch aufgebaut, indem alle Niederspannungskabel identische Eigenschaften (Länge und Leitungsbeläge) aufweisen.

Für die Validierung werden die Ergebnisse der jeweiligen Sensitivitätsanalyse mit dem Ergebnis einer vollständigen Leistungsflussberechnung verglichen. Zusätzlich wird die Berechnungsdauer als Kriterium für die benötigte Hardwarespezifikation dargestellt. Alle Simulationen werden mit Hilfe der Software MATLAB® durchgeführt und als Referenzleistungsflussberechnung wird der Newton-Raphson der MATPOWER Bibliothek [132] verwendet. Die drei Verfahren der Sensitivitätsberechnung werden in den Szenarien dazu genutzt, die sich einstellende Netznutzungssituation zu ermitteln, welche sich durch eine Leistungsanpassung an einem Knoten einstellt. Um aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen, werden diverse Parameter variiert und eine Vielzahl an Szenarien berechnet. Die Nutzung des Testnetzes für die Validierung kann durchgeführt werden, da das Testnetz übliche Niederspannungscharakteristiken darstellt. Zum einen können die Verfahren für einen Strang (Knoten 12 bis 16) und zum anderen für einen Ring (Knoten 2 bis 11) bewertet werden. Diese Strukturen sind in realen Niederspannungsnetzen aufzufinden, indem das gesamte Niederspannungsnetz in Stränge und Ringe unterteilt wird. Somit stellt die Bewertung allgemeingültige Aussagen zur Verfügung. Im Folgenden werden die Parameter, Szenarien und die Ergebnisse dargestellt.

3.4.1. Bewertungsverfahren der Sensitivitätsanalyse

Für die Bewertung der Verfahren werden Szenarien erstellt, welche im Testnetz angewendet werden. Die Szenarien variieren verschiedene Parameter, sodass eine Vielzahl an diversifizierten Netznutzungssituationen erprobt wird. Für jedes Szenario wird an einem Knoten eine Leistungsanpassung durchgeführt. Diese Leistungsanpassung wird positiv wie negativ singular für die Wirk- bzw. Blindleistung durchgeführt.

Jedes Szenario zeigt somit das Verhalten der einzelnen Verfahren und kann genutzt werden, um die einzelnen Einflussfaktoren zu bewerten. Im Folgenden werden die einzelnen Parameter und die dazugehörigen Anpassungen definiert. Dabei können alle Parameter in zwei Typen klassifiziert werden. Zum einen Parameter, welche die Leistungsanpassung und zum anderen Parameter, welche die vorherrschende Netznutzungssituation variieren. Zuerst werden Parameter der Leistungsanpassung definiert. Für jedes Szenario wird der Betrag der Leistungsanpassung sukzessive erhöht, sodass stets die Genauigkeit für unterschiedlich große Leistungsanpassungen bewertet werden kann. Dafür werden bis zu fünfhundert Leistungsanpassungen pro Szenario durchgeführt, welche in Einzelschritten von jeweils 500 VA durchgeführt werden.

Position der Leistungsanpassung:

Die Leistungsanpassung wird für drei Knoten durchgeführt. Die drei Knoten weisen einen Unterschied in der Spannungscharakteristik auf und sind somit verschieden in der Spannungsstabilität. Die Spannungscharakteristik ist abhängig von der Anschlußimpedanz und wird in diesem Kontext durch die Spannungsstabilität des Knotens definiert. Jeder Knoten weist bedingt durch die Anschlußimpedanz eine verschiedene Spannungscharakteristik auf, welche die Abhängigkeit der Spannung von einer Leistungsanpassung darstellt.

Zur Bewertung der Sensitivitätsanalyse werden die Leistungsanpassungen am Ende eines Stranges (Knoten 16), in der Mitte eines Ringes (Knoten 11) und in der Nähe der Sammelschiene (Knoten 2) durchgeführt. Dieser Parameter weist somit drei verschiedene Zustände auf, welche es mit den anderen Parametervariationen zu kombinieren gilt. Formel (3-4) verdeutlicht bereits die Abhängigkeit der Sensitivitätsanalyse von der Spannungsstabilität des Knotens, sodass dieser Einflussfaktor essenziell für die Genauigkeit der Sensitivitätsanalyse ist.

Art der Leistungsanpassung:

Neben dem Knoten an welchem die Leistungsanpassung durchgeführt wird, wird ebenfalls die Art der Leistungsanpassung variiert. Dafür wird zum einen zwischen Wirk- und Blindleistung und zum anderen beim Vorzeichen der Leistungsanpassung unterschieden. Damit können alle Leistungsanpassungen in einem Netz abgebildet werden. Insbesondere kann der Einfluss des nicht linearen Verhaltens des Niederspannungsnetzes ermittelt werden. Auch wird dem R/X Verhältnis der Betriebsmittel Rechnung getragen, da ebenfalls zwischen Wirk- und Blindleistung unterschieden wird.

Diese beiden Parameter werden variiert und in diversen Netznutzungssituationen angewendet. Die folgenden Parameter definieren die möglichen Szenarien der Netznutzungssituation und beschreiben die Eigenschaften der Knoten ohne Leistungsanpassung. Zu berücksichtigen ist, dass alle Knoten als leistungsstabile Knoten modelliert sind.

Einspeisedominiertes bzw. bezugsdominiertes Niederspannungsnetz:

Diese Parametervariation ermöglicht zu definieren, in welchen Zustand das Niederspannungsnetz betrieben wird. Durch diesen Parameter kann zwischen einspeise- und bezugsdominierten Netznutzungssituationen differenziert werden.

Dabei muss das überlagerte Mittelspannungsnetz zum einen Leistung bereitstellen und zum anderen beziehen. Diese Netznutzungssituationen treten in jedem Netz mit installierter Einspeiseleistung auf, sobald eine Diskrepanz zwischen Einspeisung und Bedarf existiert.

Homogenes bzw. heterogenes Verhalten der Endnutzer

Der nächste Parameter variiert die installierte bzw. momentane Leistung an jedem Knoten im Verhältnis zu allen anderen Knoten. Bei einem sehr homogenen Verhalten der Endnutzer weist jeder Knoten ebenfalls ein sehr ähnliches Leistungsverhalten auf, sodass alle Knoten nahezu die gleiche Leistung beziehen. In Niederspannungsnetzen mit einem diversifizierten Raumnutzungsplan hingegen stellt sich ein heterogenes Verhalten der Endnutzer ein und somit auch ein heterogenes Leistungsverhalten aller Knoten. In einem solchen Niederspannungsnetz weisen alle Knoten ein unterschiedliches Leistungsverhalten auf und unterschiedliche Leistungsflüsse und Spannungsverläufe herrschen vor.

Auslastungsgrad des Niederspannungsnetzes

Neben diesen grundlegenden Knoteneigenschaften variiert dieser Parameter den Betrag der Leistung an jedem Knoten. Somit können verschiedene Auslastungsszenarien erstellt werden, sodass die Genauigkeit der Verfahren für gering belastete und voll ausgelastete Niederspannungsnetze bewertet werden kann. Diese Parametervariation stellt verschiedene Netznutzungssituationen dar, welche kontinuierlich im Niederspannungsnetz vorherrschen und durch die unterschiedlichen Nutzungsverhalten stets auftreten können.

Wirk- und Blindleistungsanteil der einzelnen Knoten

Als letzter Parameter wird der Anteil von Wirk- und Blindleistung an jedem Knoten variiert. Diese Variation stellt wiederum unterschiedliche Nutzungsverhalten dar, welche durch den Einsatz von diversen Applikationen entstehen. Insbesondere durch die Verwendung von Schaltnetzteilen erhöht sich tendenziell der Blindleistungsanteil in der Niederspannungsebene. Jedoch ist nach wie vor in der Realität mit nur kleinen Blindleistungsanteilen zu rechnen. Für eine vollständige Bewertung der Sensitivitätsanalyse ist der Blindleistungsanteil jedoch auch in ein Extremum variiert.

Diese sechs Parameter sind jeweils diskretisiert, sodass alle Kombinationen berechnet und als Bewertungsgrundlage Verwendung finden. Diese Diskretisierung ist nötig, damit keine unendlich große Variantenvielfalt existiert. Tabelle 10-1 im Anhang zeigt diese Diskretisierung. Insgesamt werden 3024 Szenarien berechnet, welche jeweils fünfhundert Leistungsanpassungen berücksichtigen. Somit wird die Genauigkeit der Sensitivitätsanalyse für insgesamt 1.512.000 Szenarien bewertet. Wie bereits beschrieben wird diese Bewertung im Testnetz durchgeführt, lässt jedoch die Ableitung von allgemeingültigen Aussagen zu.

3.4.2. Genauigkeitsbewertung

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse genutzt, um die Verfahren der Sensitivitätsanalyse zu bewerten und die Einflussfaktoren zu synthetisieren. Für diese Analyse werden signifikante Einflüsse der Parameter dargestellt. Die drei Verfahren zur Substitution der Leistungsflussberechnung werden stets untereinander in gleichen Graphen dargestellt. Die Achsenskalierungen sind an die Ergebnisse angepasst und somit stets zu berücksichtigen. Für die gesamte Bewertung werden zwei Graphen unterschieden. Zum einen findet eine knotenscharfe Bewertung der Genauigkeit statt und zum anderen werden die Szenarien durch die Berücksichtigung des maximalen Fehlers verglichen. Die Graphen bauen sich wie folgt auf: Die Ordinate repräsentiert stets den Spannungsfehler in [%] für den Knoten des maximalen Spannungsfehlers. Dies ist mit der maximalen Abweichung eines Knotens des jeweiligen Verfahrens zum Ergebnis der Leistungsflussberechnung gleichzusetzen. Zur Verbesserung der Visualisierung ist der Spannungsfehler zusätzlich mit Hilfe eines Farbverlaufs dargestellt. Die jeweiligen Farbstufen spiegeln lediglich den Spannungsfehler wider, sodass keine Skalierung des Farbverlaufs aufgetragen wird. Für die Szenarienanalyse sind auf der Applikate die Szenarien aufgetragen, welche durch die in Abschnitt 3.4.1 beschriebene Diskretisierung definiert sind. Die Abszisse beschreibt den Betrag der Leistungsanpassung am Knoten. Der Betrag der Leistungsanpassung ist mit einer Stufenweite von 500 VA diskretisiert. Im Folgenden werden die einzelnen Einflussfaktoren analysiert.

Für eine erste Bewertung sind in Abbildung 3-3 die Genauigkeit der drei Verfahren für alle Szenarien abgebildet. Alle drei Verfahren weisen ein ähnliches Verhalten auf, da die Genauigkeit der einzelnen Verfahren in den Szenarien eine gleiche Charakteristik aufzeigen.

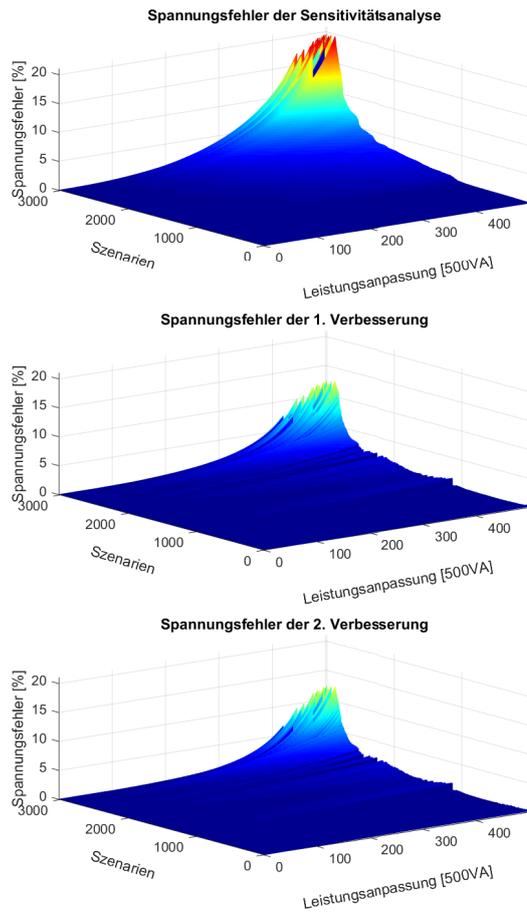


Abbildung 3-3 Genauigkeitsanalyse der Verfahren aller Szenarien

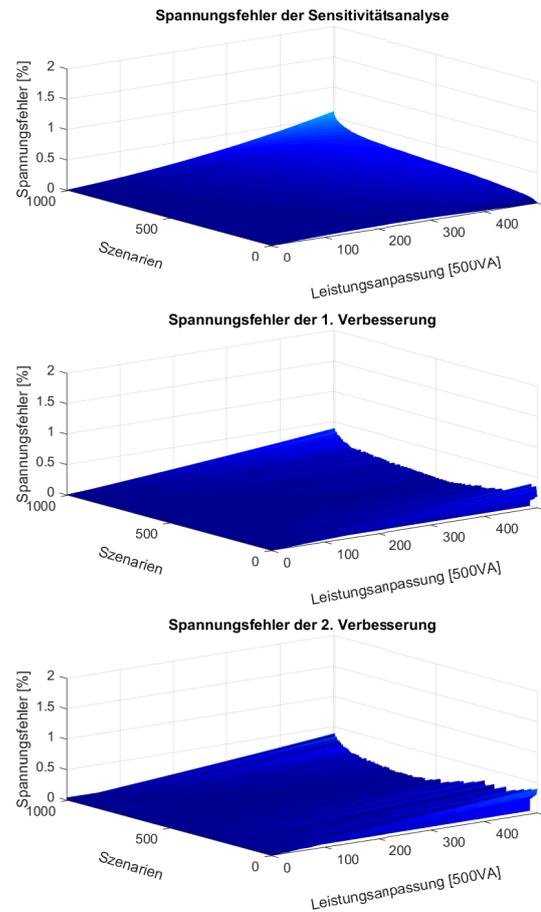


Abbildung 3-4 Genauigkeitsanalyse der Verfahren aller Szenarien an Knoten 2

Es kann festgehalten werden, dass auch die konventionelle Sensitivitätsanalyse für bestimmte Szenarien eine ausreichende Genauigkeit aufweist. Jedoch zeigt der erste Vergleich bereits eine deutliche Reduktion der Ungenauigkeit für die angepasste Sensitivitätsberechnung. Als nächstes stellen Abbildung 3-4, Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6 die Genauigkeitscharakteristik für die jeweiligen Knoten der Leistungsanpassung dar.

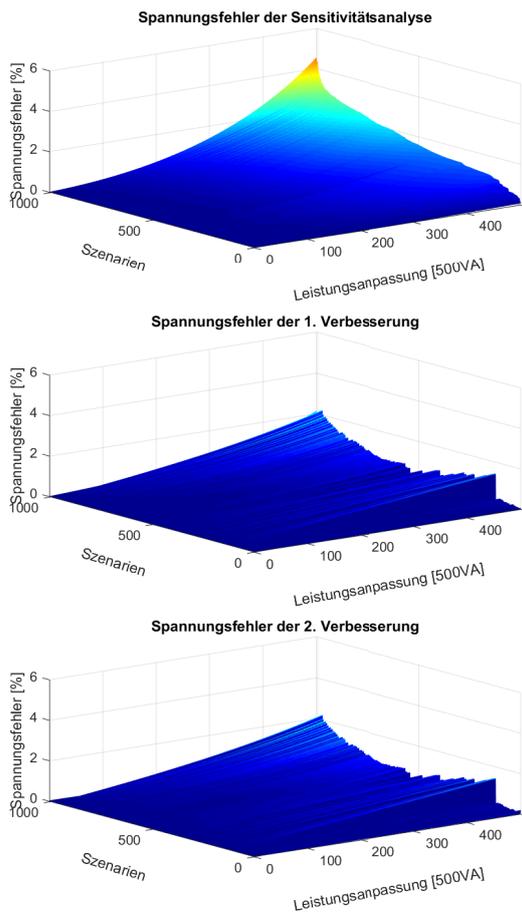


Abbildung 3-5 Genauigkeitsanalyse der Verfahren aller Szenarien an Knoten 11

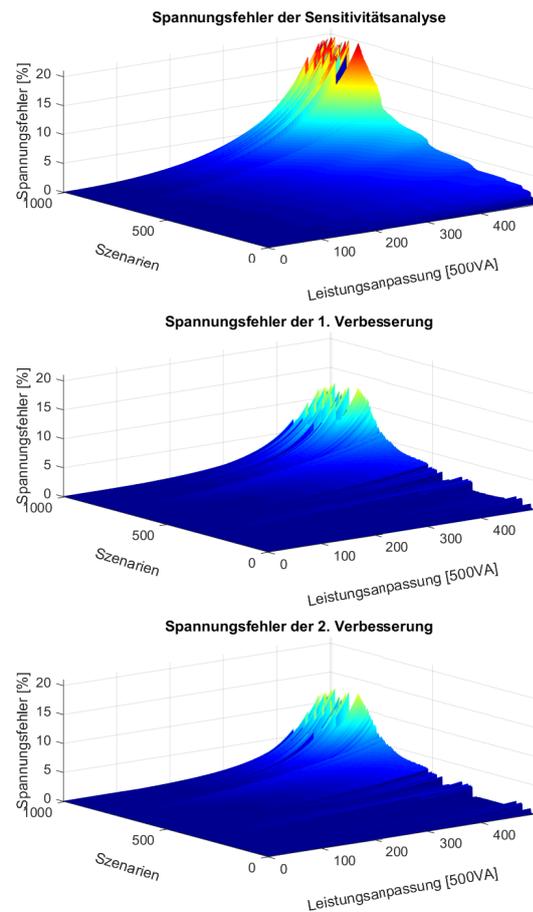


Abbildung 3-6 Genauigkeitsanalyse der Verfahren aller Szenarien an Knoten 16

Diese Abbildungen verdeutlichen die Abhängigkeit vom Knoten der Leistungsanpassung. Für Knoten in der Nähe der Sammelschiene des Ortnetztransformators (Knoten 2), welche nur geringe Spannungsänderungen durch die Leistungsanpassung erfahren, weist die konventionelle Sensitivitätsanalyse eine ausreichende Genauigkeit auf. Beide Verfahren zur Berücksichtigung der Spannungscharakteristik können die Genauigkeit wie erwartet, hier nur minimal verbessern. Sobald jedoch eine höhere Spannungsänderung, bedingt durch die Spannungscharakteristik des Knotens (z. B. Knoten 11 und 16), erfolgt, können die Verfahren die Genauigkeit erhöhen. Dies ist mit der bereits beschriebenen Annahme (Formel (3-4)), dass die Spannung keine Anpassung bedingt durch die Leistungsanpassung erfährt, zu begründen. Für Knoten 11 und 16 ist somit bereits in Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6 eine deutliche Verbesserung zu erkennen. Beide Abbildungen zeigen eine Reduktion des Spannungsfehlers für alle Szenarien auf. Alle Szenarien weisen einen verschiedenen maximalen Spannungsfehler auf, sodass weitere Einflussfaktoren der einzelnen Szenarien einen großen Einfluss auf die Genauigkeit herbeiführen. Dies wird im Folgenden weiter untersucht.

Alle Abbildungen zeigen ebenfalls die Abhängigkeit von der Höhe der Leistungsanpassung. Dieses Verhalten entspricht den Erwartungen, da eine direkte Abhängigkeit zwischen Spannungsänderung und Leistungsanpassung vorherrscht. Somit kann die Berücksichtigung der Spannungscharakteristik die Genauigkeit für große Leistungsanpassungen deutlich verbessern. Dieses Verhalten zeigen alle folgenden Abbildungen. Die weitere Analyse der Abhängigkeiten wird lediglich für Knoten 16 durchgeführt, da dieser Knoten die größten Spannungsfehler aufweist und somit die schlechteste Anwendbarkeit der Sensitivitätsanalyse darstellt. Für eine Substitution ist somit dieser Knoten entscheidend, da die restlichen Knoten einen geringeren Spannungsfehler aufweisen. Somit wird im Folgenden lediglich der maximal auftretende Spannungsfehler betrachtet, sodass die Substitution erfolgen kann sobald akzeptable Genauigkeiten erreicht werden.

Als nächstes wird der Einfluss von der Art der Leistungsanpassung dargestellt. Dafür werden die Szenarien klassifiziert und in Abbildung 3-7, Abbildung 3-8, Abbildung 3-9 und Abbildung 3-10 dargestellt.

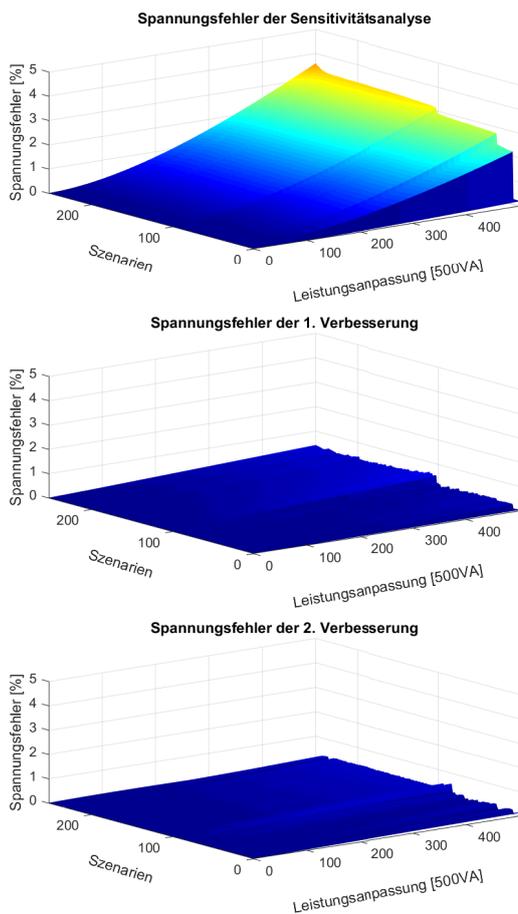


Abbildung 3-7 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine positive Wirkleistungsanpassung (Knoten 16)

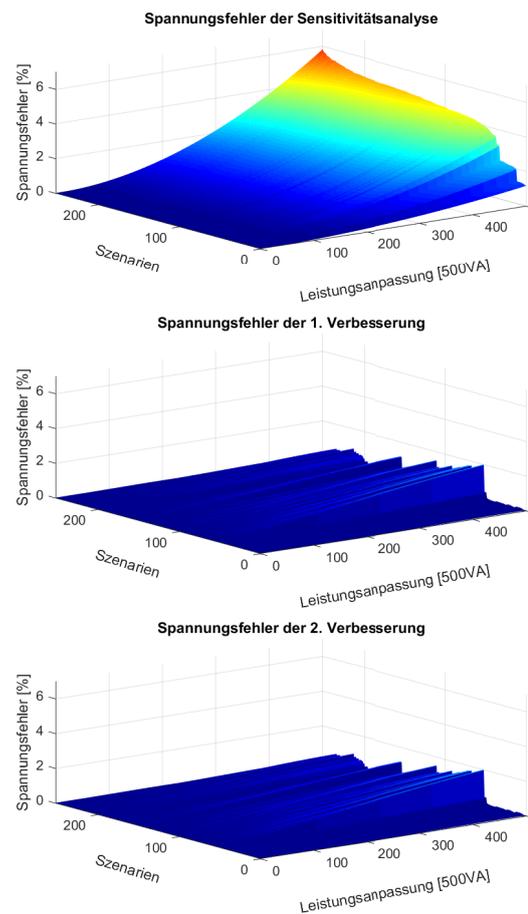


Abbildung 3-8 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine negative Wirkleistungsanpassung (Knoten 16)

Die Abbildungen zeigen einen großen Unterschied zwischen einer Wirk- und Blindleistungsanpassung. Bei der Wirkleistungsanpassung stellt sich kein Unterschied zwischen einer positiven und einer negativen Anpassung ein. Bei der Blindleistungsanpassung hingegen ist die Genauigkeit abhängig von dem Vorzeichen der Anpassung. Insbesondere zeigen die Abbildungen für jede Art der Leistungsanpassung eine Verbesserung der Genauigkeit durch die Anpassungen der Sensitivitätsanalyse. Für eine Wirkleistungsanpassung kann die Genauigkeit stark verbessert werden. Für die Blindleistungsanpassung wird ebenfalls eine Verbesserung erreicht, jedoch in einem kleineren Maßstab. Somit weist die Art der Leistungsanpassung einen sehr großen Einfluss auf die Genauigkeit der Sensitivitätsanalyse auf.

Im Rahmen dieser Analyse ist nochmals darauf hinzuweisen, dass die Leistungsanpassung am Knoten 16 durchgeführt wird. Insbesondere die maximale Höhe der Leistungsanpassung von 250 kW bzw. kVar ist eine theoretische Betrachtung und nicht für eine finale Bewertung zu berücksichtigen.

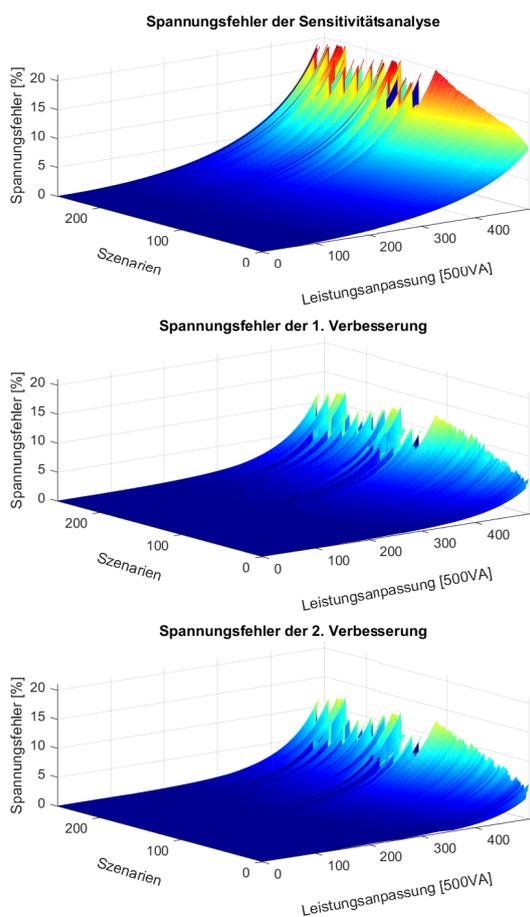


Abbildung 3-9 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine positive Blindleistungsanpassung (Knoten 16)

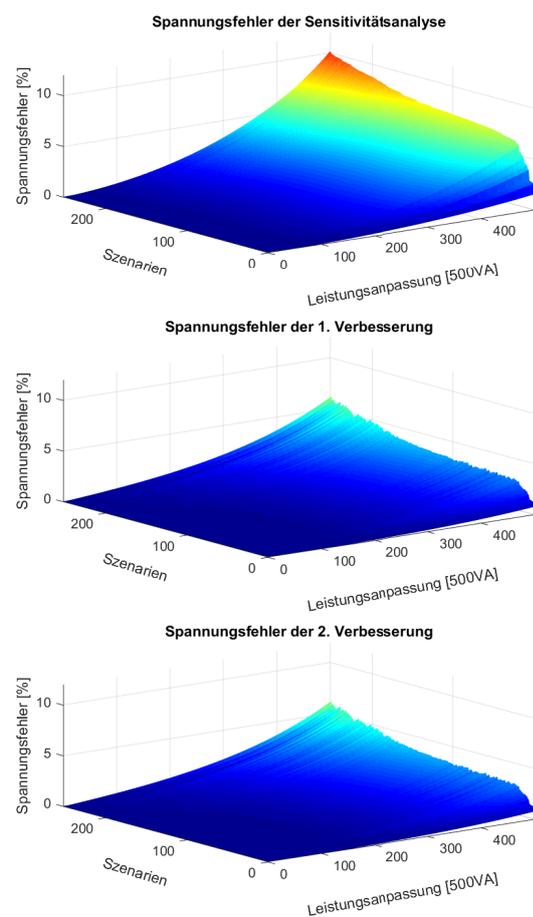


Abbildung 3-10 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine negative Blindleistungsanpassung (Knoten 16)

Abbildung 3-7, Abbildung 3-8, Abbildung 3-9 und Abbildung 3-10 weisen bereits eine geringe Szenarienabhängigkeit auf, da der Spannungsfehler jedes einzelnen Szenarios zum einen ein sehr ähnlichen Verlauf und zum anderen einen homogenen maximalen Spannungsfehler aufweisen. Somit ist der Einfluss der weiteren Parameter als eher gering einzuschätzen. Dies wird durch Abbildung 3-11 und Abbildung 3-12, welche den Parameter der Netzbelastung darstellt, bestätigt. Diese Abbildungen weisen vier Blöcke auf, welche wiederum den Einfluss der Art der Leistungsanpassung widerspiegeln. Da diese vier Blöcke wiederum ein Plateau darstellen ist der Einfluss der anderen Parameter weiterhin gering. Zusätzlich ist der Unterschied der beiden Abbildungen (Abbildung 3-11 und Abbildung 3-12) gering. Somit ist lediglich ein geringer Einfluss dieses Parameters (einspeisedominiertes bzw. bezugsdominiertes Niederspannungsnetz) abzuleiten. Die weiteren Parameter weisen eine ähnliche Charakteristik auf. Aus diesem Grund sind diese im Anhang 10.2 abgebildet. Der Vergleich der Abbildungen einzelner Parameter im Anhang weisen die gleichen Eigenschaften, wie Abbildung 3-11 und Abbildung 3-12 auf. Der Vergleich des Spannungsfehlers in Abhängigkeit eines Parameters ist sehr gering bzw. nicht erkennbar. Dabei können jedoch stets die Szenarien in vier Blöcke unterteilt werden, welche die Art der Leistungsanpassung widerspiegeln. Somit kann der Einfluss der zuvor beschriebenen Parameter auf die Sensitivitätsanalyse vernachlässigt werden.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass die Verfahren maßgeblich von den folgenden drei Einflussfaktoren abhängen.

- Höhe der Leistungsanpassung
- Knoten der Leistungsanpassung
- Art der Leistungsanpassung

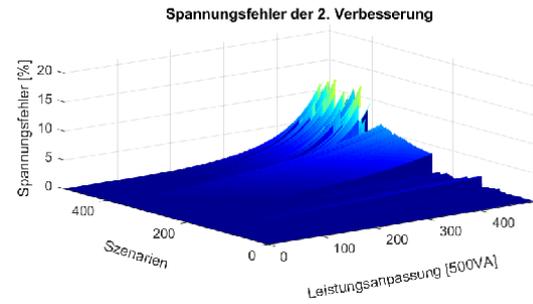
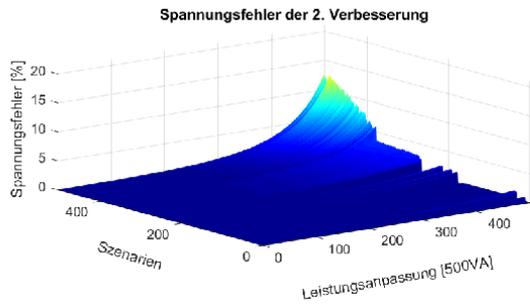
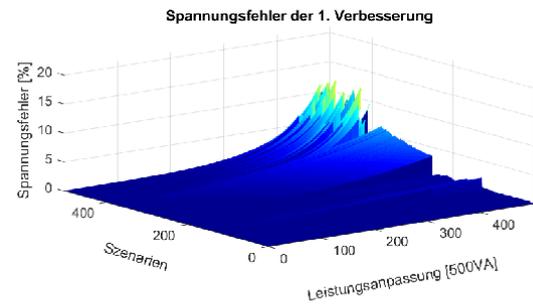
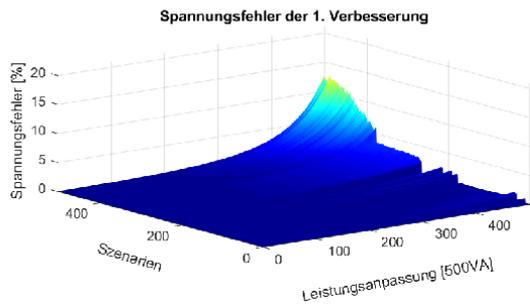
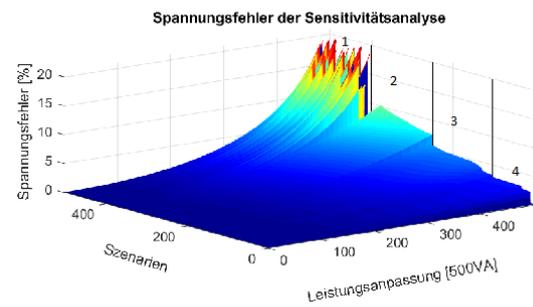
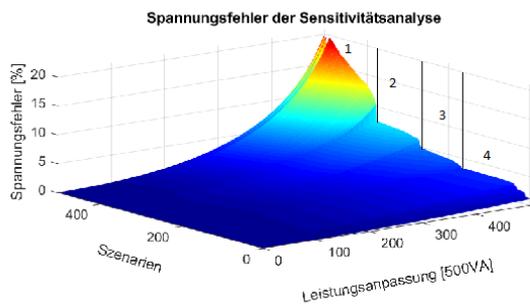


Abbildung 3-11 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine bezugsdominierte Netzbelastung (Knoten 16)

Abbildung 3-12 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine einspeisedominierte Netzbelastung (Knoten 16)

Die dargestellten Ungenauigkeiten sind ebenfalls als Mittelwerte in tabellarischer Form ergänzt. Tabelle 3-1 stellt den mittleren maximalen Spannungsfehler ($\bar{f}_{Spf,max}$) der Sensitivitätsanalyse für alle Szenarien dar. Für den mittleren maximalen Spannungsfehler muss zuerst der maximale Spannungsfehler jedes einzelnen Szenarios (S_z) ermittelt werden. Unter Berücksichtigung der Anzahl an Szenarien (n_{S_z}) wird der Mittelwert durch Formel (3-11) berechnet. Zusätzlich ist die relative Verbesserung zur Sensitivitätsanalyse der beiden Verbesserungen dargestellt. Durch die bereits beschriebenen Einflüsse der Parameter, muss insbesondere der Mittelwert kritisch betrachtet werden. Durch die hohe Genauigkeit für sammelschiennennahe Knoten und der Abhängigkeit zur Art der Leistungsanpassung sind die Ergebnisse nivelliert. Dies wird deutlich bei dem Vergleich des mittleren maximalen Spannungsfehlers in Abhängigkeit zu Knoten 2, 11 und 16. Wie bereits dargestellt und durch Formel (3-4) beschrieben, ist der Spannungsfehler für Knoten 16 am größten. Jedoch kann für alle Szenarien und Knoten eine Reduktion des Spannungsfehlers erreicht werden.

$$\bar{f}_{\text{Spf,max}} = \frac{1}{n_{\text{Sz}}} \sum_{n_{\text{Sz}}=1}^{n_{\text{Sz}}} \max(f_{\text{Spf},n_{\text{Sz}}}) \quad (3-11)$$

Tabelle 3-1 Mittlerer maximaler Spannungsfehler der Verfahren für alle Szenarien

Mittlerer maximaler Fehler in [%]	Alle Knoten		Knoten 2		Knoten 11		Knoten 16	
Sensitivitätsanalyse	3,54	Verbesserung	0,3	Verbesserung	2,03	Verbesserung	8,3	Verbesserung
1. Verbesserung	1,45	59%	0,1	67%	0,53	74%	3,73	55%
2. Verbesserung	1,39	61%	0,1	67%	0,48	76%	3,61	57%

Tabelle 3-2 stellt eine weitere Klassifizierung dar, sodass der mittlere maximale Spannungsfehler für jeden Knoten und jede Art der Leistungsanpassung abgelesen werden kann. Somit berücksichtigt diese Tabelle die zuvor definierten Haupteinflussfaktoren.

Tabelle 3-2 Mittlerer maximaler Fehler der Verfahren unter Berücksichtigung der Leistungsanpassung

Leistungsanpassung an Knoten 2								
Mittlerer maximaler Fehler in [%]	Positive Wirkleistung		Negative Wirkleistung		Positive Blindleistung		Negative Blindleistung	
Sensitivitätsanalyse	0,26	Verbesserung	0,26	Verbesserung	0,35	Verbesserung	0,33	Verbesserung
1. Verbesserung	0,07	73%	0,16	38%	0,08	77%	0,09	73%
2. Verbesserung	0,07	73%	0,16	38%	0,08	77%	0,09	73%
Leistungsanpassung an Knoten 11								
Mittlerer maximaler Fehler in [%]	Positive Wirkleistung		Negative Wirkleistung		Positive Blindleistung		Negative Blindleistung	
Sensitivitätsanalyse	1,32	Verbesserung	1,55	Verbesserung	3,04	Verbesserung	2,21	Verbesserung
1. Verbesserung	0,16	88%	0,44	72%	0,71	77%	0,8	64%
2. Verbesserung	0,13	90%	0,44	72%	0,55	82%	0,8	64%
Leistungsanpassung an Knoten 16								
Mittlerer maximaler Fehler in [%]	Positive Wirkleistung		Negative Wirkleistung		Positive Blindleistung		Negative Blindleistung	
Sensitivitätsanalyse	3,31	Verbesserung	4,69	Verbesserung	17,5	Verbesserung	7,68	Verbesserung
1. Verbesserung	0,32	90%	0,7	85%	10,2	42%	3,71	52%
2. Verbesserung	0,24	93%	0,7	85%	9,79	44%	3,71	52%

Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2 führen die Reduktion der Ungenauigkeit durch die Berücksichtigung der Spannungscharakteristik deutlich auf. Insbesondere bestätigt Tabelle 3-2 die zuvor definierten Haupteinflussfaktoren. Die Erhöhung der Genauigkeit weist ebenfalls eine Abhängigkeit zu den Einflussfaktoren auf, jedoch wurde stets eine Verbesserung erzielt.

Die durchgeführten Analysen zeigen lediglich den mittleren maximalen Spannungsfehler der Verfahren für jedes Szenario. Insbesondere die in Abschnitt 3.4.1 dargestellten Parameter sind bei dieser Analyse zu berücksichtigen. Dabei ist explizit auf das Wirk- und Blindleistungsverhalten der Knoten und die Höhe der Leistungsanpassung hinzuweisen. Diese Parameter werden in theoretische Grenzbereiche geführt, sodass der Spannungsfehler künstlich erhöht wird.

Durch eine genaue Betrachtung der dargestellten Abbildungen kann der Haupteinflussfaktor (Höhe der Leistungsanpassung) in realistischen Bereichen betrachtet werden. Dazu ist der Spannungsfehler auf der Achse (Leistungsanpassung [500 VA]) zwischen 200 und 300 auszuwerten. Dieser Bereich spiegelt bereits eine hohe aber realistische Leistungsanpassung im Niederspannungsnetz wider.

Neben dem maximalen Spannungsfehler der Sensitivitätsanalyse ist zu berücksichtigen, wie sich der Spannungsfehler auf weitere Knoten im Netz auswirkt. Aus diesem Grund sind nun Graphen für eine knotenabhängige Analyse des Spannungsfehlers dargestellt. Bei dieser Analyse werden lediglich die drei Haupteinflussfaktoren berücksichtigt.

Diese Abbildungen weisen ebenfalls die zwei Achsen (Spannungsfehler [%] und Leistungsanpassung [500 VA]) auf. Ebenfalls soll die Farbskalierung lediglich die Visualisierung des Spannungsfehlers verbessern, sodass keine Skalierung dargestellt wird. Da der Spannungsfehler große Unterschiede aufweist ist die Skalierung des Spannungsfehlers stets verschieden und zu beachten. Die dritte Achse stellt nun anstatt der Szenarien, den Knoten im Testnetz dar. Somit stellt die Abbildung den Spannungsfehler eines Szenarios an jedem Knoten im Testnetz dar.

Abbildung 3-13 und Abbildung 3-14 stellen die Genauigkeit bei einer positiven bzw. negativen Wirkleistungsanpassung an Knoten 16 für jeden Knoten dar. Die Parameter des genutzten Szenarios sind realistisch gewählt, um ein reales Potenzial der Sensitivitätsanalyse darzustellen. Die Wahl des Szenarios kann durch die durchgeführte Szenarienanalyse vernachlässigt werden. Insbesondere sind die drei Haupteinflussfaktoren zu berücksichtigen, um eine knotenscharfe Bewertung durchführen zu können.

Abbildung 3-15 und Abbildung 3-16 stellen dasselbe Szenario für eine positive bzw. negative Blindleistungsanpassung an Knoten 16 dar. Die Graphen verdeutlichen wiederum, dass die Verbesserungen der Sensitivitätsanalyse eine Reduzierung des Spannungsfehlers mit sich bringen.

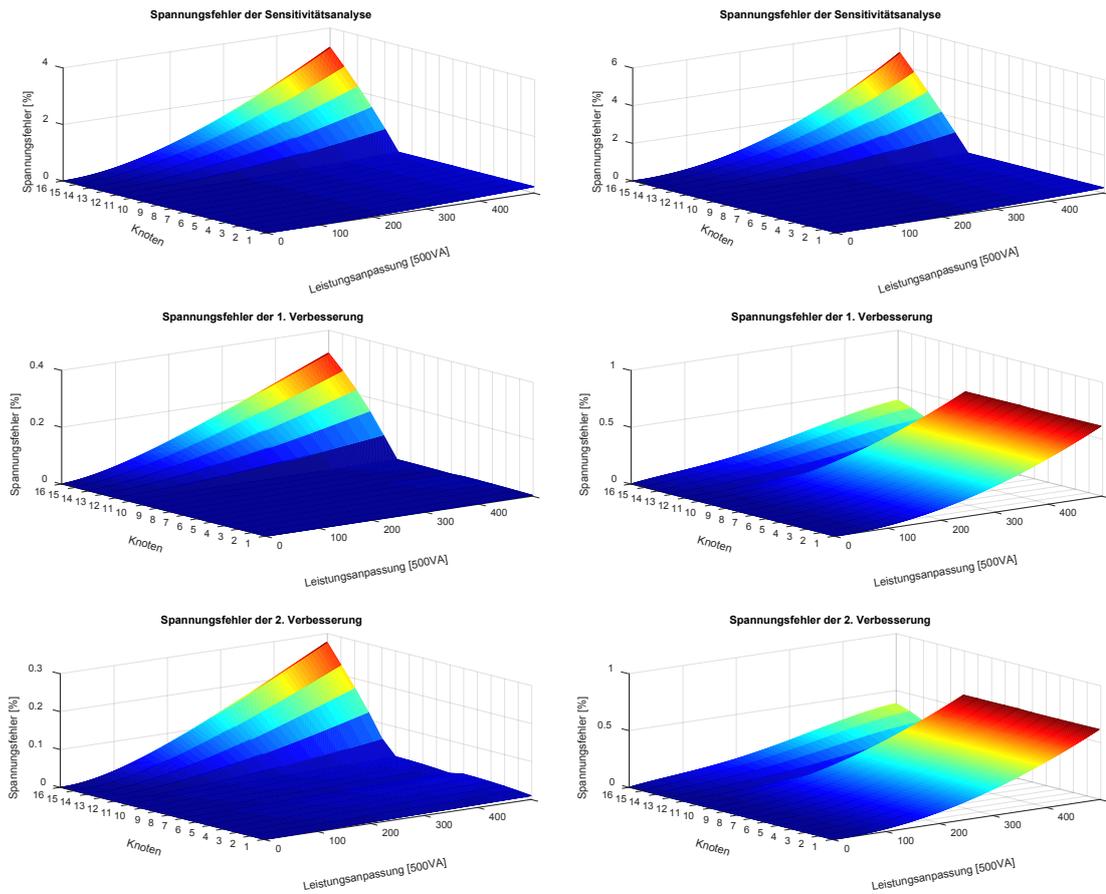


Abbildung 3-13 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für jeden Knoten im Netz für eine positive Wirkleistungsanpassung (Knoten 16)

Abbildung 3-14 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für jeden Knoten im Netz für eine negative Wirkleistungsanpassung (Knoten 16)

Insbesondere verdeutlicht die knotenscharfe Darstellung, dass für die Sensitivitätsanalyse der maximale Fehler am Knoten der Leistungsanpassung auftritt. Bei einer negativen Wirkleistungsanpassung gilt dies für die Verbesserungen nicht, sodass der große Einfluss der Art der Leistungsanpassung und des nicht linearen Netzverhaltens verdeutlicht wird. Dies weist wiederum eine Abhängigkeit von der aktuellen Netznutzungssituation auf, da das nicht lineare Verhalten durch den aktuellen Arbeitspunkt beeinflusst wird. Abbildung 3-14 zeigt die erhöhte Ungenauigkeit an den Netzknoten in den Strängen ohne Leistungsanpassung (Knoten 2 bis 11). Knoten 2 bis 11 weisen einen höheren Spannungsfehler als die direkt betroffenen Knoten 12 bis 16 auf. Somit erhöhen die Verbesserungen den Spannungsfehler über die Sammelschiene des Ortsnetztransformators durch die Linearisierung im Arbeitspunkt. Diese Erhöhung des Spannungsfehlers ist weiterhin im Bereich der Sensitivitätsanalyse, sodass dies kein Nachteil der Verbesserungen darstellt, jedoch bei der Substitution der Leistungsflussberechnung berücksichtigt werden muss.

Alle Abbildungen zeigen die deutliche Reduktion des Spannungsfehlers auf und stellen die Möglichkeit zur Reduktion von extremen Fehler dar. Im Anhang 10.2.4 befinden sich Abbildungen für ein weiteres Szenario, welche ein ähnliches Verhalten aufweist.

Für alle Szenarien kann eine deutliche Verbesserung festgehalten werden, wie bereits durch die maximalen Mittelwerte des Spannungsfehlers in Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2 dargestellt. Da in den Tabellen bereits der maximale mittlere Spannungsfehler berücksichtigt wird, ist ebenfalls die Knotenabhängigkeit berücksichtigt.

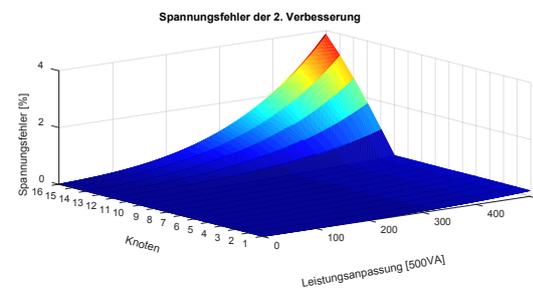
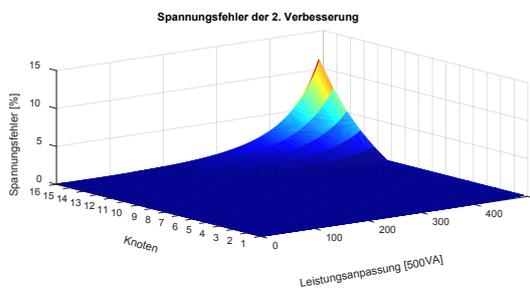
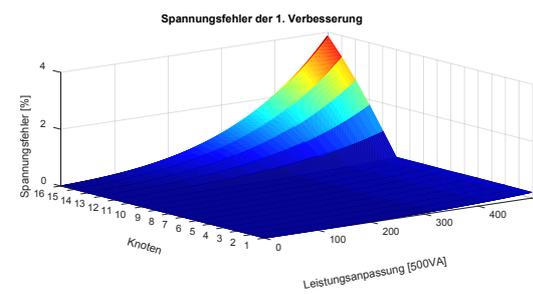
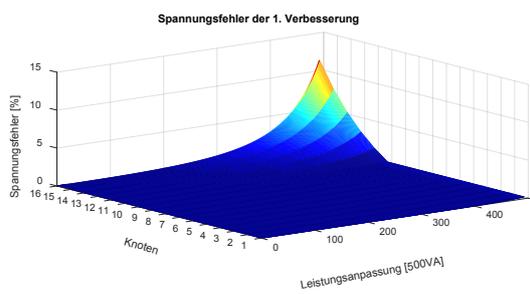
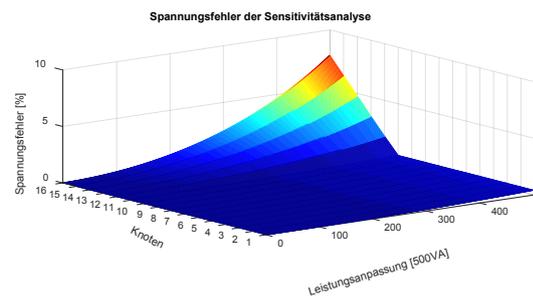
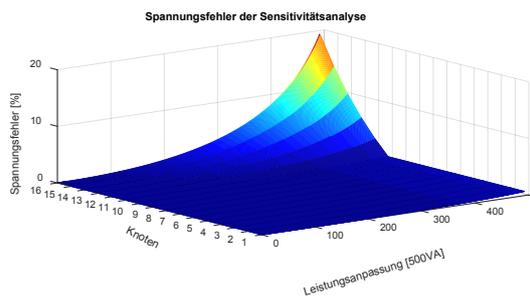


Abbildung 3-15 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für jeden Knoten im Netz für eine positive Blindleistungsanpassung (Knoten 16)

Abbildung 3-16 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für jeden Knoten im Netz für eine negative Blindleistungsanpassung (Knoten 16)

Bei der Betrachtung der in Abbildung 3-14 aufgeführten Erhöhung des Spannungsfehlers, ist die Skalierung zu berücksichtigen. Der Fehler der Sensitivitätsanalyse kann für den Zweig der Leistungsanpassung von ca. 5 % auf 0,4 % reduziert werden.

Dabei erhöht sich der Fehler der anderen Knoten von ca. 0,3 % auf 0,6 %. Diese Fehlerdimension verdeutlicht das Potenzial der Verbesserung für den Knoten der Leistungsanpassung, da sich die Verschlechterung der anderen Knoten auf einem vernachlässigbaren Niveau befindet. Die Abbildungen im Anhang 10.2.4 bestätigen diese Aussage und zeigen ebenfalls dieses Verhalten, wobei dieses Szenario explizit ausgewählt wurde. Das Szenario weist eine Parametrierung auf, welche für die Sensitivitätsanalyse eher ungeeignet ist und somit als Worst-Case zu betrachten ist.

Tabelle 3-3 und Tabelle 3-4 bestätigen dies und stellen den mittleren Spannungsfehler der Verfahren für alle Knoten dar. Dabei wird nicht, wie zuvor lediglich der maximale Spannungsfehler pro Szenario berücksichtigt, sondern alle Abweichungen jedes Knotens und Szenarios gemittelt. Zur Berücksichtigung der Haupteinflussfaktoren (Art und Knoten der Leistungsanpassung) werden mehrere Mittelwerte berechnet. Diese Mittelwerte sind sehr gering, da wie in den vorherigen Abbildungen alle Szenarien und alle Knoten gemittelt wurden. Die Tabellen verdeutlichen auch hier eine deutliche Reduktion der Ungenauigkeit durch die Verbesserungen.

Tabelle 3-3 zeigt die Mittelwerte für alle Szenarien. Bei der Berücksichtigung aller drei Knoten wird deutlich, dass die Verbesserungen 66 % bzw. 67 % genauer als die Sensitivitätsanalyse sind. Die Berücksichtigung des Knotens der Leistungsanpassung zeigt erste Unterschiede. Insbesondere fällt bei Knoten 2 die Reduktion der Genauigkeit der 2. Verbesserung auf. Dies führt die Abhängigkeit des Knotenmodells auf, da die 2. Verbesserung für alle Knoten eine Leistungsstabilität annimmt. Für Knoten 11 und 16 stellt sich die erwartete Verbesserung ein.

Tabelle 3-3 Mittlerer Fehler der Verfahren für alle Szenarien und alle Knoten

Alle Szenarien								
Mittlerer Fehler in [%]	Alle Knoten		Knoten 2		Knoten 11		Knoten 16	
Sensitivitätsanalyse	0,2767	Verbesserung	0,0529	Verbesserung	0,2654	Verbesserung	0,5119	Verbesserung
1. Verbesserung	0,0947	66%	0,0230	57%	0,0774	71%	0,1837	64%
2. Verbesserung	0,0922	67%	0,0256	52%	0,0756	72%	0,1755	66%

Tabelle 3-4 unterteilt die Szenarien auf Basis der Art der Leistungsanpassung. Auch diese Tabelle verdeutlicht die in Tabelle 3-3 dargestellten Ergebnisse. Hierbei kann nun zusätzlich identifiziert werden, dass die Reduktion der Genauigkeit der 2. Verbesserung insbesondere für eine positive Wirk- und Blindleistungsanpassung an Knoten 2 gilt. Die 2. Verbesserung und der Einfluss des Knotenmodells zeigen hier eine Ungenauigkeit, welche jedoch bedingt durch den relativen Spannungsfehler vernachlässigt werden kann. Insbesondere verdeutlicht auch Tabelle 3-4 die Erhöhung der Genauigkeit durch die Verbesserungen. Für Knoten 11 und 16 kann eine deutliche Reduktion der Ungenauigkeit durch die 1. Verbesserung erzielt werden und eine weitere Reduktion durch die 2. Verbesserung.

Tabelle 3-4 Mittlerer Fehler unter Berücksichtigung der Leistungsanpassung für alle Knoten

Leistungsanpassung an Knoten 2								
Mittlerer Fehler in [%]	Positive Wirkleistung		Negative Wirkleistung		Positive Blindleistung		Negative Blindleistung	
Sensitivitätsanalyse	0,0472	Verbesserung	0,0405	Verbesserung	0,0601	Verbesserung	0,0636	Verbesserung
1. Verbesserung	0,0191	60%	0,0297	27%	0,0228	62%	0,0204	68%
2. Verbesserung	0,0236	50%	0,0297	27%	0,0289	52%	0,0204	68%
Leistungsanpassung an Knoten 11								
Mittlerer Fehler in [%]	Positive Wirkleistung		Negative Wirkleistung		Positive Blindleistung		Negative Blindleistung	
Sensitivitätsanalyse	0,2006	Verbesserung	0,2149	Verbesserung	0,3488	Verbesserung	0,2972	Verbesserung
1. Verbesserung	0,0359	82%	0,0911	58%	0,0767	78%	0,1060	64%
2. Verbesserung	0,0374	81%	0,0911	58%	0,0677	81%	0,1060	64%
Leistungsanpassung an Knoten 16								
Mittlerer Fehler in [%]	Positive Wirkleistung		Negative Wirkleistung		Positive Blindleistung		Negative Blindleistung	
Sensitivitätsanalyse	0,3062	Verbesserung	0,3804	Verbesserung	0,8129	Verbesserung	0,5483	Verbesserung
1. Verbesserung	0,0385	87%	0,1769	53%	0,2830	65%	0,2363	57%
2. Verbesserung	0,0355	88%	0,1769	53%	0,2533	69%	0,2363	57%

Die gesamte Analyse führt auf, dass die Berücksichtigung der Spannungscharakteristik einen deutlichen Mehrwert durch eine erhebliche Steigerung der Genauigkeit generiert und für die Substitution einer Leistungsflussberechnung genutzt werden sollte. Nach dieser Analyse der Parameterabhängigkeit und der Genauigkeit wird im Folgenden die benötigte Rechenleistung aufgeführt und somit ein Fazit zur Substitution der Leistungsflussberechnung abgeleitet.

3.4.3. Berechnungsdauer

Durch die Nutzung der Sensitivitätsanalyse stellen sich die dargestellten Abhängigkeiten und akzeptablen Ungenauigkeiten ein, sodass ein anderer Vorteil gegenüber der Leistungsflussberechnung zu bieten ist. Insbesondere für eine dezentrale Niederspannungsautomatisierung ist die benötigte Berechnungsdauer wie beschrieben essenziell. Die Berechnungsdauer ist von der verfügbaren Prozessorleistung, der Taktfrequenz und von weiteren Hardwarespezifikationen abhängig. Die hier dargestellten Zeiten wurden in der Entwicklungsumgebung MATLAB® auf einem Simulationsrechner (Prozessor: 6 Kerne mit 3,8 GHz und 12 MB Cache-Speicher; Arbeitsspeicher: 64 GB) ermittelt und können somit lediglich als Referenzwerte bzw. als relativer Vergleich verwendet werden. Bei einer Implementierung auf einer üblichen RTU sind deutlich größere Berechnungsdauern (ca. Faktor 10 bis 100) zu erwarten. Die Implementierung und der Betrieb einer Niederspannungsautomatisierung in diversen Feldtests haben gezeigt, dass eine Feldkomponente deutliche Restriktionen aufweist und durch die eingeschränkte Prozessorleistung und Speicherkapazität auf effiziente und effektive Berechnungsverfahren angewiesen ist.

Die folgende Tabelle illustriert die Berechnungsdauer der vorgestellten Verfahren zur Substitution der Leistungsflussberechnung im Vergleich zur Leistungsflussberechnung. Dafür sind zum einen der Mittelwert der Berechnungsdauer aller Szenarien im Testnetz und zum anderen die Standardabweichung aller Berechnungsdauern dargestellt.

Tabelle 3-5 Mittlere Berechnungsdauer der verschiedenen Berechnungsverfahren für alle Szenarien

Berechnungsdauer	Mittelwert	Standardabweichung
Leistungsflussberechnung	363,6 ms	191,6 ms
Sensitivitätsanalyse	15,627 μ s	6,53 μ s
1. Verbesserung	16,001 μ s	7,38 μ s
2. Verbesserung	32,009 μ s	11,74 μ s

Die Berechnungsdauern veranschaulichen deutlich die enorme Zeitersparnis, welche durch die Nutzung der Sensitivitätsanalyse erreicht werden kann. Dabei sind alle drei Verfahren der Sensitivitätsanalyse deutlich schneller und weisen zusätzlich nur eine geringe Standardabweichung auf. Durch die 1. Verbesserung wird die Berechnungsdauer minimal verlängert und auch die Standardabweichung steigt marginal an. Die 2. Verbesserung verdoppelt die Berechnungsdauer der Sensitivitätsanalyse ist jedoch 10.000-fach schneller als die Leistungsflussberechnung. Es muss darauf hingewiesen werden, dass insbesondere die Leistungsflussberechnung im Gegensatz zu den Verfahren der Sensitivitätsanalyse eine große Abhängigkeit zu der Anzahl an Netzknoten und der aktuellen Netznutzungssituation aufweist. Die Abhängigkeit zu der Anzahl der Netzknoten wurde in Abschnitt 3.1.1 ausgeführt. Die Abhängigkeit zur aktuellen Netznutzungssituation ist aus der Standardabweichung und Abbildung 3-17 abzuleiten.

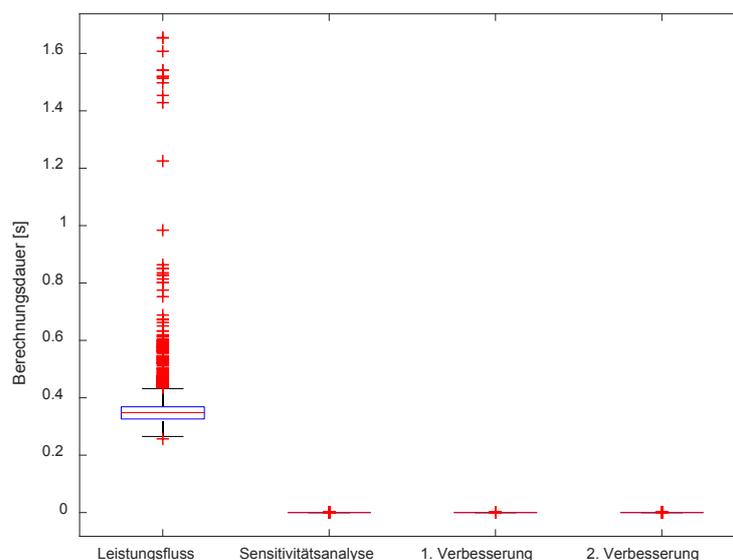


Abbildung 3-17 Boxplot der Berechnungsdauer aller Szenarien im Testnetz

Der Boxplot der Berechnungsdauer für die Leistungsflussberechnung weist eine große Bandbreite von Berechnungsdauern für die einzelnen Szenarien auf. Jedes Szenario stellt durch die Parametrierung eine verschiedene Netznutzungssituation dar. Diese Abhängigkeit wirkt sich bereits für das Testnetz mit einer geringen Anzahl an Knoten aus. Somit ist für reale Netze mit einer größeren Anzahl an Knoten mit längeren Berechnungsdauern zu rechnen. Die Verfahren auf Basis der Sensitivitätsanalyse zeigen, wie bereits in Tabelle 3-5 abzulesen ist, eine sehr geringe Varianz und somit auch eine vernachlässigbar geringe Abhängigkeit zur Netznutzungssituation. Dies führt die Vorteile der Sensitivitätsanalyse auf, da lediglich eine sehr geringe Abhängigkeit zur Anzahl der Netzknoten und der Netznutzungssituation vorliegt.

Diese Einflussfaktoren auf die Leistungsflussberechnung und die enorme Zeitersparnis verdeutlichen den Mehrwert der Sensitivitätsanalyse, wodurch wiederum die Akzeptanz von Ungenauigkeiten begründet werden kann. Im Folgenden findet eine finale Bewertung statt.

3.5. Bewertung und Evaluierung der Sensitivitätsanalyse

Dieser Abschnitt führt zuerst die Leistungsflussberechnung und die Möglichkeit diese mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse zu substituieren auf. Diese Möglichkeit ist auf Basis zahlreicher Simulationsuntersuchung bewertet. Anschließend werden im Abschnitt 3.4.2 die Einflussfaktoren und die Ungenauigkeit bewertet. Diese Analyse zeigt auf, dass die Verfahren der Sensitivitätsanalyse von drei Haupteinflussfaktoren abhängig sind und sich für typische Niederspannungsnetze eine tolerierbare Ungenauigkeit einstellt. Diese Ungenauigkeit wird durch eine enorme Reduzierung der Berechnungsdauer kompensiert, welche insbesondere für Feldkomponenten mit Restriktionen bei der Prozessorleistung und Speicherkapazität entscheidend ist. Durch die eingeführte Berücksichtigung der Spannungscharakteristik (1. Verbesserung) kann die Ungenauigkeit erheblich reduziert werden, sodass diese verwendet werden sollte, sobald die Leistungsflussberechnung zu substituieren ist.

Die vollständige Berücksichtigung der Spannungscharakteristik für alle Knoten (2. Verbesserung) weist ein Potenzial zur Reduzierung der Ungenauigkeit auf, ist jedoch weiter zu entwickeln, sodass eine Verbesserung für jedes Szenario und jeden Knoten erreicht wird. Dabei sind insbesondere Knoten in benachbarten Zweigen zu berücksichtigen, da diese in den gezeigten Szenarien eine erhöhte Ungenauigkeit aufweisen. Auch zeigt die Untersuchung, dass insbesondere bei einer Blindleistungsanpassung große Fehler verursacht werden und sich der Arbeitspunkt des Netzes insbesondere an den Grenzen zum nicht linearen Bereich negativ auswirkt. Diese Grenzbedingungen sind weiter zu untersuchen, um ggf. weitere Anpassungen durchzuführen oder für bestimmte Situationen und Leistungsanpassungen die eigentliche Substitution dynamisch durch eine Leistungsflussberechnung zu ersetzen. [134] führt eine solche Möglichkeit auf.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine deutliche Reduktion des mittleren und maximalen Spannungsfehlers durch die vorgestellten Verbesserungen der Sensitivitätsanalyse ermöglicht wird. Durchschnittlich kann eine Reduktion der Ungenauigkeit um 66 % erreicht werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Untersuchung in einem Testnetz durchgeführt wurde und bewusst extreme Leistungsanpassungen untersucht wurden. Diese für die Niederspannungsebene untypischen Leistungsanpassungen führen die Verfahrensgrenzen auf und ermöglichen eine vollumfängliche Bewertung. Dies führt wiederum dazu, dass für reale Netznutzungssituationen und Leistungsanpassungen geringere Ungenauigkeiten zu erwarten sind. Zusätzlich können auf Basis dieser Untersuchungen die zu erwartenden Ungenauigkeiten abgeschätzt werden, wenn die Leistungsanpassung im Betrag durch mehrere einzelne Leistungsanpassungen im Niederspannungsnetz eingestellt werden.

Eine Substitution der Leistungsflussberechnung ist, wie bereits beschrieben, nicht für jede Funktion möglich und erstrebenswert. Aus diesem Grund ist bei jeder Funktion zu bewerten, ob die Substitution auf der einen Seite möglich ist und auf der anderen Seite mit der aufgeführten Ungenauigkeit die gewünschten Ergebnisse erzielt werden können. In den folgenden Kapiteln werden drei Funktionen vorgestellt, die insbesondere für eine dezentrale echtzeitfähige Niederspannungsautomatisierung auf Feldkomponenten von den vorgestellten Verfahren der Sensitivitätsanalyse profitieren.

3.6. Resümee zu Kapitel 3

Kapitel 2 führt die Veränderungen in der Niederspannungsebene auf, welche durch eine Niederspannungsautomatisierung beherrscht werden können. Eine Niederspannungsautomatisierung ermöglicht neben der Beherrschung von kritischen Netznutzungssituationen zur Einhaltung der DIN EN 50160 weitere Vorteile. Zum einen ermöglicht die Niederspannungsautomatisierung eine kontinuierliche, vollständige Überwachung des Netzzustandes und zum anderen eine Schnittstelle zur Anbindung verschiedener Sektoren und Marktplätze. Diese Vorteile können nur durch eine sukzessive Erweiterung der Niederspannungsautomatisierung ausgenutzt werden. In dem Zusammenhang werden in Abschnitt 2.3 die Echtzeitfähigkeit und die eingeschränkte Rechen- und Speicherkapazität der Feldkomponente (RTU) thematisiert.

Die Leistungsflussberechnung ist in der Niederspannungsautomatisierung die Funktion mit den größten Anforderungen an die Rechen- und Speicherkapazität. Dies wird dadurch verursacht, dass eine Leistungsflussberechnung zum einen für viele Funktionen benötigt bzw. wiederholt wird und zum anderen einen hohen Bedarf an Rechen- und Speicherkapazität aufweist. Dies wird in Abschnitt 3.1 verdeutlicht, sodass der weitere Verlauf des Kapitels das Optimierungspotenzial durch Substitution der Leistungsflussberechnung darstellt.

Diese Substitution kann auf Basis der Sensitivitätsanalyse erfolgen, wobei Abschnitt 3.3 aufzeigt, wie die Sensitivitätsanalyse verbessert werden kann. Diverse Simulationsszenarien führen für das Testnetz auf, dass eine Substitution gut möglich ist und somit Rechen- und Speicherkapazität für Weiterentwicklungen bereitgestellt werden können. Durch die enorm hohe Anzahl an Simulationsszenarien und einer ausführlichen Abhängigkeitsanalyse in Abschnitt 3.4 können allgemeingültige Aussagen abgeleitet werden. Somit stellt Kapitel 3 die Möglichkeit einer Substitution der Leistungsflussberechnung vor. Der Vorteil des geringeren Bedarfes an Rechen- und Speicherkapazität führt zu dem Nachteil einer größeren Ungenauigkeit. Durch die Erweiterung des Verfahrens in Abschnitt 3.3, kann diese Ungenauigkeit wiederum deutlich reduziert werden. Somit kann die Ungenauigkeit für alle realen Netznutzungssituationen in einen tolerierbaren Bereich verlagert und eine Substitution durchgeführt werden. Diese Substitution ist für die Weiterentwicklungen, welche in den folgenden Kapiteln vorgestellt werden, notwendig. Erst durch die Substitution der Leistungsflussberechnung können allokierte Rechen- und Speicherkapazität für neu entwickelte Funktionen freigegeben werden.

4. Online Validierung von Netzparametern

Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 beschrieben basiert die Netzzustandsidentifikation auf statischen Netzparametern, welche ein rechenbares Netzmodell beschreiben. Da diese Netzparameter bei der Implementierung manuell bereitgestellt werden, können diese Fehler aufweisen. Diese Fehler führen zu Funktionseinschränkungen der Niederspannungsautomatisierung, welche unterschiedlichste Ausprägungen aufweisen. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel eine Funktion zur Validierung einzelner Netzparameter vorgestellt.³

4.1. Netzparameter für die Netzzustandsüberwachung

Das Netzmodell für die Niederspannungsautomatisierung basiert auf verschiedenen Informationen, welche im Folgenden einzeln dargestellt werden. Dabei können Zweig- und Knoteninformationen unterschieden werden.

4.1.1. Zweiginformationen

Zu den Zweiginformationen zählen alle Parameter, welche die Eigenschaften zwischen zwei Knoten definieren. Dazu werden die Kabel- bzw. Freileitungen, welche zwei Knoten verbinden beschrieben. Im Konkreten werden die zugehörigen elektrischen Eigenschaften, wie der Leitungsbelag und der thermische Grenzstrom benötigt. Zusätzlich müssen die Länge der Leitung und die zugehörigen Knoten, welche verbunden werden, definiert werden. Im Allgemeinen wird eine Leitung mit Hilfe eines π -Ersatzschaltbildes modelliert. Bedingt durch die Spannung im Niederspannungsnetz und die übliche Länge der Leitung (< 10 km) kann eine Vereinfachung durchgeführt werden [135]. Diese Vereinfachung vernachlässigt die Querelemente, sodass die Leitung als Impedanz abgebildet wird [136].

Da durch die Schalterstellung von Sicherungen bzw. Schaltgeräten physisch verbundene Knoten elektrisch getrennt werden können, benötigt die Niederspannungsautomatisierung die vorherrschende Schalterstellung. Auf Basis dieser Informationen wird ein rechenbares Netzmodell bereitgestellt und für alle nachfolgenden Berechnungen berücksichtigt.

Neben diesen essenziellen Netzeigenschaften sind ebenfalls die Stromsensoren zu definieren. Dazu muss parametrisiert werden, von welchem Knoten zu welchem Knoten eine Strommessung durchgeführt wird. Mit Hilfe dieser Information können die Messwerte im Netzmodell zugeordnet und genutzt werden. Neben den Zweiginformationen werden ebenfalls Knoteninformationen benötigt.

³ Die Ergebnisse dieses Kapitels wurden bereits vom Autor in [V, X] veröffentlicht.

4.1.2. Knoteninformationen

Die Knoteninformationen beschreiben die einzelnen Knoten im Netzmodell. Dafür wird zuerst eine Kategorisierung aller Knoten durchgeführt. Dabei wird definiert, um welche Art von Knoten es sich handelt. Es wird zwischen Netz-, Anschluss-, Sensor-, Aktor- und Transformator-knoten unterschieden. Jede Art von Knoten weist unterschiedliche Eigenschaften auf, sodass verschiedene Parameter bereitgestellt werden müssen. Im Folgenden werden alle Knotenarten mit den benötigten Informationen beschrieben.

Netzknoten:

Netzknoten werden zur Erstellung des Netzmodells benötigt. Zusätzlich können Informationen beispielsweise über Muffen hinterlegt und in einem Visualisierungstool dargestellt werden. Für die Funktionalität der Niederspannungsautomatisierung spielen Netzknoten eine untergeordnete Rolle, da sie weder eine Einspeisung noch einen Bezug aufweisen.

Anschlussknoten:

Je nach Ausprägung der Niederspannungsautomatisierung werden unterschiedliche Informationen benötigt. In der einfachsten Ausprägung ist zu definieren, ob es sich um einen Anschlussknoten handelt oder nicht. Dies wird mit einem installierten Hausanschluss, ohne Berücksichtigung der installierten Leistung, gleichgesetzt. Neben dieser einfachen Zuordnung kann ein Anschlussknoten auch durch die Anzahl der installierten Energiezähler definiert werden oder sogar durch die Definition der installierten Leistung. Große Applikationen, wie beispielsweise Ladesäulen oder Wärmepumpen können ebenfalls als Parameter beschrieben werden. Neben diesen Informationen der Bezugscharakteristik, sind PV-Anlagen mit der installierten Leistung, dem Ausrichtungs- und Neigungswinkel zu beschreiben, um für den Knoten die Einspeisecharakteristik abbilden zu können. Ebenfalls können weitere Einspeiseanlagen auf Basis der installierten Leistung parametrisiert werden.

Sensorknoten:

Zur Zuordnung der Spannungsmesswerte muss definiert sein, an welchen Knoten die Messsensorik positioniert ist. Neben der Knotennummer ist ebenfalls für einphasige Messsensorik die gemessene Phase zu benennen.

Aktorknoten:

Für die Realisierung einer Aktoransteuerung werden diverse Informationen benötigt. Zum einen ist die Knotennummer des Aktors zu definieren, um die Platzierung im Netzmodell durchführen zu können. Zum anderen sind die Eigenschaften des Aktors zu parametrieren. Dabei ist die Ansteuercharakteristik essenziell, sodass die Niederspannungsautomatisierung den Aktor durch geeignete Sollwerte korrekt ansteuern kann. Bei der Ansteuerung werden Wirk- und Blindleistungssollwerte unterschieden. Neben diesen Informationen können ebenfalls Ansteuerzeiten und Ansteuerperioden parametrieren werden, welche spezifische Aktoreigenschaften berücksichtigen. Diese schützen zum einen den Aktor vor Überlastungen und zum anderen den Endnutzer vor Einschränkungen.

Transformatorknoten:

Als letztes sind die Transformator-knoten als Schnittstelle zum Mittelspannungsnetz zu parametrieren. Transformatoren sind auf Basis der installierten Scheinleistung und der Transformatorimpedanz zu definieren und werden als Leitung zwischen Mittelspannungsnetz und Transformator-knoten modelliert. Das Übersetzungsverhältnis ist vorher zu berücksichtigen und die Querelemente werden vernachlässigt.

Durch eine vollständige Parametrierung der genannten Informationen können die Funktionen einer Niederspannungsautomatisierung realisiert werden. In Anhang 10.3.1 sind die benötigten Informationen beispielhaft tabellarisch aufgeführt. Bereits die Kurzbeschreibung der benötigten Informationen lässt auf die Komplexität und die Variation möglicher Parameter schließen. Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, sind trotz der sukzessiven Digitalisierung die meisten Informationen manuell bereitzustellen und somit fehleranfällig.

4.1.3. Bewertung der verschiedenen Parameter

Derzeit werden alle Parameter durch einen manuellen Prozess bereitgestellt, dieser Prozess weist ein gewisses Fehlerpotenzial auf. Die Bereitstellung wird durch verschiedene Datenmanagementsysteme (z. B. Geoinformationssystem (GIS), Systeme, Anwendungen, Produkte (SAP) oder Backend) unterstützt. Um eine Validierung der Parameter durchführen zu können werden jedoch Parameter und Messwerte als Grundlage benötigt.

Die Konsequenzen durch fehlerhafte Parameter weisen unterschiedliche Ausprägungen auf. Insbesondere fehlerhafte Sensor- und Aktorparametrierungen wirken sich stark auf die Niederspannungsautomatisierung aus, da zum einen Spannungs- und Strommesswerte falsch genutzt werden und zum anderen Aktoransteuerungen abweichende Auswirkungen aufweisen. Da diese Parameter die Grundlage für alle Berechnungen bilden sind diese nicht validierbar.

Die Sensoren und Aktoren werden jedoch speziell für die Niederspannungsautomatisierung installiert, sodass der Digitalisierungsprozess konsekutiv zur Inbetriebnahme durchgeführt wird. Aktuelle Daten werden somit verwendet, welche daher ein geringeres Fehlerpotenzial aufweisen. Aus diesen Gründen findet keine Validierung von Sensor- und Aktorparametern statt. Falls doch ein Fehler in diesen Parametern vorhanden ist, können die im Folgenden beschriebenen Verfahren zwar einen Parametrierungsfehler detektieren, verwerfen diesen jedoch durch die hier getroffenen Annahmen auf die Zweiginformationen.

Die Eigenschaften der Netz- und der Anschlussknoten haben einen sekundären Einfluss auf die Niederspannungsautomatisierung. Die Netzzustandsidentifikation benötigt diese Informationen für die Schätzung der Bezugs- und Einspeiseleistung der einzelnen Anschlussknoten. Ein Fehler in dieser Parametrierung reduziert die Genauigkeit der Netzzustandsidentifikation, wobei alle aufgenommen Messwerte trotzdem korrekt genutzt werden. Diese Ungenauigkeit kann für bestimmte Netznutzungssituationen und einer ungünstigen Falschparametrierung zum einen zur Nicht-Detektion von Grenzwertverletzungen und zum anderen zur Detektion einer Grenzwertverletzung ohne tatsächlich vorliegenden Grenzwertverletzung führen. Dies ist jedoch nur bei einer Verkettung von vielen Bedingungen der Fall. Somit ist der Einfluss dieser Parameter als eher gering einzustufen. Zusätzlich ist eine Validierung dieser Parameter nur bedingt möglich, da zum einen keine detaillierten Informationen über den Anschlussknoten vorliegen und zum anderen lediglich aggregierte Messwerte zur Verfügung stehen. Diese Bedingungen werden durch die Ausbringung von Smart Metern grundlegend verändert, sodass zukünftig Funktionen auch diese Parameter validieren können. Aus diesen Gründen werden in dieser Arbeit Parameter der Netz- und Anschlussknoten nicht weiter berücksichtigt.

Die Parametrierung des Transformator-knotens hat einen starken Einfluss auf die Niederspannungsautomatisierung. Der Transformator ist der Übergabepunkt von der Mittel- zur Niederspannungsebene. Der Knoten auf der Mittelspannungsebene wird als Slack-Knoten der Leistungsflussberechnung benötigt bzw. fungiert als Berechnungsgrundlage. Die thermische Begrenzung des Transformators wird ebenfalls für die Ansteuerung von Aktoren zur Vermeidung der Transformatorüberlast benötigt. Somit ist dieser Parameter essenziell für die Niederspannungsautomatisierung und muss korrekt sein. Insbesondere durch eine falsche Knoteninformation wird das gesamte Netzabbild verändert, sodass ggf. keine Leistungsflussberechnung durchgeführt werden kann bzw. fehlerhafte Ergebnisse der Leistungsflussberechnung zu inkorrekten Regelungseingriffen führen. Auch die Transformatorinformation ist somit essenziell für die Niederspannungsautomatisierung und muss für belastbare Ergebnisse korrekt sein. Eine Validierung ist bedingt möglich, wird jedoch in dieser Arbeit nur indirekt verfolgt, da eine Validierung durch Betrachtung von einem visuell aufgearbeiteten Netzabbild einfach durchgeführt werden kann und in der Regel lediglich eine sehr geringe Anzahl an Transformatoren zu parametrieren ist.

Neben den dargestellten Knoteninformationen sind ebenfalls die Zweiginformationen zu berücksichtigen. Die Schalterstellungen werden durch eine Topologiedetektion kontinuierlich überwacht und bei Schaltmaßnahmen nachgepflegt, sodass stets eine Validierung der Schalterstellungen erfolgt. Somit sind diese Informationen bereits validiert und etwaige Fehlinformationen können im Betrieb der Niederspannungsautomatisierung detektiert und angepasst werden. Die weiteren Zweiginformationen (Leitungsbelag und –länge) werden derzeit nach [15] nicht überprüft bzw. im Betrieb validiert. Diese Informationen haben einen Einfluss auf die Netzzustandsüberwachung und auf die Ansteuerung von Aktoren, da das Netzabbild schematisch korrekt ist, aber die elektrischen Eigenschaften eine Diskrepanz aufweisen. Insbesondere können diese Informationen nicht visuell validiert werden und basieren auf einer Digitalisierung, welche durch die Verlegeart nur bedingt reproduzierbar ist. Das Netzmodell ist somit von der Dokumentation abhängig, welche sukzessive erfasst und digitalisiert wurde. Insbesondere die Spannungscharakteristik und die Strombelastbarkeit der Zweige können bei Fehlern im Rahmen der Digitalisierung deutlich von der Realität abweichen. Zusätzlich stellen die Leitungen den größten Anteil von Betriebsmitteln im Niederspannungsnetz dar, sodass hier durch die beschriebenen Punkte ein enormes Fehlerpotenzial besteht.

Im Folgenden werden Verfahren vorgestellt, welche diese Zweiginformationen im Betrieb der Niederspannungsautomatisierung validieren. Dabei wird nicht zwischen Leitungsbelag und –länge unterschieden, sondern lediglich das Produkt dieser Parameter validiert.

4.2. Verfahren zur Detektion von fehlerhaften Netzparametern

Eine Validierung der Zweiginformationen kann durch unterschiedliche Verfahren und Berechnungsgrundlagen durchgeführt werden. Im Folgenden werden zwei verschiedene Möglichkeiten zur Validierung der Zweiginformationen beschrieben.

Dabei stellt das erste Verfahren lediglich eine rudimentäre Validierung dar, welche auf Basis von Messdaten inkonsistente Zweiginformationen detektieren kann. Das zweite Verfahren nutzt gemessene Leistungsänderungen durch z. B. Aktoransteuerungen, um die Zweiginformationen aktiv zu validieren.

4.2.1. Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik

Das erste Verfahren nutzt zur Validierung der Zweiginformationen die gemessenen Spannungswerte an allen Sensoren und Aktoren. Im ersten Schritt werden die Spannungsmesswerte klassifiziert und einander zugeordnet, sodass benachbarte messtechnisch erfasste Standorte gruppiert werden. Neben einer elektrischen Verbindung benötigt das Verfahren eine Spannungsabhängigkeit der beiden Knoten.

Somit müssen die Knoten eine gewisse Sensitivität zueinander aufweisen. Z. B. sind alle Verbindungen über den Niederspannungsknoten des Transformators und verstärkte Netzabschnitte mit Parallelleitungen auszusortieren. Auf Basis dieser Gruppierung bzw. Zuordnung werden die Spannungsmesswerte analysiert und zur Validierung genutzt.

Die bereits beschriebene Netzzustandsidentifikation kann durch die Ausnutzung verschiedener Daten und Funktionen die aktuelle Leistung jedes Knoten abschätzen. Diese Abschätzung kann neben den realistisch zu erwartenden Leistungswerten ebenfalls Minima bzw. Maxima für jeden Knoten identifizieren. Diese Leistungsabschätzung wird genutzt, um die Spannungsdifferenz zwischen den beiden Knoten zu berechnen. Dafür wird eine gemessene Spannung als Berechnungsgrundlage genutzt und die zweite gemessene Spannung als Validierungsgröße verwendet.

Dies wird exemplarisch durch das in Abbildung 4-1 dargestellte Netzabbild illustriert. Die Netzzustandsidentifikation ermittelt eine minimale, maximale und realistische Leistung für die Knoten 2, 3, 4 und 5. Dies geschieht auf Basis der vorhandenen Knoteneigenschaften. Je mehr Eigenschaften zur Verfügung stehen, umso besser kann die Netzzustandsidentifikation Leistungswerte ermitteln. Auf Basis der messtechnisch erfassten Summenleistung, können zur Bestimmung der einzelnen Leistungswerte diverse Verteilungsfunktionen genutzt werden. In [15, 52, 137] sind solche Ansätze konkretisiert. Für den nicht dargestellten Fall, dass PV-Anlagen installiert sind, werden diese Einspeiseleistungen ebenfalls berücksichtigt. Die gemessene Spannung an Knoten 1 wird als Referenzspannung genutzt, sodass für Knoten 6 durch die drei geschätzten Leistungswerte eine minimale, maximale und realistische Spannung berechnet werden kann. Die Validierung der Zweiginformationen durch die Bewertung der Spannungscharakteristik benötigt keine aktive Leistungsanpassung, welche in Abbildung 4-1 am Knoten 6 dargestellt ist. Diese wird im nächsten Abschnitt verwendet, sodass die Leistungsanpassung derzeit vernachlässigt wird und lediglich die sich einstellende Spannung an Knoten 6 von Bedeutung ist.

Mittelspannungsnetz

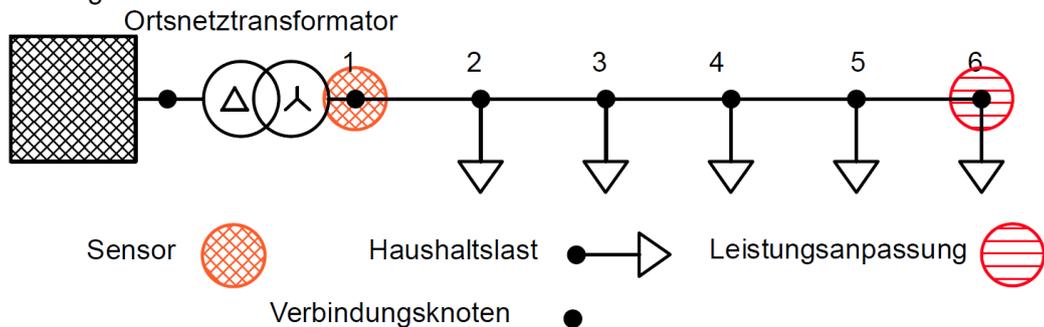


Abbildung 4-1 Netzabschnitt zur Online Validierung [grafische Darstellung PSS@SINCAL]

Abbildung 4-2 stellt den Betrag des Spannungsverlaufs einer Phase für diesen Netzzweig dar und verdeutlicht den Spannungsabfall für die drei Berechnungsvarianten. Die im Folgenden beschriebenen Verfahren werden für jede Phase separat durchgeführt. Die Darstellung und Validierung der Verfahren werden lediglich für eine Phase aufgeführt. In Abbildung 4-2 ist die Spannung auf der Ordinate aufgetragen und die Knoten des Netzzweiges auf der Abszisse.

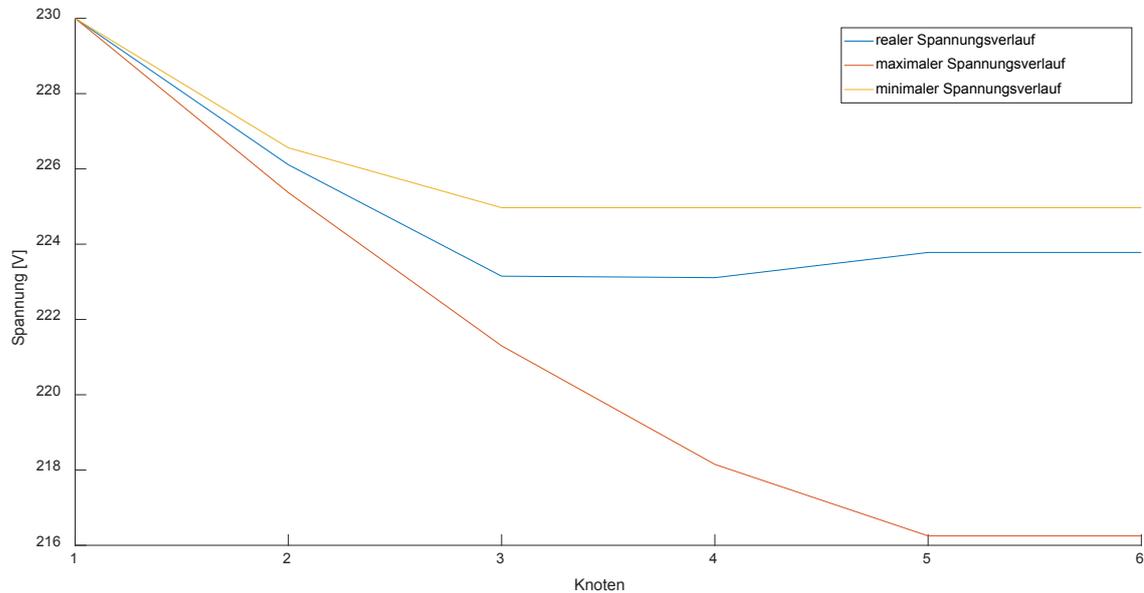


Abbildung 4-2 Spannungsverlauf der drei Berechnungsvarianten der Netzzustandsidentifikation

Die an Knoten 6 gemessene Spannung wird mit den drei Berechnungsergebnissen verglichen. Dazu wird zuerst das mögliche und zulässige Spannungsband für Knoten 6 definiert, welches sich zwischen der minimalen und maximalen Spannung am Knoten 6 befindet. Sobald sich der gemessene Spannungswert nicht in dem zuvor berechneten Spannungsband befindet, wird eine Inkonsistenz der Zweiginformationen detektiert. Ist die gemessene Spannung größer als die maximale Spannung der Berechnungsvarianten, so ist die Summe der Leitungsimpedanzen zwischen Knoten 1 und 6 größer parametrisiert als im Feld tatsächlich vorhanden. Dies kann zum einen durch zu lange Leitungsabschnitte oder zum anderen durch zu große Leitungsbeläge verursacht werden. Bei einem gemessenen Spannungswert unterhalb der minimalen Spannung der Berechnungsvarianten ist der Fehler der Parametrierung entgegengesetzt.

Abbildung 4-3 verdeutlicht diesen Zusammenhang und stellt die zu validierende Größe dar. Auf der Ordinate wird die Spannung an Knoten 6 aufgetragen in Abhängigkeit zu dem Fehler der Parametrierung auf der Abszisse. Der Fehler der Parametrierung ist relativ zu den tatsächlich installierten Leitungen. Der Fehler ist durch eine relative Adaption der Leitungslänge durchgeführt und stellt somit eine symmetrische Fehlparametrierung dar. Zusätzlich sind die zwei zuvor berechneten Spannungswerte als Grenzwerte bzw. Spannungsband aufgetragen.

Diese Abbildung verdeutlicht, dass durch eine Berücksichtigung der minimalen und maximalen Spannung für diese Netznutzungssituation eine Inkonsistenz von -16% bzw. $+85\%$ detektiert werden kann, da ansonsten die maximale Spannung über- bzw. die minimale Spannung unterschritten wird. Für den konkreten Fall würde somit detektiert werden, wenn alle Leitungsabschnitte zwischen Knoten 1 und 6 um 85% länger bzw. 16% kürzer parametrieren sind als tatsächlich installiert. Dies verdeutlicht bereits, dass dieses Verfahren lediglich für die Detektion von gravierenden Abweichungen in der Parametrierung genutzt werden kann. Zusätzlich stellt die Abbildung die Abhängigkeit von der aktuellen Netznutzungssituation und der Spannungscharakteristik für dieses Beispiel dar.

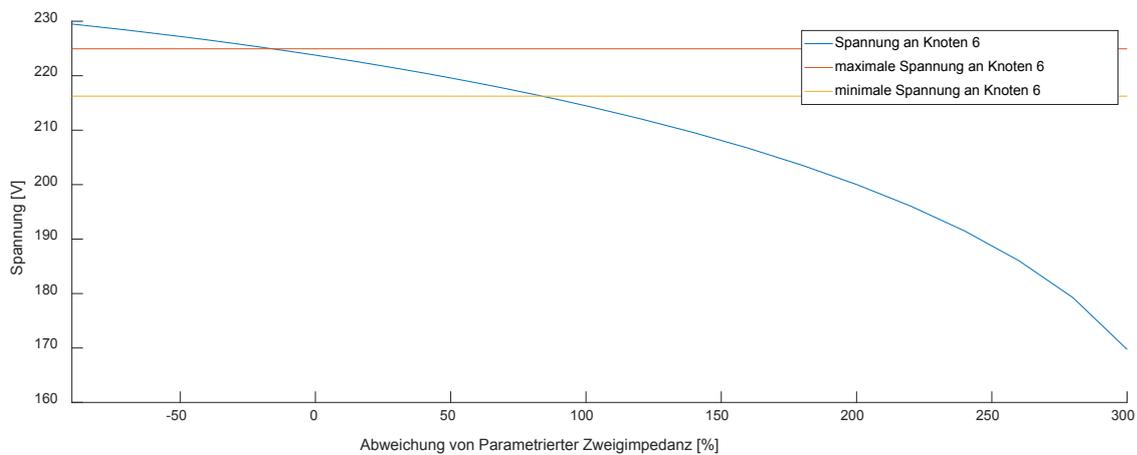


Abbildung 4-3 Vergleich Spannungsband zur Spannung an Knoten 6 (Beispielnetz Abbildung 4-1)

Dabei ist zu berücksichtigen, dass lediglich der gesamte Leitungsabschnitt zwischen den Sensoren validiert werden kann und somit alle einzelnen Zweiginformationen zu überprüfen sind. Sollte keine grobe Unstimmigkeit auf den ersten Blick identifiziert werden können, ist eine detailliertere Analyse durchzuführen. Zum einen können alle vorhandenen Zweiginformationen genutzt werden, um die Inkonsistenz einzugrenzen und zum anderen kann durch eine Variation der einzelnen Leitungslängen mit Hilfe von Leistungsflussberechnungen eine mögliche Gesamtlänge des Zweiges identifiziert werden. Dafür werden die aus der Netzzustandsidentifikation ermittelten Leistungen den Knoten zugeordnet und die Leitungslängen angepasst, bis der gemessene Spannungswert als Ergebnis der Leistungsflussberechnung ermittelt wird. Dieses Berechnungsergebnis kann dazu genutzt werden eine gesamte Anpassung der Zweiginformationen zu berechnen, welche wiederum auf die einzelnen Zweiginformationen umzurechnen ist. Die gesamte Anpassung kann relativ einfach durchgeführt werden, wobei eine Veränderung der einzelnen Leitungslängen oder Leitungsbeläge die elektrische Diskrepanz auflösen würde. Bei einer relativen Anpassung der Leitungslängen kann die Inkonsistenz im Gesamtkontext gelöst werden.

Jedoch wird zum einen der Spannungsverlauf des Zweiges verändert und zum anderen wird der Bezug zum realen Netz reduziert. Dies kann für weitere Netznutzungssituationen zu unrealistischen Spannungsverläufen und zusätzlich zu einer verzerrten Darstellung des Netzabbildes führen. Ebenfalls können die Zweiginformationen messtechnisch erfasst werden, wenn das Verfahren eine Inkonsistenz detektiert hat.

Das dargestellte Verfahren stellt eine rudimentäre Validierung der Zweiginformationen dar, welche durch die Analyse der Spannungsmesswerte realisiert werden kann. Insbesondere ist dieses Verfahren von der Netzzustandsidentifikation abhängig, da diese die Grenzwerte ermittelt. Die Netzzustandsidentifikation kann die Grenzwerte auf Basis verschiedener Eingangsdaten und Berechnungsgrundlagen bestimmen. Insbesondere die Berücksichtigung von Smart Meter Daten kann die Grenzwerte detaillieren und somit ein deutlich geringeres Toleranzband zwischen minimaler und maximaler Spannung bestimmen. Somit würde das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen von dieser Anpassung bzw. Verbesserung der Netzzustandsidentifikation stark profitieren.

Neben dieser rudimentären Analyse der Spannungsmesswerte kann eine detaillierte Validierung der Zweiginformationen auf Basis von gemessenen Leistungsänderungen durchgeführt werden. Dieses Verfahren wird im Folgenden beschrieben.

4.2.2. Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen

Das zweite Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen basiert ebenfalls auf einem Vergleich von berechneten und gemessenen Spannungswerten. Dabei werden jedoch Spannungsmesswerte von zwei aufeinanderfolgenden Berechnungszyklen verwendet, da als Reaktion auf eine messtechnisch erfasste Leistungsänderung die sich einstellende Spannungsänderung zum einen berechnet und zum anderen gemessen werden kann. Die berechnete Spannungsänderung und die messtechnisch erfasste Spannungsänderung werden verglichen. Bei einer großen Diskrepanz dieses Vergleiches ist eine Inkonsistenz der Zweiginformation detektiert. Abbildung 4-1 stellt einen Zweig dar, welcher eine Validierung zulässt, da an einem Knoten (Knoten 6) eine Leistungsänderung messtechnisch erfasst wird und ebenfalls ein weiterer Sensor (Knoten 1) den Einfluss der Leistungsänderung messtechnisch erfasst. Als Bedingung des Verfahrens kann eine messtechnische Erfassung einer Leistungsänderung und deren Einfluss definiert werden. Die validierten Zweiginformationen befinden sich demnach stets zwischen Leistungsänderung und Sensor (Zwischen Knoten 1 und 6).

Die Leistungsänderung bedingt eine Spannungsänderung an allen dargestellten Knoten, welche zum einen durch eine Leistungsflussberechnung oder zum anderen durch die in Kapitel 3 vorgestellte Sensitivitätsanalyse ermittelt werden kann. Diese berechnete Spannungsänderung wird mit der messtechnisch erfassten Spannungsänderung verglichen.

Bei einer zu großen Abweichung besteht eine signifikante Diskrepanz zwischen Parametrierung und Realität. Die in Abschnitt 4.2.1 dargestellten Abhängigkeiten der elektrischen Eigenschaften und der einzelnen Zweiginformationen bleiben gültig.

Neben einer messtechnisch erfassten Leistungsänderung ist eine Sensitivität auf den Sensor erforderlich, sodass die Leistungsänderung auch eine erfassbare Spannungsänderung verursacht. Aus diesem Grund müssen auch in diesem Verfahren zu Beginn Klassen gebildet werden, die darstellen, welche Sensoren und Aktoren eine Validierung der dazwischenliegenden Zweiginformationen zulassen. Die Leistungsänderung aus Abbildung 4-1 an Knoten 6 hat einen Einfluss auf die Spannungsmesswerte von Knoten 6 und Knoten 1. Dieser Einfluss weist eine Abhängigkeit zu den Zweiginformationen zwischen Knoten 1 und 6 auf. Insbesondere die Spannungscharakteristika von Knoten 1 und 6 sind entscheidend dafür, welchen Einfluss eine Leistungsänderung auf die Spannung der Knoten aufweist. Dies ist mit den in Abschnitt 3.4.2 dargestellten Zusammenhänge zu vergleichen.

Für die Validierung ist die Ursache und Art der Leistungsänderung irrelevant, sodass stets eine messtechnisch erfasste Leistungsänderung genutzt werden kann. Somit agiert das Verfahren in einem passiven und aktiven Verhalten.

Das passive Verhalten identifiziert eine messtechnisch erfasste Leistungsänderung, welche beispielsweise durch das An- bzw. Abschalten von großen Applikationen oder durch einen plötzlichen Leistungseinbruch von PV-Anlagen verursacht wird. Auch werden Leistungsanpassungen genutzt, welche durch eine Aktoransteuerungen zur Lösung von kritischen Netznutzungssituationen durchgeführt werden.

Das aktive Verhalten hingegen verursacht durch die gezielte Ansteuerung von Aktoren relevante Leistungsanpassungen, sodass Messwerte zur Validierung aktiv zur Verfügung gestellt werden. Dabei werden die Ansteuerungen im Vorfeld analysiert und durch die in Kapitel 3 beschriebene Sensitivitätsanalyse abgeschätzt, um keine Grenzwertverletzungen zu verursachen. Sobald eine relevante messtechnisch erfasste Leistungsänderung auftritt, arbeiten beide Ausprägungen identisch. Abbildung 4-4 stellt einen Ablaufplan des Verfahrens und den Unterschied zwischen aktiven und passiven Verhalten dar.

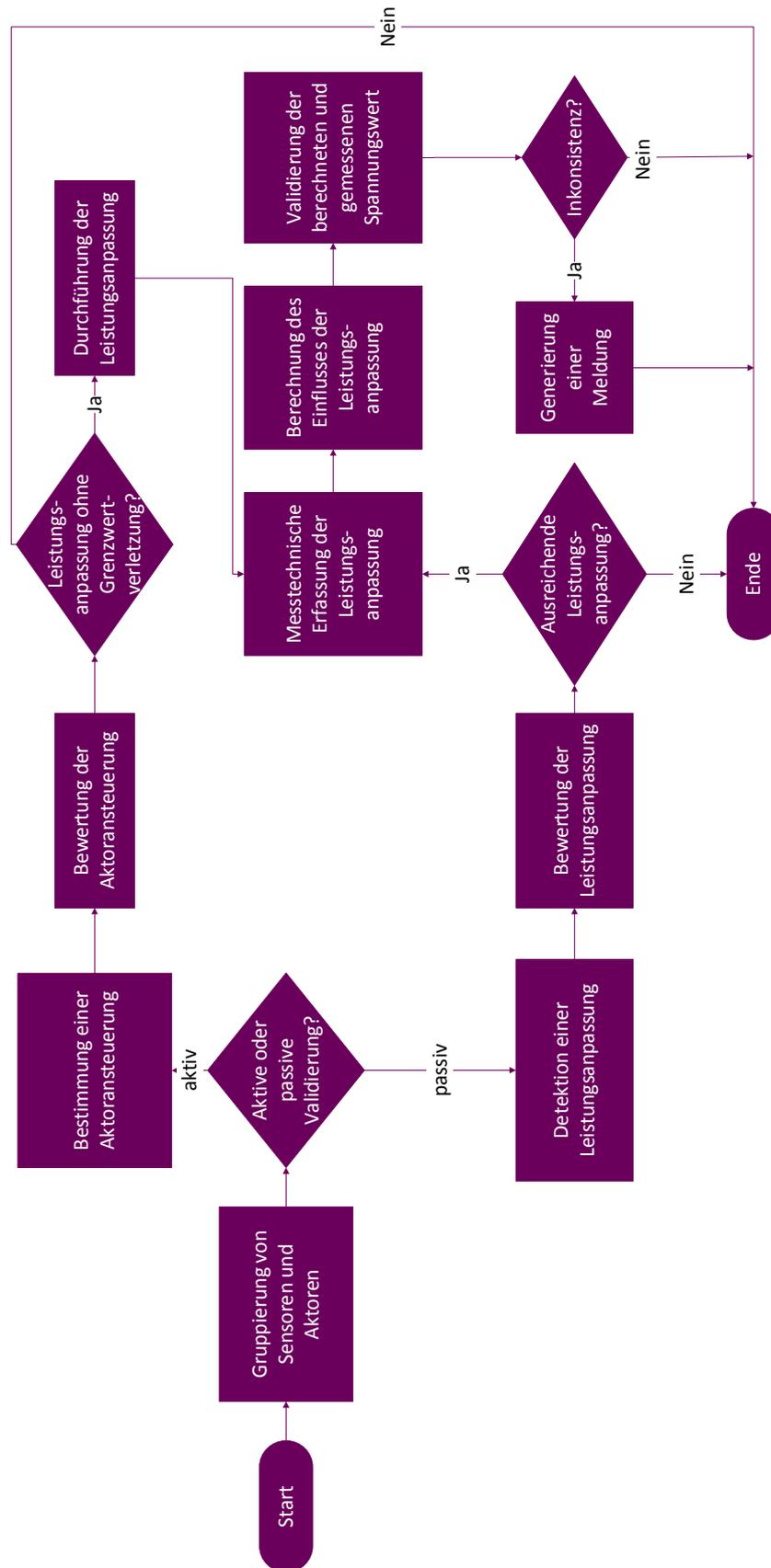


Abbildung 4-4 Flussdiagramm der Validierung von Zweiginformationen durch Leistungsänderungen

Die messtechnisch erfasste Leistungsänderung wird durch die gemessenen Spannungsmesswerte der Sensoren ergänzt, sodass die Spannungswerte vor der Leistungsänderung bekannt sind. Auf Basis der in Kapitel 3 dargestellten Funktion, wird die sich einstellende Spannung bedingt durch die Leistungsänderung an den Sensoren ermittelt. Nach der tatsächlichen Leistungsänderung werden die sich einstellenden Spannungen messtechnisch erfasst und mit den zuvor berechneten Spannungen verglichen. Wenn diese beiden Spannungen eine große Abweichung voneinander aufweisen, deutet dies auf eine Inkonsistenz der Zweiginformation hin. Die Berechnung der sich einstellenden Spannung berücksichtigt die messtechnisch erfasste Leistungsänderung, jedoch können auch die weiteren Knoten eine Leistungsänderung aufweisen. Diese Ungenauigkeit kann durch die Integration von Smart Metern in Zukunft einbezogen werden, ist jedoch zum derzeitigen Zeitpunkt nicht möglich. Aus diesem Grund muss die Diskrepanz von berechneter zu gemessener Spannung eine Mindestabweichung aufweisen, sodass eine Inkonsistenz tatsächlich detektiert werden kann. Zusätzlich ist in der Praxis mit Messfehlern zu rechnen, welche ebenfalls in die Mindestabweichung einfließen. Aus diesen Gründen weist dieses Verfahren Ungenauigkeiten auf, kann jedoch kleinere Inkonsistenzen als das in Abschnitt 4.2.1 vorgestellte Verfahren detektieren. Im nächsten Abschnitt werden die beiden Verfahren evaluiert und bewertet.

4.3. Bewertung und Evaluierung der Verfahren

Im Folgenden werden die beiden vorgestellten Verfahren nach Abschnitt 4.2.1 bzw. Abschnitt 4.2.2 durch die Durchführung von einer Vielzahl an Szenarien bewertet und die Verfahrensgrenzen beschrieben.

4.3.1. Testszenarien

Alle Szenarien werden für das Testnetz, welches in Abbildung 4-1 dargestellt ist, durchgeführt. Die Spannungscharakteristik wird für die Spannungsmesswerte an Knoten 1 und 6 analysiert. Die Leistungsanpassung wird an Knoten 6 variiert und ebenfalls beide Spannungsmesswerte für die Validierung der Zweiginformationen verwendet. Zur Durchführung einer Validierung der Zweiginformationen wird eine Berechnung auf Basis der originalen Zweiginformationen durchgeführt. Anschließend werden die Zweiginformationen variiert, sodass Vergleichswerte zur Verfügung stehen. Die Zweiginformation wird in 10 % Schritten von -90 % bis +100 % der originalen Zweiginformation adaptiert. Diese Variation lässt die Ermittlung der Detektionsschwelle zu.

Neben diesen Anpassungen der Zweiginformationen wird die Spannungsstabilität des vorgelagerten Netzes angepasst. Dazu werden verschiedene Leitungsabschnitte zwischen dem Niederspannungsknoten des Ortsnetztransformators und Knoten 1 ergänzt. Dies führt zu verschiedenen Spannungsstabilitäten des Zweiges.

Durch die Wahl von vier verschiedenen Leitungsabschnitten, kann das Testnetz in real existierende Niederspannungszweige transformiert werden. Somit können auf Basis des einfachen Testnetzes allgemeingültige Aussagen abgeleitet werden, da in realen Niederspannungsnetzen stets Niederspannungszweige zu finden sind, welche für beide Verfahren separat zu berücksichtigen sind. Durch die Variation der vier verschiedenen Admittanzen wird die Spannungsstabilität bzw. -instabilität variiert. Dies ermöglicht zusätzlich die Darstellung unterschiedlicher Abhängigkeiten.

Für das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik (Abschnitt 4.2.1) werden zehn verschiedene Netznutzungssituationen unter Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Leitungsabschnittsergänzung berechnet.

Die Netznutzungssituationen unterscheiden sich in der Leistungsverteilung, der Blindleistungsbilanz und in der gesamten Netzauslastung, sodass diese Abhängigkeiten aufgeführt werden können. Insgesamt werden 80 Szenarien berechnet und für die Validierung genutzt.

Für das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderung (Abschnitt 4.2.2) werden dieselben Netznutzungssituationen und Variation der Netzparameter verwendet. Zusätzlich wird eine Leistungsanpassung an Knoten 6 durchgeführt. Zur Darstellung des Einflusses der Leistungsanpassung wird diese in 2 kW Schritten von 0 bis 40 kW variiert, somit ergeben sich für dieses Verfahren 800 Szenarien. Tabelle 4-1 stellt einen Überblick zu den Variationen und der Vielzahl der Szenarien dar.

Tabelle 4-1 Szenarienvariation zur Bewertung und Evaluierung der Verfahren

Netznutzungssituation: <ul style="list-style-type: none"> - Geringe Wirkleistungsbelastung - Mittlere Wirkleistungsbelastung - Starke Wirkleistungsbelastung - Geringe Blindleistungsbelastung - Mittlere Blindleistungsbelastung - Starke Blindleistungsbelastung - Probabilistische Scheinleistungsbelastung (Sommer) - Probabilistische Scheinleistungsbelastung (Herbst) - Probabilistische Scheinleistungsbelastung (Winter) - Probabilistische Scheinleistungsbelastung (Frühling) 	Netzverknüpfung: <ul style="list-style-type: none"> - Sehr stark (sehr geringe Admittanz) - Stark (geringe Admittanz) - Schwach (große Admittanz) - Sehr schwach (sehr große Admittanz)
	Zweiginformation: <ul style="list-style-type: none"> - - 90 % bis +100 % in 10 % Schritten relative Abweichung zur installierten Leitungslänge
	Leistungsanpassung an Knoten 6: <ul style="list-style-type: none"> - +2 kW bis + 40 kW in 2 kW Schritten

Im Folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Szenarien dargestellt und die beiden Verfahren bewertet.

4.3.2. Bewertung der Verfahren

Das in Abbildung 4-1 dargestellte Testnetz und die in Abschnitt 4.3.1 beschriebene Simulationsvariation werden zur Bewertung der beiden Verfahren genutzt.

Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik

Zuerst werden die Ergebnisse des Verfahrens zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik vorgestellt. Wie in Abbildung 4-3 wird die Spannung, welche sich durch die fehlerhafte Zweigparametrierung ergibt, mit den zuvor durch die Netzzustandsidentifikation berechneten minimalen und maximalen Spannungen am Sensor verglichen. Die folgenden Abbildungen stellen diesen Kontext dar. Dabei sind stets die ermittelte minimale und maximale Spannung am Knoten aufgetragen. Diese Spannung ist unabhängig von der Abszisse, welche die relative Abweichung zur installierten Leitungslänge der Leitungsabschnitte darstellt. Neben diesen Spannungen wird die gemessene Spannung aufgetragen, welche sich für die unterschiedlichen Zweiginformationen einstellt.

Die Szenarienanalyse zeigt auf, dass das Verfahren zum einen stark von der Spannungsstabilität des betrachteten Knotens abhängt und zum anderen eine Abhängigkeit zur Netznutzungssituation besteht. Abbildung 4-5 zeigt die Spannungscharakteristik für einen spannungsstabilen Knoten (Knoten 1 bei sehr starker Netzverknüpfung). Für diesen kann das Verfahren eine Inkonsistenz der Zweiginformation nicht identifizieren. Zusätzlich zeigt diese Abbildung, dass durch einen Fehler der Zweiginformationen nur minimale Spannungsabweichungen auftreten. Aus diesem Grund hat das Verfahren keine Möglichkeit eine Inkonsistenz zu identifizieren.

Abbildung 4-6 zeigt für die gleiche Netznutzungssituation die Spannungscharakteristik für einen spannungsinstabilen Knoten (Knoten 6 bei schwacher Netzverknüpfung). Für dieses Szenario kann das Verfahren bereits eine Inkonsistenz der Zweiginformation identifizieren, wenn diese kleiner -40% bzw. größer $+90\%$ sind. Der Vergleich von Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6 verdeutlicht somit die Abhängigkeit des Verfahrens zur Spannungsstabilität des Knotens. Je größer die Spannungsabweichung durch die fehlerhafte Zweiginformation ist, umso besser kann das Verfahren Inkonsistenzen identifizieren.

Abbildung 4-7 zeigt die Spannungscharakteristik für einen spannungsinstabilen Knoten (Knoten 6 bei schwacher Netzverknüpfung) und einer verschiedenen Netznutzungssituation (starke Wirkleistungsbelastung). Für dieses Szenario weist das Verfahren die Grenzen -50% bzw. $+40\%$ auf. Die Netznutzungssituation in Abbildung 4-7 weist eine optimale Spannungscharakteristik auf und lässt eine Identifikation von positiven und negativen Inkonsistenzen zu.

Der Vergleich von Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7 verdeutlicht den Einfluss der Netznutzungssituation auf das Verfahren. Da die Netznutzungssituation ebenfalls einen Einfluss auf die Spannungscharakteristik aufweist, muss diese berücksichtigt werden.

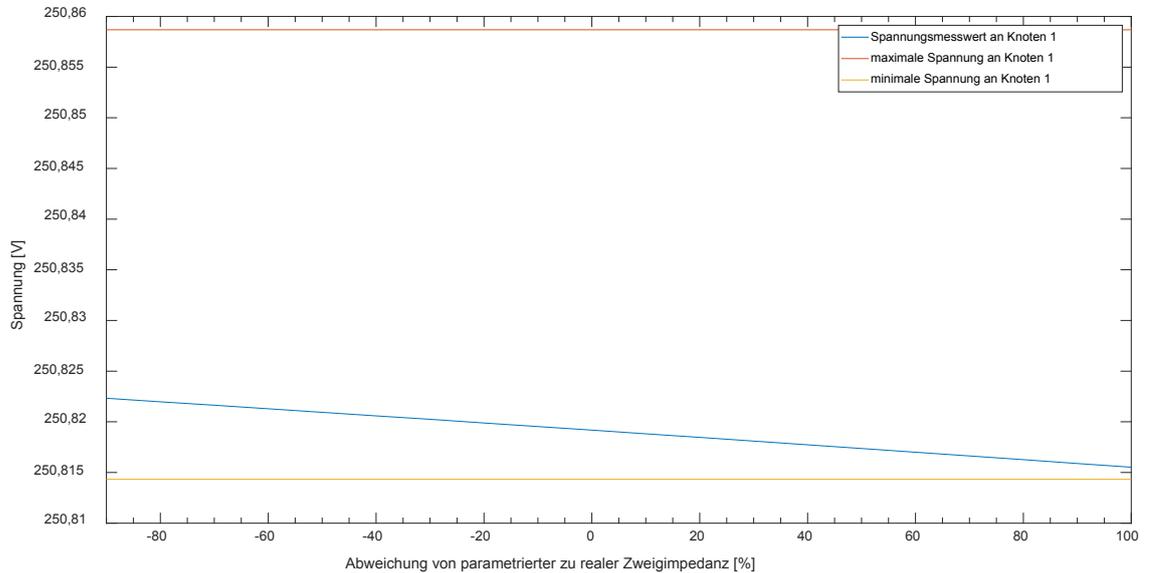


Abbildung 4-5 Verfahrensgrenze (Knoten 1, starke Netzverknüpfung, geringe Wirkleistungsbelastung)

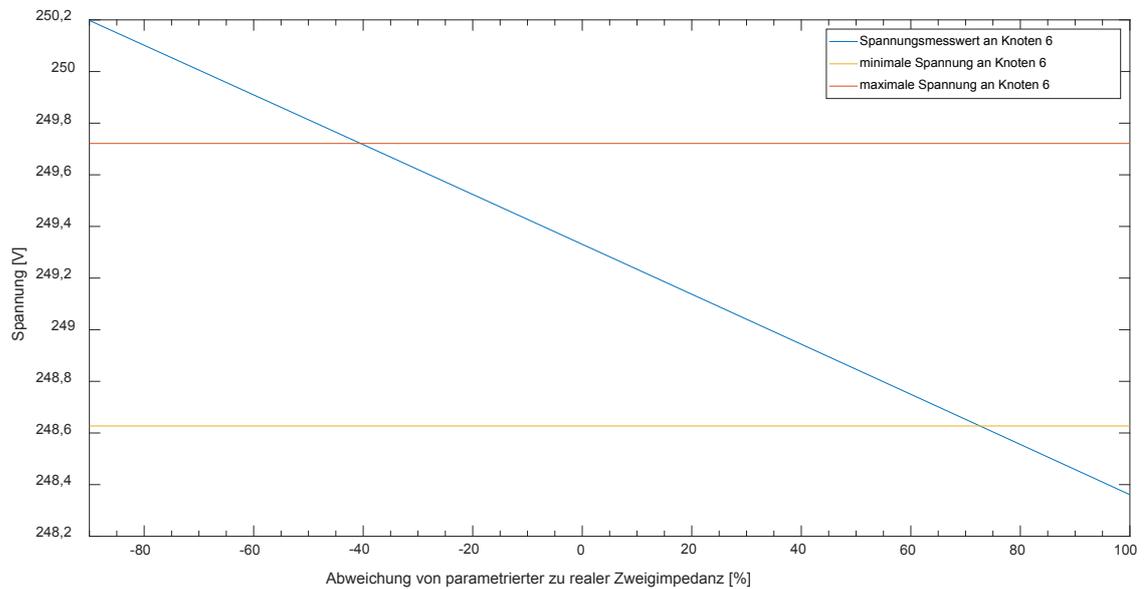


Abbildung 4-6 Verfahrensgrenze (Knoten 6, schwache Netzverknüpfung, geringe Wirkleistungsbelastung)

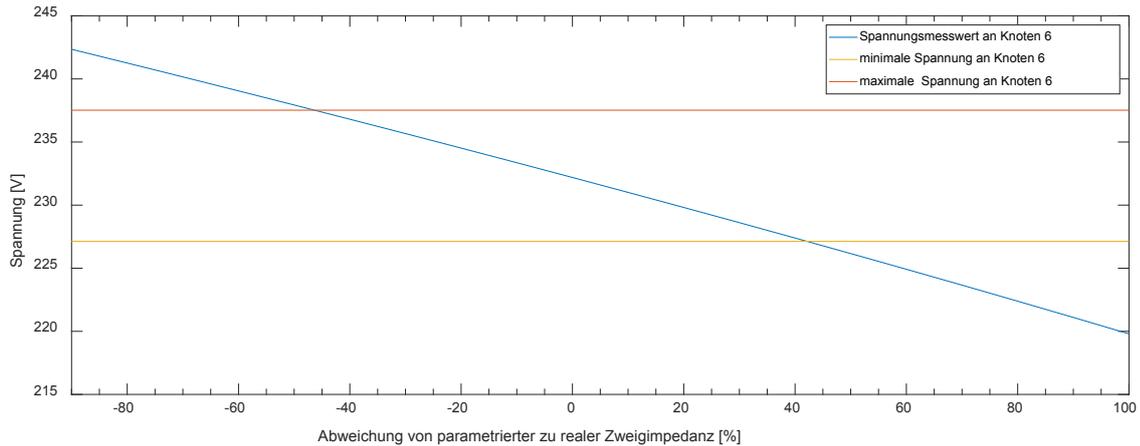


Abbildung 4-7 Verfahrensgrenze (Knoten 6, schwache Netzverknüpfung, starke Wirkleistungsbelastung)

Insgesamt führen die Szenarien auf, dass das Verfahren von der Netznutzungssituation und der Spannungsstabilität des Knotens abhängig ist. Über alle Szenarien konnte im Mittel eine positive Abweichung von + 60 % und eine negative Abweichung von – 40 % identifiziert werden (Abweichung von parametrierter zu realer Zweigimpedanz). Abbildung 4-8 und Abbildung 4-9 zeigen die Häufigkeitsverteilung der detektierten Inkonsistenzen des Verfahrens zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik. Dabei zeigt Abbildung 4-8 die Häufigkeitsverteilung für alle Szenarien an Knoten 1 und 6. Abbildung 4-9 berücksichtigt alle Szenarien lediglich für Knoten 6. Auch die Häufigkeitsverteilung bestätigt die große Abhängigkeit zur Spannungsstabilität des Knotens. Insgesamt wird durch die Häufigkeitsverteilung dargestellt, dass eine Inkonsistenz von + 40 % bzw. – 40 % durch das Verfahren am Häufigsten identifiziert wird.

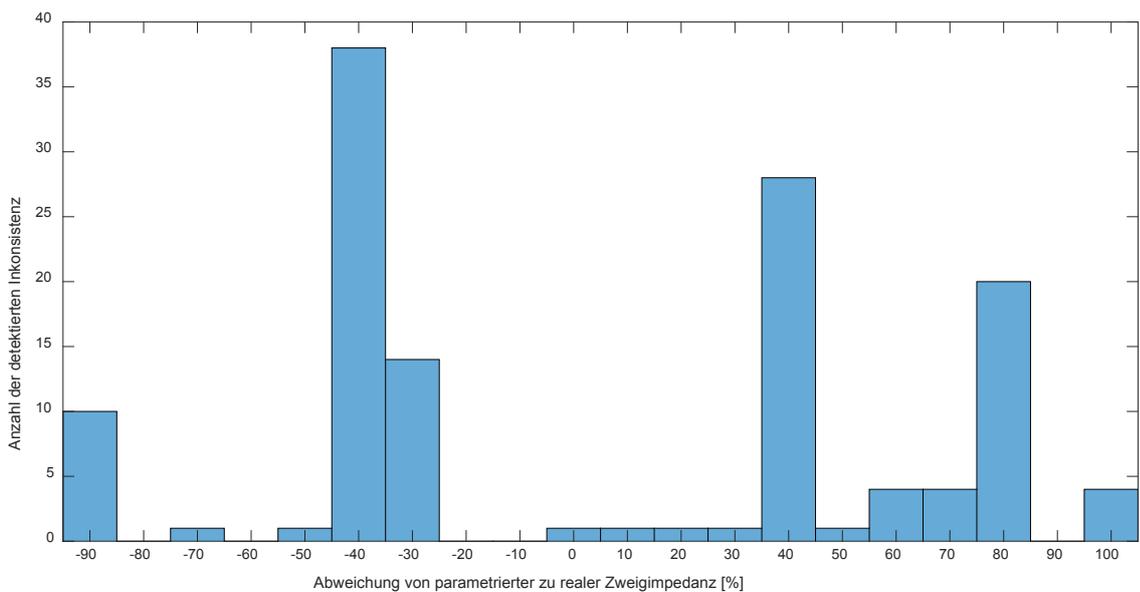


Abbildung 4-8 Häufigkeitsverteilung der detektierten Inkonsistenzen für die Knoten 1 und 6

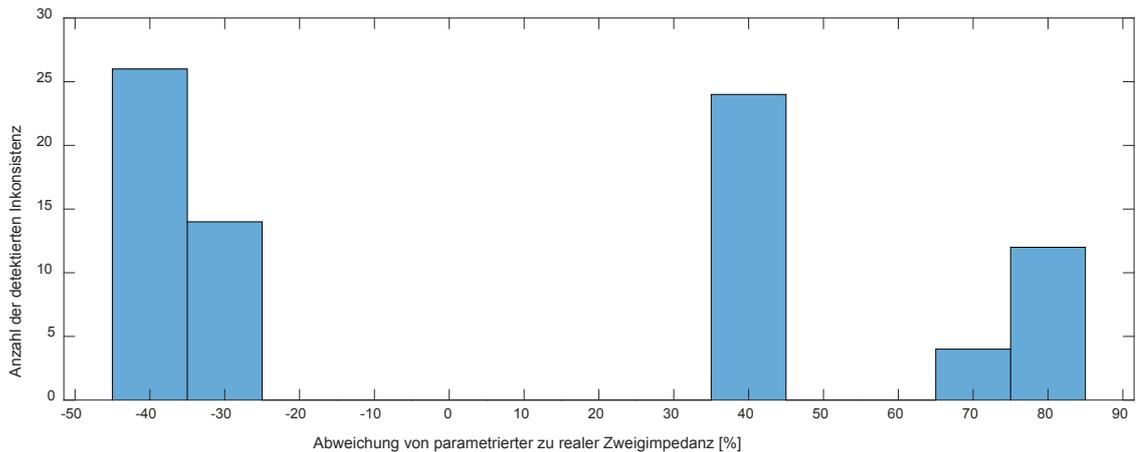


Abbildung 4-9 Häufigkeitsverteilung der detektierten Inkonsistenzen für den Knoten 6

Neben der Abhängigkeit zur Spannungsstabilität des Knotens, wurde ebenfalls eine Abhängigkeit zur Netznutzungssituation identifiziert. Der Einfluss der Netznutzungssituation wird zum einen durch den Einfluss auf die Spannungscharakteristik verursacht und zum anderen durch die Abhängigkeit der Netzzustandsidentifikation. Die Netzzustandsidentifikation ermittelt die minimale und maximale Spannung für den Knoten, wobei eine Diskrepanz zwischen geschätzter und tatsächlicher Netznutzungssituation auftreten kann. Diese Diskrepanz ist die Ungenauigkeit der Netzzustandsidentifikation, welche durch die Verteilung der Leistungen auf die Knoten hervorgerufen werden. Die Ungenauigkeit ist von der Netznutzungssituation abhängig. Eine Verbesserung der Netzzustandsidentifikation spiegelt sich somit direkt in der Güte des Verfahrens zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik wider. Selbstlernende Algorithmen, welche auf Basis von künstlicher Intelligenz die Leistungsverteilung durchführen, können für diese Verbesserung genutzt werden. Zusätzlich können die sukzessiv implementierten Smart Meter Messwerte liefern, welche ebenfalls eine Verbesserung bewirken.

Abbildung 4-10 zeigt ein Szenario (Knoten 6 bei starker Netzverknüpfung und einer starken Blindleistungsbelastung), in welchem das Verfahren eine Inkonsistenz identifiziert, obwohl kein Parametrierungsfehler vorliegt. Dies liegt zum einen an dem geringen Spannungsband, der Spannungscharakteristik des Knotens und zum anderen an der Netznutzungssituation, welche nicht korrekt durch die Netzzustandsidentifikation bewertet werden kann. Die Netzzustandsidentifikation bewertet die starke Blindleistungsbelastung falsch, sodass die maximale Spannung bereits ohne Inkonsistenz überschritten ist. Dies führt die große Abhängigkeit zur Netzzustandsidentifikation respektive der Netznutzungssituation auf. Diese drei Punkte können somit als die drei wichtigsten Abhängigkeiten identifiziert werden. Insgesamt kann das Verfahren für die rudimentäre Validierung der Zweiginformationen genutzt werden.

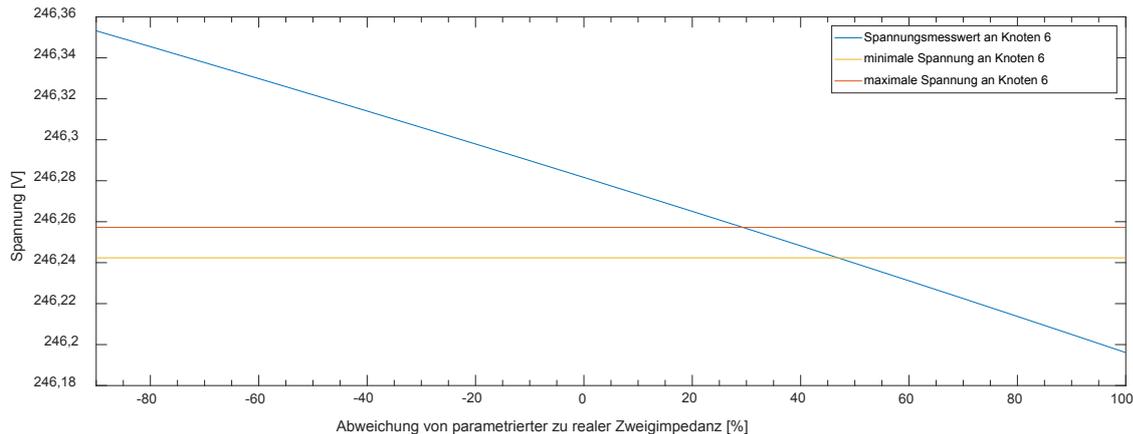


Abbildung 4-10 Verfahrensgrenze (Knoten 6, starke Netzverknüpfung, starke Blindleistungsbelastung)

Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen

Das zweite Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen wird ebenfalls durch die in Tabelle 4-1 aufgeführte Szenarienvariation evaluiert. Auch dieses Verfahren weist eine große Abhängigkeit von der Spannungsstabilität des Knotens auf. Dies wird deutlich bei dem Vergleich von Abbildung 4-11 (Knoten 1 bei sehr starker Netzverknüpfung) und Abbildung 4-12 (Knoten 6 bei sehr schwacher Netzverknüpfung). Die messtechnisch zu erfassende Spannungsabweichung ist auf der Ordinate, die Szenarienvariation auf der Applikate und die relative Abweichung von parametrierter zu realer Zweigimpedanz auf der Abszisse aufgetragen. Die Farbskalierung ist lediglich zur besseren Visualisierung aufgeführt und stellt die Spannungsabweichung ΔU der Ordinate dar, welche unter Berücksichtigung der gemessenen und erwarteten Spannung (U_{Mess} und U_{Est}) nach Formel (4-1) ermittelt werden kann. Aus diesem Grund wird auf eine Farbskalierung verzichtet. Die benötigte Leistungsanpassung wird, wie in Abbildung 4-1 dargestellt, an Knoten 6 durchgeführt, jedoch wird für die Analyse entweder direkt Knoten 6 oder Knoten 1 berücksichtigt. Somit wird stets die Zweigimpedanz von dem Transformatorknoten auf der Niederspannungsseite zum Knoten 1 bzw. 6 validiert. Die Impedanz der Netzverknüpfung aus der Szenarienvariation wird immer mit berücksichtigt. Die Netznutzungssituationen und die Leistungsanpassungen sind in den Szenarien vereint sortiert aufgetragen. Dabei wird die Netznutzungssituation an den Szenarien 1, 21, 41, 61, 81, 101, 121, 141, 161 und 181 auf der Applikate gewechselt. Die Szenarien zwischen diesen Wechsels stellen die ansteigende Leistungsanpassung dar. Somit kann in einer Abbildung zum einen die Abhängigkeit der Leistungsanpassung und zum anderen der Netznutzungssituation aufgeführt werden.

$$\Delta U = |U_{\text{Mess}} - U_{\text{Est}}| \quad (4-1)$$

Für die Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen, muss die gemessene von der erwarteten Spannungsänderung abweichen. Dies muss messtechnisch erfassbar sein, sodass eine gewisse Spannungsabweichung benötigt wird. Aus diesem Grund kann das Verfahren die in Abbildung 4-11 (Knoten 1 bei sehr starker Netzverknüpfung) dargestellt Spannungsabweichung nicht für eine Identifikation von Inkonsistenzen nutzen. Die sich einstellenden Abweichungen sind zu gering. In Abbildung 4-12 ist die Spannungsabweichung für Knoten 6 bei einer sehr schwachen Netzverknüpfung dargestellt. Die sich einstellenden Spannungsabweichungen sind sehr groß und gut messtechnisch zu erfassen.

Beide Abbildungen zeigen lediglich einen geringen Einfluss der Netznutzungssituation, da die 10 Rampen der Netznutzungssituationen ein sehr ähnliches Verhalten aufweisen. Der Vergleich der Abbildungen verdeutlicht jedoch die sehr große Abhängigkeit zur Spannungsstabilität des Knotens. Auch weist die Leistungsänderung einen direkten Einfluss auf die Spannungsabweichung auf. Durch eine Erhöhung der Leistungsanpassung, können auch spannungsstabile Knoten eine ausreichend hohe Spannungsabweichung aufweisen. Dies gilt reziprok für spannungsunstabile Knoten, da diese mit einer geringeren Leistungsanpassung eine ausreichende Spannungsabweichung erfahren. Dabei ist der Einfluss der Leistungsanpassung im Niederspannungsnetz stets zu berücksichtigen.

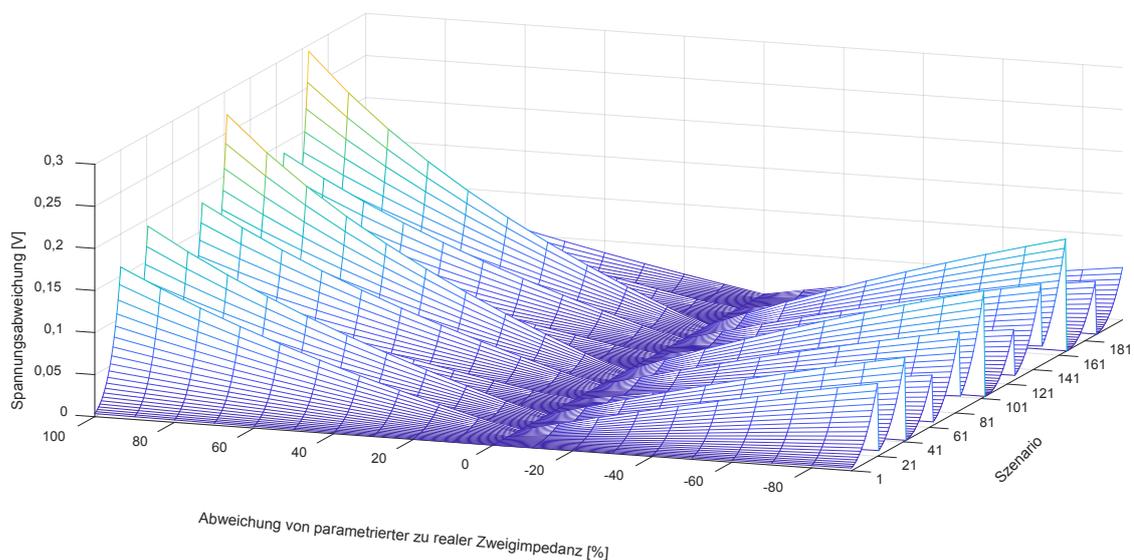


Abbildung 4-11 Validierung der Zweiginformationen an Knoten 1 (sehr starke Netzverknüpfung)

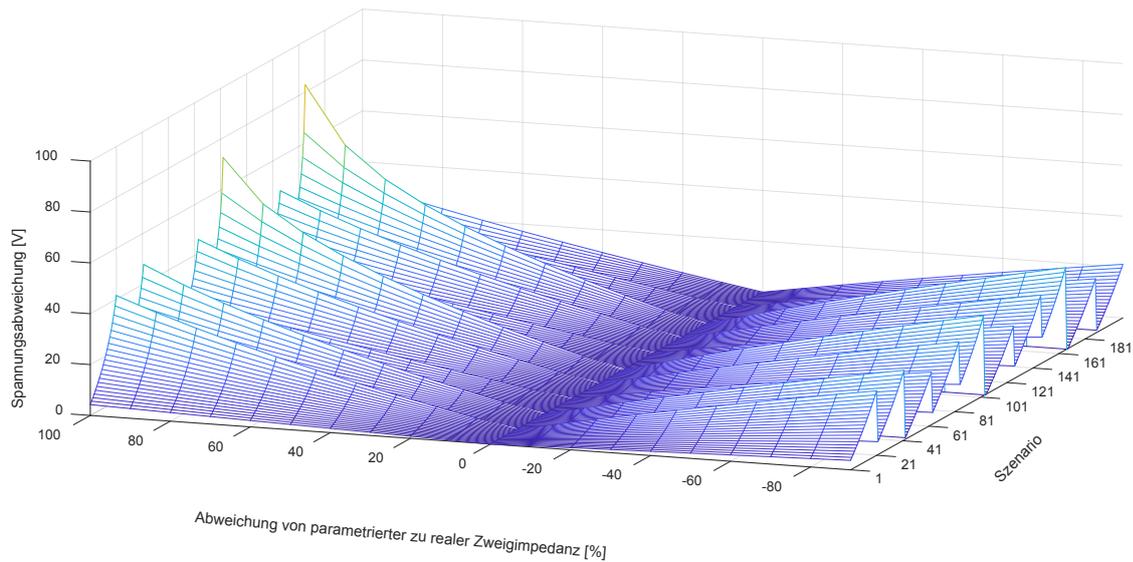


Abbildung 4-12 Validierung der Zweiginformationen an Knoten 6 (sehr schwache Netzverknüpfung)

Das Verfahren ist somit stark von der bewirkten und gemessenen Spannungsabweichung abhängig. Tabelle 4-2 führt die relative Identifikationsgrenze in Abhängigkeit zur Spannungsabweichung auf. Dabei weisen 50 % aller Szenarien für Knoten 1 und 6 eine geringere Spannungsabweichung als 0,5 V auf. Wird lediglich Knoten 6 betrachtet weisen bereits 91 % aller Szenarien eine größere Spannungsabweichung auf. Da eine messtechnische Erfassung erfolgen muss, wird in dieser Arbeit eine Mindestabweichung von 5 V angenommen. Somit kann das Verfahren für 28 % aller Szenarien an Knoten 1 und 6 bzw. 56 % an Knoten 6 für eine Identifikation genutzt werden. Abbildung 4-13 zeigt für alle Szenarien mit einer Spannungsabweichung größer 5 V die Häufigkeitsverteilungsfunktion in Abhängigkeit von dem Fehler der Zweigimpedanz. Diese Häufigkeitsverteilung zeigt auf, dass die Anzahl bei steigendem Fehler der Zweigimpedanz ebenfalls ansteigt. Die kleinsten zu identifizierenden Fehler der Zweigimpedanz, unter Berücksichtigung von mindestens 5 V Spannungsabweichung, sind -20% bzw. $+20\%$. Die Leistungsanpassung und die daraus resultierende Spannungsabweichung bestimmt somit die zu identifizierende Inkonsistenz. Durch eine auf die Spannungsstabilität angepasste Leistungsanpassung, sind somit Inkonsistenzen von -20% bzw. $+20\%$ durch das Verfahren zu identifizieren.

Tabelle 4-2 Relative Identifikationsgrenze in Abhängigkeit der Spannungsabweichung

Relative Identifikationsgrenze (Spannungsabweichung)						
Spannungsabweichung	> 0,5 V	> 1 V	> 2 V	> 5 V	> 10 V	> 20 V
Knoten 1 und 6	50 %	45 %	39 %	28 %	15 %	4 %
Knoten 6	91 %	87 %	78 %	56 %	31 %	8 %

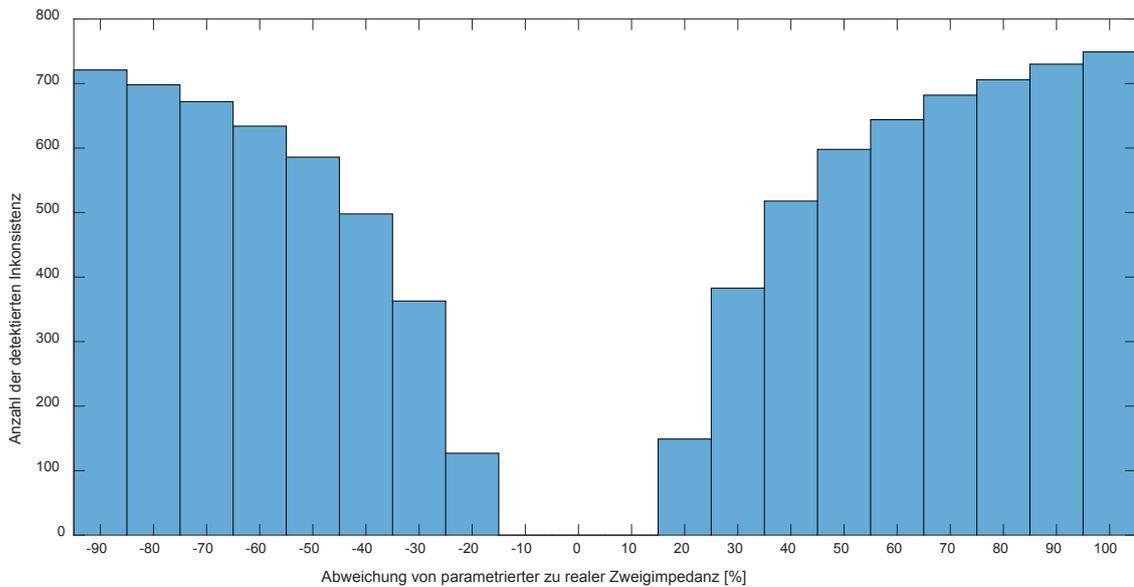


Abbildung 4-13 Häufigkeitsverteilung für eine Spannungsänderung von 5 V

Die Bewertung der Verfahren führt bereits auf, dass das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik eine rudimentäre Bewertung zulässt und das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen eine Möglichkeit darstellt eine präzisere Bewertung durchzuführen. Im Folgenden werden die Verfahrensgrenzen dargestellt.

4.3.3. Verfahrensgrenzen

Die Szenarienanalyse hat die Abhängigkeiten der beiden Verfahren aufgeführt, sodass die Verfahrensgrenzen abgeleitet werden können.

Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik

Das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik ist wie beschrieben eine erste Validierung, welche sehr einfach Messwerte analysiert und große Inkonsistenzen von Zweiginformationen erkennt. Beim Vergleich der gemessenen Spannung mit dem potenziellen Spannungsband sind Messwertungenauigkeiten zu berücksichtigen. Aus diesem Grund eignen sich lediglich Knoten, welche zum einen eine Sensitivität auf abweichende Zweiginformationen und somit eine ausgeprägte Spannungscharakteristik aufweisen. Beispielsweise eignet sich das Szenario aus Abbildung 4-5 nicht, da die Spannung auch bei einer Veränderung der Zweiginformation nahezu identisch bleibt. Dies ist bedingt durch die starke Netzverknüpfung, sodass sich keine Spannungscharakteristik einstellen kann. Zum anderen muss das potenzielle Spannungsband ebenfalls eine Mindestbreite aufweisen, da sonst durch die Messwertungenauigkeit eine Inkonsistenz detektiert werden kann. Aus diesem Grund eignet sich das Szenario aus Abbildung 4-10 nicht für dieses Verfahren. Dies wird durch die Ungenauigkeit der Netzzustandsidentifikation bei einer starken Blindleistungsbelastung hervorgerufen.

Dies führt nochmal die starke Abhängigkeit zur Netzzustandsidentifikation auf, welche das potenzielle Spannungsband bestimmt. Da die Netzzustandsidentifikation auf Basis von synthetischen Leistungsverteilungen agiert und somit probabilistische Annahmen trifft, sind theoretische Netznutzungssituationen bzw. unwahrscheinliche Netznutzungssituationen ungeeignet für das Verfahren. Durch eine Adaption der Netzzustandsidentifikation, durch beispielsweise eine Integration von weiteren Informationen (z. B. Smart Meter Messwerte), kann diese Problematik berücksichtigt werden. Die Netzzustandsidentifikation basiert auf den zuvor beschriebenen Knoteninformationen, sodass neben den Sensorinformationen diese ebenfalls als gültig zu bezeichnen sind. Somit kann das Verfahren eine Inkonsistenz von Zweiginformationen identifizieren, obwohl die Knoteninformationen einen Fehler aufweisen. Dieser Fehler verursacht, dass die Netzzustandsidentifikation eine falsche minimale und maximale Spannung ermittelt und somit der Messwert außerhalb dieses Spannungsbands liegt. Diese Abhängigkeit und die zuvor beschriebene Problematik von unwahrscheinlichen Netznutzungssituationen führen die Grenzen dieses Verfahrens auf, sodass eine Validierung durchgeführt werden kann, jedoch jedes Ergebnis kritisch zu bewerten ist.

Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen

Für das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen ist ebenfalls die Messwertgenauigkeit zu berücksichtigen. Aus der Bewertung kann jedoch abgeleitet werden, dass zum einen durch einen sensitiven Knoten und zum anderen durch eine entsprechende Leistungsänderung eine ausreichende Spannungsänderung erreicht werden kann. Diese Spannungsabweichung weist keine große Abhängigkeit von der Netznutzungssituation auf, somit sind die beiden Einflüsse als Kriterium ausreichend. Die Sensitivität des Knotens und die Leistungsänderung ist dem Verfahren bekannt und kann für die Auswertung bewertet werden. Somit limitieren diese Kriterien jedoch das Verfahren, da zum einen nur bestimmte Knoten genutzt werden können und zum anderen eine vom Knoten abhängige Leistungsänderung benötigt wird. Aus diesem Grund kann das passive Verfahren lediglich eingeschränkt arbeiten, da die Leistungsänderung nicht für die Validierung durchgeführt und somit das Kriterium unter Umständen nicht erfüllt wird. Das aktive Verhalten kann jedoch die benötigten Leistungsanpassungen sowie eine sinnvolle Validierung gezielt durchführen. Die in Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12 dargestellten Spannungsabweichungen basieren für die Szenarien 1 bis 130 auf einem leistungsstabilen Knotenmodell. Für die Szenarien 131 – 210 weisen die Knoten ein typisches Leistungsverhalten auf, sodass die Knotenleistung zeitgleich zur messtechnisch erfassten Leistungsänderung variiert.

Somit wird die Spannungsänderung am Sensor nicht nur von der messtechnisch erfassten Leistungsänderung verursacht, sondern ist ebenfalls von den Leistungsänderungen der Knoten abhängig. Wie die Bewertung des Verfahrens darstellt sind typische Knoteneigenschaften abbildbar und schränken dieses nur bedingt ein. Sobald jedoch das Verhältnis von messtechnisch erfasster zu nicht erfasster Leistungsänderung zu groß wird, wird der Messwert falsch bewertet und eine Inkonsistenz detektiert, obwohl diese nicht vorliegt. Aus diesem Grund ist das Verhalten der Knoten zu berücksichtigen und ggf. das Ergebnis der Validierung zu verwerfen.

Durch eine kontinuierliche Überwachung der Messwerte kann die Variabilität der Knotenleistung indirekt aufgezeichnet werden. Durch die Verarbeitung dieser Messdaten kann für jeden Sensor ein Spannungsband identifiziert werden, welches die Variabilität berücksichtigt. Bei einer messtechnisch erfassten Leistungsänderung kann dieses Spannungsband auf den Grenzwert angewendet werden, um die Variabilität zu berücksichtigen. Dies kann somit das Verfahren verbessern, da probabilistische Leistungsänderungen der Knoten keine Fehlinterpretation verursachen. Extreme Veränderungen der Knotenleistung im Zeitschritt der messtechnisch erfassten Leistungsänderung können jedoch weiterhin Fehlinterpretationen hervorrufen. Die Zeitsynchronität solcher Ereignisse ist jedoch als sehr unwahrscheinlich zu bewerten, sodass eine solche Fehlinterpretation als einmaliges Event zu betrachten ist. Aus diesem Grund sind auch für dieses Verfahren vor einer tatsächlichen Detektion einer Inkonsistenz eine Vielzahl an messtechnisch erfassten Leistungsänderungen durchzuführen.

4.3.4. Berücksichtigung der Verfahrensgrenzen

Die dargestellten Verfahrensgrenzen führen auf, dass beide Verfahren Abhängigkeiten aufweisen die zu berücksichtigen sind. Insgesamt weisen beide Verfahren verschiedene Abhängigkeiten auf, sodass eine Kombination der beiden Verfahren die Abhängigkeiten minimiert und somit die Güte erhöht werden kann. Neben dieser Kombination, sollten für beide Verfahren individuelle Grenzen eingestellt werden. Diese Grenzen ermöglichen eine signifikante Identifikation von Inkonsistenzen der Zweiginformationen. Insbesondere kann die Identifikation durch das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik dazu genutzt werden das aktive Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen als zusätzliche Prüfinstanz zu starten.

Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik

Die Güte des Verfahrens zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik kann durch eine Berücksichtigung von zwei Grenzwerten gesteigert werden.

Zum einen sind lediglich geeignete Knoten zu berücksichtigen, welche ein ausreichend starke Spannungscharakteristik aufweisen.

Dieser Grenzwert sortiert alle Knoten aus, welche durch eine zu starke Netzverknüpfung sehr spannungsstabil sind. Zur Detektion der in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Inkonsistenzen (von -90% bis $+100\%$ Abweichung von parametrierter zu realer Zweigimpedanz) sollte die Spannungscharakteristik einen Spannungsunterschied von 10 V nicht unterschreiten.

Zum anderen sind Messwertungenauigkeiten zu berücksichtigen, welche bei einem zu geringen Spannungsband bereits zu Identifikationen von Inkonsistenzen führen können. Aus diesem Grund sollte das von der Netzzustandsidentifikation ermittelte Spannungsband zwischen der maximalen (\underline{U}_{\max}) und minimalen (\underline{U}_{\min}) Spannung eine ausreichende Größe aufweisen. Diese Größe ist abhängig von dem erwarteten Spannungsmessfehler (F_{aU}) und einer variablen Toleranz (T). Der Spannungsmessfehler wird durch die Güte der installierten Messtechnik definiert. Die Toleranz hingegen kann frei gewählt werden und spiegelt die Identifikationsgrenze wider. Formel (4-2) stellt den beschriebenen Grenzwert dar. Die Simulation zeigt eine hohe Güte des Verfahrens bei Berücksichtigung eines Spannungsmessfehlers von 2 V und einer Toleranz von 1 V .

$$\underline{U}_{\max} - \underline{U}_{\min} > F_{aU} + T \quad (4-2)$$

Neben diesen beiden Grenzwerten zeigt die Simulation eine Abhängigkeit zur Netznutzungssituation. Da die Netznutzungssituation kontinuierliche Veränderungen erfährt, kann diese Abhängigkeit durch eine Anzahl zu identifizierender Inkonsistenzen berücksichtigt werden. Dabei ist neben der Anzahl der Identifikation ebenfalls der Zeitpunkt zu analysieren. Bevor die Funktion eine Inkonsistenz meldet, sollten mindestens 10 Netznutzungssituationen im Abstand von mindestens einer Stunde eine Inkonsistenz aufweisen.

Durch die Implementierung dieser Grenzwerte, kann das Verfahren sicher die Zweiginformationen grob validieren, ohne kontinuierlich Fehlmeldungen zu generieren.

Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen

Auch das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsanpassungen weist Verfahrensgrenzen auf, welche durch die Definition von zwei Grenzwerten zu berücksichtigen sind.

Zum einen ist ein Minimum der Spannungsänderung (ΔU) nötig, sodass wiederum Knoten mit starker Netzverknüpfung nicht zu betrachten sind. Formel (4-3) stellt zum einen die minimal benötigte Spannung $\Delta \underline{U}_{\min}$ dar, welche aus den Simulationsergebnissen mit 5 V zu definieren ist. Zum anderen ist ebenfalls der Spannungsmessfehler und eine Toleranz zu beachten. Mit Hilfe dieser Grenzwerte kann die Identifikationsschwelle eingestellt werden, um Fehlmeldungen zu vermeiden.

$$\Delta U_{\min} < \Delta U > F_{aU} + T \quad (4-3)$$

Neben der minimalen Spannungsänderung ist ebenfalls das Verhältnis von gemessener zu ungemessener Leistungsänderung zu analysieren. Sobald instantan zur gemessenen Leistungsänderung ebenfalls durch die Veränderung der Netznutzungssituation eine zu große ungemessene Leistungsänderung auftritt sind die Ergebnisse zu verwerfen. Formel (4-4) stellt das Verhältnis dar, welches in der Simulation die optimale Verfahrensgüte darstellt.

$$\frac{\Delta P_{\text{un}}}{\Delta P_{\text{gem}}} \cdot 100 \% < 20 \% \quad (4-4)$$

Die Berücksichtigung dieser Grenzwerte steigert die Signifikanz des Verfahrens und vermeidet Fehlmeldungen. Neben dieser Einzelbetrachtung der Verfahren ist ebenfalls eine Kombination der Verfahren sinnvoll. Zum einen können sich die Verfahren gegenseitig starten, sobald eine Inkonsistenz identifiziert wurde. Insbesondere das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen kann durch eine intelligente Adaption der aktiv eingestellten Leistungsanpassung nahezu jede Validierung durchführen. Dabei ist zum einen der Netzzustand zu berücksichtigen und zum anderen die Limitierung der Leistungsanpassung durch die verfügbaren Aktoren.

Die beschriebene Problematik, dass gewisse Parameter als Grundlage für die Verfahren benötigt werden ist stets zu beachten, da ggf. eine Inkonsistenz von Zweiginformationen gemeldet wird, jedoch beispielsweise Knotenparameter fehlerhaft sind. Dies ist durch keinen Grenzwert abbildbar. Aus diesem Grund sollte bei Meldung einer Inkonsistenz der Zweiginformation ein Leitfaden zur Überprüfung der Parametrierung erstellt werden. Dieser individuelle Leitfaden beschreibt ein effizientes konsekutives Vorgehen zur manuellen Überprüfung der Parameter. Auch können Funktionen zur rudimentären Bewertung der Parameter genutzt werden, welche beispielsweise unversorgte Knoten und extreme bzw. unrealistische Parameter identifiziert.

4.4. Resümee zu Kapitel 4

Die in Kapitel 2 vorgestellte Niederspannungsautomatisierung und deren Aufgaben können nur bei einer korrekten Installation und Parametrierung erfolgen. Insbesondere die Parametrierung ist fehleranfällig, sodass eine Funktionsfähigkeit der Niederspannungsautomatisierung nicht gewährleistet werden kann.

Aus diesem Grund werden in Kapitel 4 Verfahren entwickelt die Parametrierung zu validieren. Dazu werden zuerst in Abschnitt 4.1 die benötigten Parameter und deren Einflüsse beschrieben.

Nach einer Bewertung der einzelnen Parameter werden die Zweiginformationen als essenzielle und zu validierende Parameter identifiziert und ausgewählt. Durch den aktuellen Stand der Digitalisierung, der Verlegeart und der Vielzahl an Zweigen, weisen diese Parameter ein erhebliches Fehlerpotenzial auf. Zusätzlich haben diese Parametrierungsfehler einen enormen Einfluss auf das zu berechnende Netzmodell.

Somit werden in Abschnitt 4.2 zwei Verfahren dargestellt, welche es ermöglichen die Zweiginformationen zu validieren. Neben der Verfahrensdarstellung werden ebenfalls eine Bewertung durchgeführt und die Verfahrensgrenzen aufgeführt. Zusätzlich wird in Abschnitt 4.3.4 eine Möglichkeit zur Kombination der beiden Verfahren und die Berücksichtigung der Verfahrensgrenzen dargestellt.

Auf Basis der Kombination weisen die beiden Verfahren ein großes Potenzial zur Validierung der Zweiginformationen in Echtzeit auf. Dabei kann das Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch die Spannungscharakteristik eine grobe Validierung durchführen, welche größere Inkonsistenzen ohne einen Einfluss auf die Netznutzungssituation identifiziert. Dafür werden lediglich Messwerte analysiert und bewertet. Inkonsistenzen von $\pm 60\%$ (Abweichung von parametrierter zu realer Zweigimpedanz) können somit sicher identifiziert werden. Dies stellt eine grundlegende Validierung dar, welche durch das zweite Verfahren zur Validierung der Zweiginformationen durch gemessene Leistungsänderungen bestätigt bzw. verfeinert werden kann. Dieses ermöglicht durch eine intelligente und adaptive Leistungsanpassung die Möglichkeit, Inkonsistenzen von $\pm 20\%$ (Abweichung von parametrierter zu realer Zweigimpedanz) zu identifizieren.

Insgesamt sind die beschriebenen Verfahren somit gut geeignet, Inkonsistenzen in der Parametrierung zu detektieren und eine vereinfachte Implementierung einer Niederspannungsautomatisierung zu gewährleisten. Die Niederspannungsautomatisierung ist durch die Verfahren befähigt, auf Basis von Messwerten die bis dato ungeprüft als Grundlage genutzte Parametrierung zu validieren und die Zuverlässigkeit der Funktionen auf diese Weise zu erhöhen.

5. Integration bedarfsgerechter Aktorflexibilität

Die in Abschnitt 2.1 dargestellten Veränderungen im Niederspannungsnetz erweitern ebenfalls die Anforderungen an die installierte Niederspannungsautomatisierung. In diesem Kapitel werden Verfahren vorgestellt, welche zum einen den entstehenden Bedarf an Aktorflexibilität identifizieren und zum anderen die Integration neuer Aktoren in die Niederspannungsautomatisierung teilweise automatisieren. Insbesondere können folgende Anlagen als Aktor für die Niederspannungsautomatisierung genutzt werden: PV-Anlagen, μ -BHKW, Elektromobilität, Wärmepumpen und Batteriespeicher sowie im Einzelfall Windkraftanlagen bzw. Wasserkraftanlagen.

Jeder Aktor stellt eine Aktorflexibilität bereit, welche durch die Anlageneigenschaften beschränkt ist. Prinzipiell basiert die Aktorflexibilität auf dem Potenzial der Anlage eine Wirk- und Blindleistungsanpassung umzusetzen. Dabei kann positive und negative Aktorflexibilität unterschieden werden.⁴

5.1. Kritikalität der benötigten Aktorflexibilität

Die Niederspannungsautomatisierung kann durch die verfügbaren Aktoren und deren Aktorflexibilität nur begrenzt Grenzwertverletzungen beheben und somit nur bestimmte Netznutzungssituationen beherrschen. Der Eingriff der Niederspannungsautomatisierung kann als ein virtueller Netzausbau interpretiert werden, welcher bei der Genehmigung von neuen Anlagen nach den TAB zu berücksichtigen ist. Diese Berücksichtigung ist nur bedingt manuell möglich, da eine Vielzahl von Kombinationen von Netznutzungssituationen und die simultane Verfügbarkeit der Aktorflexibilität zu bewerten sind. Aus diesem Grund werden Funktionen vorgestellt, welche die Niederspannungsautomatisierung bei den in Abschnitt 2.1 beschriebenen Veränderungen bzw. die Integration von neuen Anlagen in das Niederspannungsnetz berücksichtigt. Abbildung 5-1 stellt diesen Bewertungsprozess dar, wobei die Bewertung der virtuellen Reserve durch die entwickelten Funktionen realisiert wird. Beim Start des Prozesses ist zuerst zu berechnen, welche Auswirkung die beantragte Veränderung auf das Niederspannungsnetz aufweist. Beispielsweise wird durch eine beantragte PV-Anlage die Spannung in den Zeiträumen der Einspeisung erhöht. Weitere Auswirkungen von neuen Anlagen können aus Abschnitt 2.2.2 abgeleitet werden.

Nach der Berechnung der Auswirkungen ist zu unterscheiden, ob eine Niederspannungsautomatisierung verfügbar ist oder nicht. Sollte keine Niederspannungsautomatisierung vorhanden sein, wird der konventionelle Bewertungsprozess gestartet. Falls eine Niederspannungsautomatisierung existiert, wird eine Funktion zur Bewertung der virtuellen Netzreserve benötigt. Im Folgenden werden verschiedene Verfahren für ein solche Funktion dargestellt.

⁴ Die Ergebnisse dieses Kapitels wurden bereits vom Autor in [VI, VIII, X, XIV] veröffentlicht.

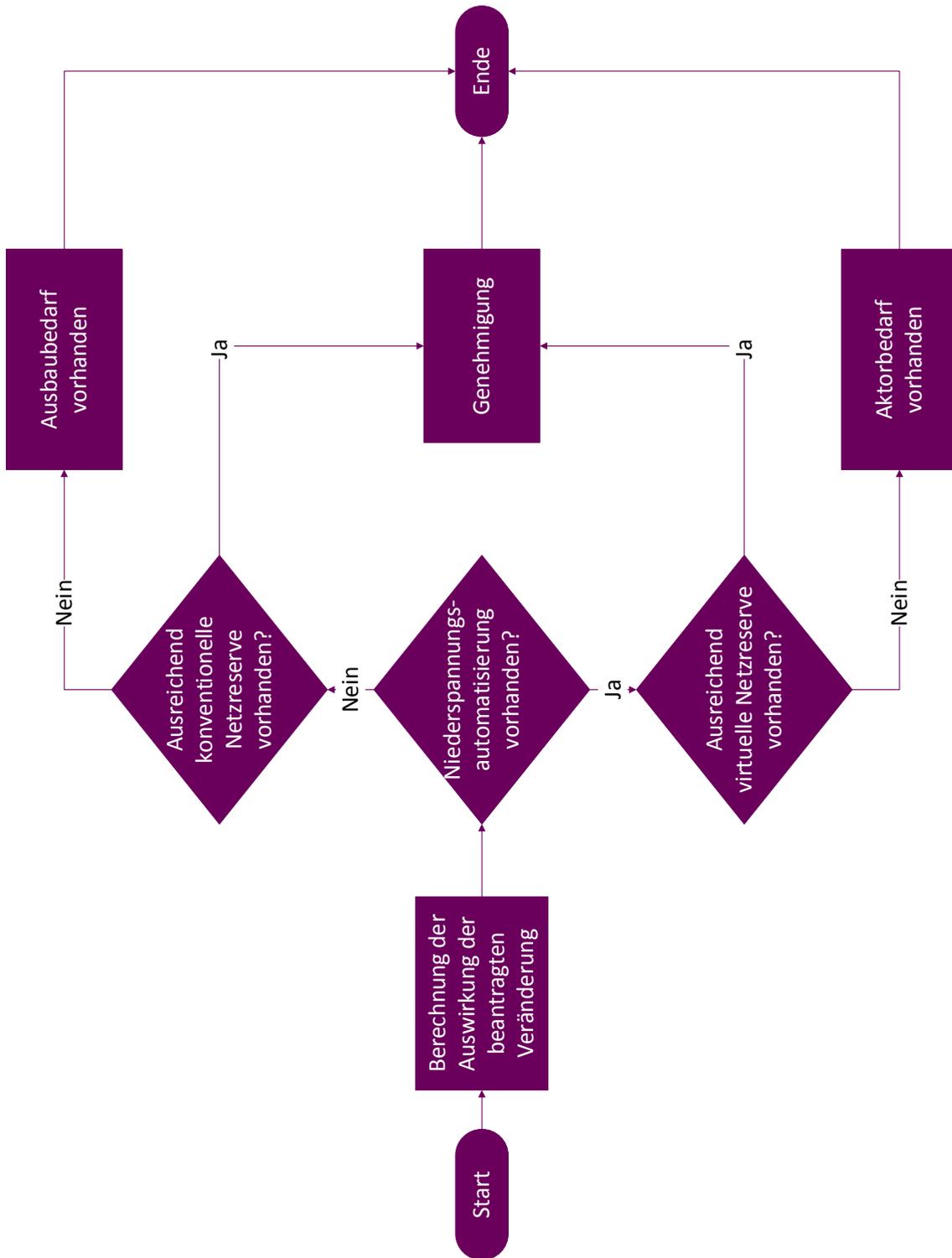


Abbildung 5-1 Bewertungsprozess zur Genehmigung von beantragten Veränderungen

5.1.1. Aktorbedarf bedingt durch zukünftige Veränderungen

Eine sukzessive Veränderung der Netznutzungssituation kann zu einer kontinuierlichen Erhöhung von Eingriffen führen, sobald die Belastungs- bzw. Spannungsgrenzwerte der installierten Betriebsmittel ausgeschöpft sind.

Somit muss die Niederspannungsautomatisierung zur Beherrschung von Grenzwertverletzungen vermehrt eingreifen. Sobald jedoch die verfügbare Aktorflexibilität ebenfalls vollständig ausgenutzt wird, besteht ein Bedarf an weiterer Aktorflexibilität, da weitere Veränderungen im Niederspannungsnetz von der Niederspannungsautomatisierung nicht mehr beherrscht werden können.

Wie in Abschnitt 2.2.4 beschrieben reagiert die Niederspannungsautomatisierung auf Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen. Diese beiden Klassen von Grenzwertverletzungen benötigen verschiedene Aktorflexibilitäten. Beispielsweise kann ein regelbarer Ortsnetztransformator Spannungsbandverletzungen ausregeln, jedoch Betriebsmittelüberlastungen nur in sehr geringem Umfang durch eine begrenzte Spannungserhöhung [137]. Ebenfalls ist der Einfluss auf das Niederspannungsnetz der einzelnen Aktoren zu berücksichtigen, da der regelbare Ortsnetztransformator flächendeckende Auswirkungen aufweist und einzelne Anlagen lediglich im installierten Zweig einen signifikanten Einfluss haben.

Somit entsteht ein Bedarf an Aktorflexibilität für auftretende Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen, sobald alle Aktoren ausgeschöpft sind bzw. kein Aktor einen ausreichenden Einfluss auf die Grenzwertverletzung aufweist. Abbildung 5-2 stellt dar, wie der Bedarf weiterer Aktoren ermittelt werden kann, unter Berücksichtigung der bereits installierten Aktoren und deren Aktorflexibilität. Dieser Prozess stellt eine Berücksichtigung des virtuellen Netzausbaus dar, sobald sich eine Grenzwertverletzung durch die sich einstellende Netznutzungssituation nach der Veränderung ergibt. Der Prozess bewertet zuerst die aktuelle Netznutzungssituation auf Grenzwertverletzungen. Sobald eine Grenzwertverletzung vorliegt, wird zuerst geprüft, ob generell ein Aktor zu Verfügung steht. Falls ein Aktor zur Verfügung steht, ist zuerst der Einfluss zu analysieren. Sollte der Aktor einen ausreichenden Einfluss auf die Grenzwertverletzung aufweisen, ist die verfügbare Aktorflexibilität zu bewerten. Dabei wird zuerst die Art der Aktorflexibilität und dann die verfügbare Aktorflexibilität berücksichtigt. Die sich unter Ausnutzung der Aktorflexibilität einstellende Netznutzungssituation wird wiederum auf Grenzwertverletzungen analysiert. Falls weiterhin eine Grenzwertverletzung vorliegt wird die Schleife für jeden Aktor durchgeführt. Sobald alle Aktoren überprüft sind, ist der Prozess beendet und ein etwaiger Aktorbedarf wurde detektiert.

Aus Abbildung 5-2 und Abschnitt 2.1 kann abgeleitet werden, dass ein Bedarf an Aktorflexibilität durch einen sukzessiven Veränderungsprozess im überwachten Niederspannungsnetz entsteht oder durch die Integration von punktuellen Spitzenleistungen bzw. Ansammlungen von vielen kleineren Anlagen in einem Netzbereich. Dabei ist, wie in Abschnitt 2.2.2 beschrieben, zu berücksichtigen, dass die Veränderungen ggf. einen kompensierenden Einfluss aufeinander haben und somit die Anzahl an Grenzwertverletzungen reduziert wird.

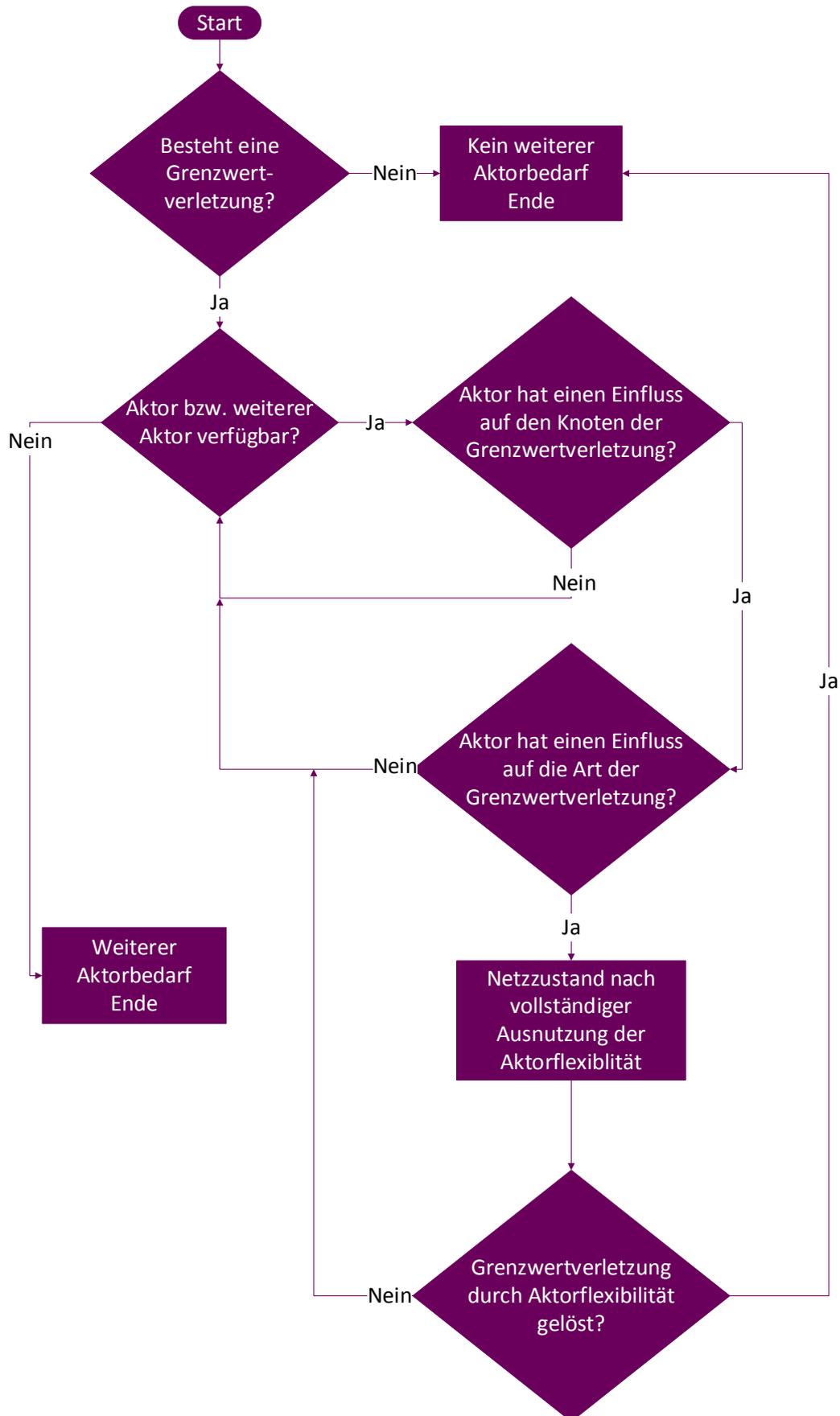


Abbildung 5-2 Ablaufdiagramm zur Ermittlung von einem Bedarf weiterer Aktorflexibilität

5.1.2. Benötigte Vorlaufzeit zur Integration eines Aktors

Bei der Integration eines neuen Aktors in die Niederspannungsautomatisierung sind einige Punkte zu berücksichtigen. Insbesondere ist der regulatorische Rahmen nur bedingt finalisiert, sodass stets Sonderlösungen genutzt werden müssen, indem bilaterale Verträge ausgehandelt werden. Neben dem regulatorischen Rahmen sind jedoch ebenfalls technische Bedingungen zu beachten.

In einem ersten Schritt muss evaluiert werden, in welchem Rahmen die Anlage als Aktor anzusteuern ist. Diverse Hersteller von z. B. Wechselrichtern erwarten unterschiedliche Sollwertvorgaben und weisen ebenfalls einen verschiedenen Umgang mit diesen Sollwerten auf. Insbesondere das Zusammenspiel von Wirk- und Blindleistungssollwerten ist durch die gegenseitige Beeinflussung verschieden gelöst. Blindleistungssollwerte sind spezifisch zu berücksichtigen, da der Sollwert zum einen durch einen relativen oder absoluten Wert der Blindleistung vorgegeben werden kann und zum anderen die Möglichkeit einer Vorgabe des Leistungsfaktors besteht, welche wiederum eine große Abhängigkeit zur Schein- und Wirkleistung aufweist [139]. Sobald diese beschriebene Möglichkeit der Ansteuerbarkeit evaluiert ist und eine Schnittstelle zwischen Aktor und Niederspannungsautomatisierung realisiert werden kann, muss eine Kommunikationsstrecke bereitgestellt werden. Diese Kommunikationsstrecke kann beispielsweise per Universal Mobile Telecommunications System (UMTS) oder Power Line Communication (PLC) bereitgestellt werden. Erst mit Hilfe der Kommunikationsstrecke kann eine Verbindung zwischen neuem Aktor und Niederspannungsautomatisierung aufgebaut werden. Im nächsten Schritt wird die Kommunikationsstrecke für den Aufbau einer Datenverbindung genutzt, um benötigte Informationen austauschen zu können. Die Datenverbindung muss einen Standard (BSI-Standard 200-1) zur Einhaltung von Datenschutz bzw. -sicherheit erfüllen, welcher durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) definiert wird. Für die Datenverbindung ist zum einen die Anlage und zum anderen die Niederspannungsautomatisierung zu parametrieren. Beide Parametrierungen benötigen neben den informationstechnischen Parametern weitere energietechnische Parameter. Die energietechnischen Parameter sind für die Niederspannungsautomatisierung, wie in Abschnitt 4.1.2 beschrieben, Informationen zum neu integrierten Aktor. Die Anlagenparametrierung kann weitere Informationen beinhalten, welche beispielsweise das erwartete Verhalten bei einem Kommunikationsausfall bzw. Ausfall der Niederspannungsautomatisierung definiert.

Der beschriebene Integrationsprozess beinhaltet somit eine Kommunikationsschnittstelle und eine Datenschnittstelle zwischen neuem Aktor und Niederspannungsautomatisierung. Diese beiden Schnittstellen können ggf. nicht durch die Anlage bereitgestellt werden. Somit sind ggf. weitere Sekundärkomponenten, wie z. B. ein Modem oder ein Kommunikationsprotokollwandler, zu installieren.

Im Folgenden werden die beschriebenen Punkte als Bearbeitungsschritte aufgelistet:

- (1) Prinzipielle Evaluierung der Eignung der Anlage als Aktor
- (2) Regulatorischer Rahmen bzw. bilateraler Vertrag mit dem Endnutzer
- (3) Realisierung einer Kommunikationsstrecke
- (4) Parametrierung der Anlage als Aktor
- (5) Parametrierung der Niederspannungsautomatisierung

Die dargestellten Punkte zur Integration eines neuen Aktors zeigen, dass der Prozess aufwendig und zeitintensiv ist. Insbesondere die Evaluierung der Eignung der Anlage als Aktor und die Berücksichtigung der regulatorischen Rahmenbedingungen bzw. der Abschluss eines bilateralen Vertrages können sehr langwierig sein. Zusätzlich ist die eigentliche technische Anbindung ebenfalls aufwendig solange kein einheitlicher Standard definiert ist.

Somit ergibt sich eine optimale Detektionszeit (Vorlauf) von mehreren Wochen bevor ein tatsächlicher Bedarf an zusätzlicher Aktorflexibilität im Niederspannungsnetz entsteht. Im Folgenden werden drei Verfahren für die Niederspannungsautomatisierung vorgestellt, welche einen Actorbedarf identifizieren können und somit die virtuelle Netzreserve für die Planung darstellbar verarbeiten.

5.2. Abschätzung der zukünftig benötigten Aktorflexibilität

Die Grundlage der drei folgenden Verfahren ist verschieden, da zwei Verfahren lediglich Messwerte nutzen und das letzte Verfahren eine Szenarienanalyse durchführt. Abbildung 5-3 stellt die bereits beschriebene Problematik dar und illustriert den Zusammenhang zwischen Signifikanz der Ergebnisse und dem Zeitpunkt der Detektion des entstandenen bzw. entstehenden Bedarf an Aktorflexibilität. Zusätzlich ist die Korrelation zu der messwert- bzw. szenarienbasierten Betrachtung aufgetragen. Die Signifikanz beinhaltet den Zusammenhang zur aktuellen Netznutzungssituation und stellt somit die Relevanz der Ergebnisse dar. Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere szenarienbasierte Analysen stets von den Eigenschaften der Szenarien abhängen und ggf. einen geringen Bezug zur aktuellen Netznutzungssituation aufweisen. Aus Abbildung 5-3 kann somit abgeleitet werden, dass ein messwertbasiertes Verfahren, welches zu einem späten Zeitpunkt den Actorbedarf identifiziert eine hohe Signifikanz bzw. Relevanz aufweist. Bei Identifikation des Actorbedarfes liegt ein sofortiger Handlungsbedarf vor, da der Actorbedarf für die aktuelle Netznutzungssituation vorherrscht.

		Signifikanz	
		Hoch	Gering
Zeitpunkt	Spät	Späte Detektion des Bedarfs an Aktorflexibilität mit sofortigem Handlungsbedarf	Späte Detektion des Bedarfs an Aktorflexibilität, konkrete Evaluierung durch Messwertanalyse nötig
	Früh	Frühzeitige Detektion des Bedarfes an Aktorflexibilität mit zukünftigen Handlungsbedarf	Frühzeitige Detektion, weitere Szenarienanalysen zur Erhöhung der Signifikanz nötig, Beobachtung der Messwertanalyse
		Messwertbasiert	Szenarienbasiert

Abbildung 5-3 Verfahrenseinordnung Abhängigkeit von Signifikanz und Detektionszeitpunkt

Zwei der im Folgenden dargestellten Verfahren sind messwertbasiert und somit in der linken Spalte einzuordnen. Die beiden Zeilen des Zeitpunktes der Detektion werden durch jeweils ein Verfahren berücksichtigt, sodass das erste Verfahren (Verfahren 1: Analyse und Bewertung von Grenzwertverletzungen) eine späte messwertbasierte Detektion realisiert und das zweite Verfahren (Verfahren 2: Bestimmung der aktuellen Netzreserven) eine frühzeitige messwertbasierte Detektion. Das dritte Verfahren (Verfahren 3: Bestimmung der zukünftigen Netzreserve) ist szenarienbasiert, wobei die Zeileneinordnung zum einen durch den Zeitpunkt der Bewertung und zum anderen durch die Höhe des detektierten Aktorbedarfes stattfindet.

5.2.1. Verfahren 1: Analyse und Bewertung von Grenzwertverletzungen

Die Niederspannungsautomatisierung realisiert im ersten Schritt eine Netzzustandsüberwachung und reagiert auf detektierte Grenzwertverletzungen, indem die zur Verfügung stehenden Aktoren angesteuert werden. Die Grenzwerte sind parametrierbar und können frei gewählt werden. Somit versucht die Niederspannungsautomatisierung alle Netznutzungssituationen so zu regeln, dass die zuvor definierten Grenzen eingehalten werden. Sobald die Niederspannungsautomatisierung jeden verfügbaren Aktor vollständig ausgenutzt hat bzw. eine Grenzwertverletzung detektiert, welche auch durch die Ansteuerung aller Aktoren nicht beherrscht werden kann, wird dieser Zustand dem Netzbetreiber gemeldet.

Der Netzbetreiber erhält eine Meldung der Niederspannungsautomatisierung, dass eine Netznutzungssituation mit Grenzwertverletzung vorlag, welche nicht zu beherrschen war. Damit solche Netznutzungssituationen zukünftig beherrscht werden können, benötigt die Niederspannungsautomatisierung einen neuen Aktor mit zusätzlicher Aktorflexibilität.

Der Zeitpunkt dieser Detektion eines Bedarfes an Aktorflexibilität ist sehr spät, da zum einen bereits Grenzwertverletzungen vorherrschen und zum anderen der Netzbetreiber unverzüglich reagieren sollte, um weitere Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Neben dem in Abschnitt 5.1.2 dargestellten Integrationsprozess eines neuen Aktors kann ebenfalls ein konventioneller Netzausbau, wie in Abschnitt 2.2.4 dargestellt, durchgeführt werden. Insbesondere weist jedoch der konventionelle Netzausbau deutlich längere Bearbeitungszeiten auf. Die Integration eines neuen Aktors in die Niederspannungsautomatisierung ist im direkten Vergleich schneller und somit zielführender.

Zur Erhöhung der Vorlaufzeit der Detektion kann diese Methodik leicht modifiziert werden. Zum einen können geringere Grenzwerte gewählt werden als im realen Netzbetrieb zulässig und zum anderen können alle vorherigen Regelungseingriffe kontinuierlich analysiert werden.

Die Grenzwertreduktion ermöglicht, dass die Niederspannungsautomatisierung früher eingreift und die gesamte Aktorflexibilität bereits früher ausgeschöpft ist. Somit wird ein Bedarf an Aktorflexibilität früher detektiert als tatsächlich entsteht und der zuvor parametrisierte Abstand zu einer wirklichen Grenzwertverletzung hält eine Reserve vor. Diese Reserve kann so gewählt werden, dass genügend Vorlaufzeit für die Reaktion besteht und entsprechende Maßnahmen durchgeführt werden können. Diese Möglichkeit lässt die Niederspannungsautomatisierung allerdings unnötig eingreifen, sodass Kosten entstehen. Zusätzlich ist dies aus regulatorischen Gründen nur bedingt möglich. Daher wird diese Möglichkeit nicht weiter betrachtet.

Neben den reduzierten Grenzwerten und dem Abwarten bis eine Grenzwertverletzung nicht beherrscht werden kann, können bereits zuvor alle Eingriffe der Niederspannungsautomatisierung analysiert werden. Die Niederspannungsautomatisierung zeichnet jeden Eingriff auf, sodass alle Prozesswerte für eine Analyse zur Verfügung stehen. Abbildung 5-4 zeigt eine Möglichkeit diese Prozesswerte zu nutzen und einen Bedarf an Aktorflexibilität frühzeitig zu detektieren. Dafür werden zuerst die Grenzwerte klassifiziert und anschließend die noch zur Verfügung stehende Aktorflexibilität bewertet.

Diese Bewertung findet auf Basis des Regelungskonzeptes statt. Die Formeln (5-1) und (5-2) beschreiben etwaige vorzuhaltende Aktorflexibilität, welche durch das Verhältnis von in Anspruch (AF_g) genommener zu nicht in Anspruch (AF_u) genommener Aktorflexibilität und den noch verfügbaren Stufen der direkten Spannungsregelung ($S_{n,U}$) definiert werden können.

Mit Auswahl dieser Grenzen kann zum einen die Signifikanz der Ergebnisse und zum anderen die Vorlaufzeit eingestellt werden. Die Formeln (5-1) und (5-2) stellen eine mögliche Definition der Grenzen dar. Die erste Grenze (Formel (5-1)) detektiert eine Grenzwertverletzung sobald 90 % der Aktorflexibilität für die Beherrschung der Netznutzungssituation benötigt wird. Die zweite Grenze (Formel (5-2)) wird überschritten sobald lediglich eine weitere Spannungsstufung durchgeführt werden kann. Diese Grenzen halten somit 10 % der Aktorflexibilität und eine Spannungsstufung für eine Verschärfung der Netznutzungssituation vor. Erst eine Verschärfung durch Veränderungen weist somit weiteren Aktorbedarf auf und die Zeit bis zur Realisierung der Veränderung kann zur Implementierung eines neuen Aktors genutzt werden.

Neben der vorgehaltenen Aktorflexibilität kann ebenfalls die Häufigkeit von Regelungseingriffen als ein Indiz für einen zukünftigen Bedarf an Aktorflexibilität genutzt werden, da sich die Netznutzungssituation durch die in Abschnitt 2.1 dargestellten Veränderungen sukzessiv verschärfen wird. Für die Eingriffshäufigkeit der Niederspannungsautomatisierung sollte die Änderung berücksichtigt werden, da ggf. von Beginn an oft eingegriffen wird und sich keine Verschärfung eingestellt hat und somit kein weiterer Aktorbedarf vorliegt.

$$1 - \frac{AF_g}{AF_u} > 0,1 \quad (5-1)$$

$$S_{n;U} > 1 \quad (5-2)$$

Das beschriebene Verfahren kann lediglich die Häufigkeit von Eingriffen und die vorgehaltene Aktorflexibilität bewerten. Sollte eine Grenzwertverletzung entstehen, auf die kein Akteur einen Einfluss hat, kann diese Methodik keine Prädiktion generieren. Erst die nicht zu beherrschende Grenzwertverletzung löst eine Meldung aus, sodass eine schnelle Maßnahme durchzuführen ist.

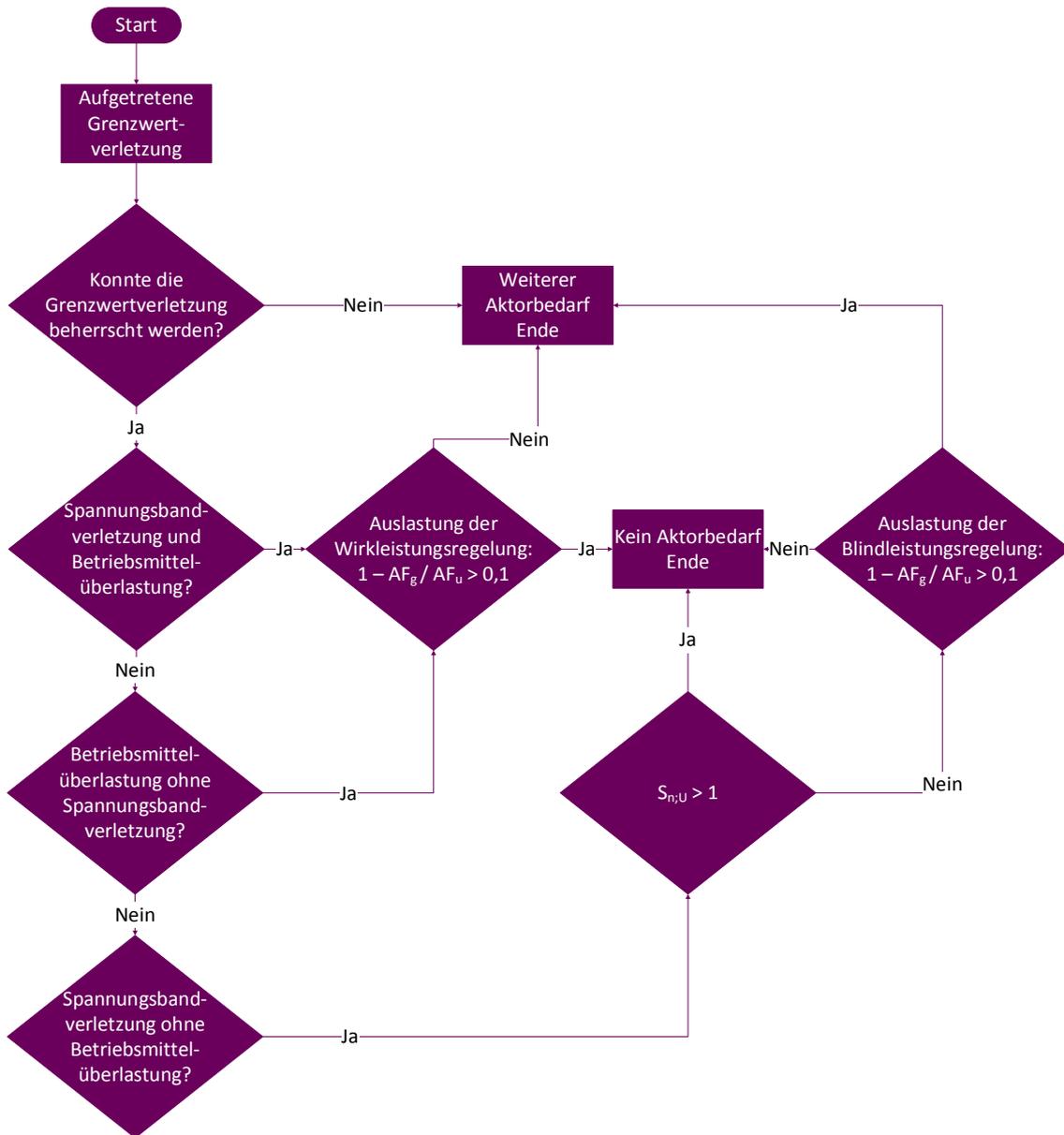


Abbildung 5-4 Bewertung der durchgeführten Eingriffe der Niederspannungsautomatisierung

Das nächste Verfahren versucht genau diesen Nachteil zu berücksichtigen.

5.2.2. Verfahren 2: Bestimmung der aktuellen Netzreserven

Dieses Verfahren zur Detektion eines zukünftigen Bedarfs an Aktorflexibilität basiert auf einer Analyse von Netzengpässen bzw. der vorgehaltenen aktuellen Netzreserve. Somit nutzt dieses Verfahren eine Messwertanalyse, welche durch die folgenden vier Schritte beschrieben werden kann.

- (1) Auswahl der zu analysierenden Messwerte
- (2) Bewertung des maximalen Einflusses der verfügbaren Aktoren
- (3) Berechnung der Netzreserve
- (4) Bewertung und Ableitung der Handlungsempfehlung

Auswahl der zu analysierenden Messwerte

Im ersten Schritt werden lediglich aussagekräftige Messwerte ausgewählt und für die weitere Berechnung zur Verfügung gestellt. Für die Bewertung eines zukünftigen Bedarfs an Aktorflexibilität sind insbesondere extreme Netznutzungssituationen von Bedeutung, da in solchen zum einen Aktoren benötigt werden und zum anderen die installierten Betriebsmittel maximal ausgenutzt werden. Aus diesem Grund werden beispielsweise Netznutzungssituationen aus der Nacht mit geringer Bezugs- und Einspeiseleistung für die Analyse vernachlässigt. Das Verfahren wählt mindestens drei Zeitpunkte für das gesamte Niederspannungsnetz pro Tag aus, um die Netznutzungssituationen der geringsten bzw. höchsten Spannung und der maximalen Betriebsmittelauslastung als Bewertungsgrundlage zu nutzen. Dafür werden alle Messwerte der installierten Sensoren analysiert und ausgewählt. Zusätzlich werden alle Zeitpunkte von detektierten Grenzwertverletzungen für den weiteren Verlauf genutzt und ebenfalls alle Messwerte der installierten Sensoren gespeichert. Ebenfalls können in diesem Schritt netzbetreiberspezifische Grenzen für die Detektion eines Bedarfs an Aktorflexibilität implementiert werden, sodass die zu bewertenden Zeitpunkte ansteigen und somit das Verfahren auf einer größeren Datenbasis beruht. Beispielsweise können ebenfalls alle Zeitpunkte mit einer Auslastung größer 80 % berücksichtigt werden. Diese Zeitpunkte würden ohne die netzbetreiberspezifische Grenze nicht oder nur teilweise analysiert, da keine Grenzwertverletzung vorliegt und lediglich die höchste Auslastung berücksichtigt wird.

Bewertung des maximalen Einflusses der verfügbaren Aktoren

Nach der Auswahl der zu bewertenden Zeitpunkte wird zuerst die Netznutzungssituation und die verfügbare Aktorflexibilität ermittelt. Dazu wird, wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, eine Netzzustandsidentifikation durchgeführt und die Aktormesswerte auf Verfügbarkeit überprüft. Da neben der installierten Netzkapazität ebenfalls die virtuelle Netzkapazität berücksichtigt werden soll, ist die gesamte Aktorflexibilität maximal auszunutzen. Aus diesem Grund wird die sich einstellende Netznutzungssituation ermittelt, wenn alle Aktoren ihre maximale Aktorflexibilität ausnutzen. Hierbei ist zum einen die kompensierende Wirkung von einzelnen Aktoren untereinander zu berücksichtigen und zum anderen die Auswirkungen von Aktoren, welche die Spannung in beide Richtungen einstellen können.

Um die maximale Netzkapazität ermitteln zu können wird somit zwischen der Einspeisereserve und der Bezugsreserve unterschieden. Dies führt für jeden zu analysierenden Zeitpunkt zu zwei unterschiedlichen Ausnutzungen der Aktoren. Tabelle 5-1 beschreibt die zu berücksichtigenden Aktoreingriffe für die jeweilige Reserve. Um die tatsächlich maximale Ausnutzung der Aktorflexibilität zu ermitteln wird für Aktoren, welche Blind- und Wirkleistung als Aktorflexibilität anbieten, die Wirkleistungsregelung berücksichtigt, da diese durch das R/X-Verhältnis in der Niederspannungsebene einen deutlich höheren Einfluss aufweist [33].

Sollte ein Aktor lediglich Blindleistung als Aktorflexibilität zur Verfügung stellen, ist diese entsprechend zu nutzen. Spannungsregelnde Aktoren sind separat zu berücksichtigen, da diese die Spannung in beide Richtungen beeinflussen können. Die Aktoransteuerungen in Tabelle 5-1 beziehen sich auf die Wirk- und Blindleistung der jeweiligen Aktoren. Dabei ist für die Blindleistung die Bezugsleistung induktiv und die Einspeiseleistung kapazitiv. Demnach wird für die Einspeisereserve die Netznutzungssituation auf die minimal mögliche Spannung und für die Bezugsreserve auf die maximal mögliche Spannung geregelt. Die Abschätzung der einzelnen Einflüsse der Aktoren kann auf Basis der in Kapitel 3 beschriebenen Sensitivitätsanalyse geschehen. Die dargestellte Genauigkeit ist für die Bedarfsermittlung von weiteren Aktoren ausreichend.

Tabelle 5-1 Aktoransteuerung zur Bewertung der Netzreserve

Aktor	Einspeisereserve	Bezugsreserve
Regelbarer Ortsnetztransformator	Minimal einzustellende Spannung	Maximal einzustellende Spannung
Längsregler	Minimal einzustellende Spannung	Maximal einzustellende Spannung
Steuerbare Einspeiseanlage	Minimale Einspeiseleistung	Maximale Einspeiseleistung
Steuerbare Last	Maximale Bezugsleistung	Minimale Bezugsleistung
Batteriespeicher	Maximale Bezugsleistung bzw. minimale Einspeiseleistung	Minimale Bezugsleistung bzw. maximale Einspeiseleistung

Bei der maximalen Ansteuerung der Aktoren können alle Grenzwerte vernachlässigt werden, da die jeweils maximal mögliche Netznutzungssituation für die weitere Bewertung berücksichtigt wird. Jede zu analysierende Netznutzungssituation ergibt nach dieser Berechnung somit zwei maximal einstellbare Netznutzungssituationen, welche im Folgenden weiter analysiert werden.

Berechnung der Netzreserve

Aus den sich ergebenden maximal einzustellenden Netznutzungssituationen wird auf Basis der in Kapitel 3 beschriebene Sensitivitätsanalyse die Einspeise- bzw. Bezugsreserve ermittelt. Diese Berechnung berücksichtigt wiederum das vom Netzbetreiber einzuhaltenen Spannungsband und die Grenzwerte der installierten Betriebsmittel. Dabei wird für jeden Knoten singular die noch maximal installierbare Einspeise- und Bezugsleistung berechnet, welche keine entsprechende Grenzwertverletzung hervorruft. Bei dieser Berechnung wird lediglich die Wirkleistung berücksichtigt, da das primäre Ziel des Niederspannungsnetzes die Bereitstellung von Wirkleistung ist. Dies wird für jeden Knoten sequentiell durchgeführt, um ein Gesamtbild zu erhalten.

Die folgenden Formeln stellen diese Berechnung unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzwerte für einen Knoten (K) dar. Die Formeln (5-3) und (5-4) berechnen zunächst die möglichen Spannungsänderung (ΔU_K) bis zu einer Spannungsbandverletzung der oberen (U_{\max}) bzw. unteren (U_{\min}) Spannungsgrenze unter Beachtung der aktuellen Spannung ($U_{K;\text{ist}}$) nach Berücksichtigung der verfügbaren Aktorflexibilität. Zusätzlich wird die Spannungsänderung nach einspeisebedingt ($\Delta U_{K;E}$) und bezugsbedingt ($\Delta U_{K;B}$) kategorisiert.

$$\Delta U_{K;E} = U_{\max} - U_{K;\text{ist}} \quad (5-3)$$

$$\Delta U_{K;B} = U_{\min} - U_{K;\text{ist}} \quad (5-4)$$

Im nächsten Schritt wird die mögliche Wirkleistungsanpassung berechnet, welche ohne Spannungsbandverletzung realisiert werden kann. Dabei wird lediglich eine Wirkleistungsanpassung berücksichtigt, da die primäre Aufgabe des Niederspannungsnetzes die Realisierung einer Möglichkeit für den Endnutzer zum Beziehen respektive Einspeisen von Wirkleistung ist. Die mögliche Wirkleistungsänderung kann auf Basis der Sensitivitätsanalyse ermittelt werden. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird die Formel der konventionellen Sensitivitätsanalyse verwendet. Jedoch ist ebenfalls die Nutzung der vorgestellten Verbesserungen aus Abschnitt 3.3 möglich. Die Formeln (5-5) und (5-6) stellen die Berechnung der Einspeise- ($P_{RE;K}$) und Bezugsreserve ($P_{RB;K}$) für den Knoten K dar.

$$P_{RE;K} = \frac{\Delta U_{K;E} \cdot U_{K;\text{ist}}}{Y_{\text{mod};K,K}^{-1}} \quad (5-5)$$

$$P_{RB;K} = \frac{\Delta U_{K;B} \cdot U_{K;\text{ist}}}{Y_{\text{mod};K,K}^{-1}} \quad (5-6)$$

Diese Berechnung basiert auf der Sensitivitätsanalyse und weist somit die beschriebenen Einschränkungen in der Genauigkeit auf. Eine Berechnung auf Basis einer Leistungsflussberechnung ist auch möglich, jedoch iterativ durchzuführen. Aus diesem Grund können die Ergebnisse auf Basis der Sensitivitätsanalyse durch eine Leistungsflussberechnung evaluiert und mit Hilfe weniger Iterationen adaptiert werden. Dieses Verfahren reduziert die benötigte Anzahl von Iterationen maßgeblich bei gleichzeitiger Erhöhung der Berechnungsgenauigkeit. Weitere Informationen zu diesem Vorgehen können [134] entnommen werden.

Neben der Berücksichtigung der Spannungsbandgrenzen, ist ebenfalls die Betriebsmittelauslastung ausschlaggebend. Somit müssen auch für diese die möglichen Wirkleistungsanpassungen berechnet werden. Auch bei dieser Netzreserve wird zwischen Einspeise- und Bezugsreserve unterschieden. Für die Berechnung kann zunächst die Stromänderung ($\Delta I_{K;E}$ bzw. $\Delta I_{K;B}$) am Knoten K berechnet werden (Formeln (5-7) und (5-8)).

Diese Berechnung ist iterativ durchzuführen und startet mit der zuvor bestimmten Wirkleistung der Einspeise bzw. Bezugsreserve. Die berechnete Stromänderung ist auf die Zweigelemente mit Hilfe der Admittanzmatrix zu verteilen, sodass sich die einstellenden Ströme der jeweiligen Betriebsmittel ergeben. Insbesondere ist der Ortsnetztransformator als Betriebsmittel zu berücksichtigen, da dieser die gesamte Wirkleistungsanpassung bereitstellen muss.

$$\Delta I_{K;E} = \frac{P_{RE;K}}{\Delta U_{K;E}} \quad (5-7)$$

$$\Delta I_{K;B} = \frac{P_{RB;K}}{\Delta U_{K;B}} \quad (5-8)$$

Sollte ein Betriebsmittel überlastet werden ist die Wirkleistung entsprechend der Höhe der Überlastung zu reduzieren und durch einen weiteren Iterationsschritt zu validieren. Diese Iteration kann ebenfalls durch eine Mischung aus Sensitivitätsanalyse und Leistungsflussberechnung durchgeführt werden.

Die beschriebenen Berechnungen führen pro analysierte Netznutzungssituation zu verschiedenen Einspeise- und Bezugsreserven, welche nun zu einer einzelnen reduziert werden, da durch die Überschreitung der jeweils geringsten Netzreserve eine Grenzwertverletzung resultiert. Dazu wird für jeweils jede Netznutzungssituation die Summe der Einspeise- ($P_{RE;N}$) bzw. Bezugsreserve ($P_{RB;N}$) über alle Knoten (n_K) gebildet (Formeln (5-9) und (5-10)). Die Netznutzungssituationen mit der jeweils geringsten Summe werden im finalen Schritt analysiert und eine Handlungsempfehlung abgeleitet.

$$P_{RE;N} = \sum_{n=1}^{n_K} P_{RE;K} \quad (5-9)$$

$$P_{RB;N} = \sum_{n=1}^{n_K} P_{RB;K} \quad (5-10)$$

Bewertung und Ableitung der Handlungsempfehlung

Der letzte Schritt bewertet die zuvor ermittelten Netzreserven. Diese Bewertung findet auf Basis von zwei zu parametrierenden Grenzen der Netzreserve statt. Diese Grenzen können beliebig eingestellt werden. Die Signifikanz und die Vorlaufzeit für den detektierten Bedarf an Aktorflexibilität ist direkt abhängig von diesen beiden Grenzen. Die eine Grenze gilt für einen Knoten und ist die singular vorzuhaltende Netzreserve ($P_{R;s}$) an einem Knoten im Niederspannungsnetz. Diese Grenze orientiert sich an der mittleren Anlagengröße im Niederspannungsnetz, sodass sobald ein Knoten im Niederspannungsnetz diese Anlagenleistung nicht mehr vorhält, ein Bedarf an Aktorflexibilität detektiert ist.

Erst mit Installation dieser einen Anlagenleistung an dem spezifischen Knoten entsteht ein tatsächlicher Bedarf an Aktorflexibilität. Somit weist diese Grenze mit einer großen Wahrscheinlichkeit eine ausreichende Vorlaufzeit, jedoch ebenfalls eine geringe Signifikanz auf.

Die zweite Grenze berücksichtigt aus diesem Grund neben der singular vorzuhaltenden Netzreserve ebenfalls die Verteilung bzw. Häufigkeit der Netzreserve im gesamten Niederspannungsnetz. Somit gilt diese Grenze für das gesamte Niederspannungsnetz und besteht aus zwei Parametern. Zum einen muss die relative Anzahl der Knoten ($n_{K;rel;E}$ und $n_{K;rel;B}$) definiert werden und zum anderen die kumulativ vorzuhaltende Netzreserve ($P_{R;k}$) der betrachteten Knoten. Hier kann beispielsweise die zweifache mittlere Anlagengröße in Verbindung mit einer Häufigkeit von zehn Prozent ausgewählt werden. Wenn zehn Prozent der Knoten im Niederspannungsnetz eine geringere Netzreserve als die zweifache mittlere Anlagenleistung aufweisen, detektiert das Verfahren einen Bedarf an Aktorflexibilität. Ein tatsächliches Auftreten dieses Actorbedarfes bedingt mindestens eine Leistungsanpassung der doppelten mittleren Anlagenleistung. Der Knoten der Installation wirkt sich jedoch ebenfalls auf den Bedarf aus, sodass die Netzreserve weiterhin ausreichend sein kann. Auch für diese Grenze besteht eine starke Abhängigkeit zwischen Grenze, Signifikanz und Vorlaufzeit.

Im Folgenden werden die Grenzen, wie in Tabelle 5-2 definiert, genutzt. Die zuvor beschriebenen Grenzwerte in Abhängigkeit zu den bereits beschriebenen Berechnungen der Netzreserve stellen die Formeln (5-11), (5-12), (5-13) und (5-14) dar. Dabei stellen die Formeln (5-11) und (5-12) die singuläre Grenze für einzelne Knoten dar. Sobald eine Einspeise- ($P_{RE;K}$) und Bezugsreserve ($P_{RB;K}$) an einem Knoten der Netznutzungssituation die singular vorzuhaltende Netzreserve ($P_{R;s}$) unterschreitet, wird ein Actorbedarf detektiert. Für die kumulativ vorzuhaltende Netzreserve wird zuerst die Anzahl der Knoten, welche den Grenzwert unterschreiten bestimmt. Diese Anzahl wird zum einen für die Einspeisereserve ($\xi_{i,E}$) und zum anderen für die Bezugsreserve ($\xi_{i,B}$) ermittelt. Im zweiten Schritt werden die Anzahl der Knoten kleiner der kumulativ vorzuhaltenden Netzreserve mit der Gesamtanzahl der Knoten im Netz verglichen.

Tabelle 5-2 Grenzwerte für die Detektion eines Actorbedarfes auf Basis der Netzreserveberechnung

Grenzwert	Einspeisereserve	Bezugsreserve
Singular vorzuhaltende Netzreserve	10 kW	11 kW
Kumulativ vorzuhaltende Netzreserve	20 kW	22 kW
Anteil der Knoten	10 %	10 %

$$|P_{RE;K}| < |P_{R;s}| \quad (5-11)$$

$$|P_{RB;K}| < |P_{R;s}| \quad (5-12)$$

$$\xi_{i;E} = \begin{cases} 1, & P_{RE;K} < P_{R;k} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (5-13)$$

$$n_{K;rel;E} < \sum_{i=1}^n \xi_{i;E} \cdot \frac{100 \%}{n_K}$$

$$\xi_{i;B} = \begin{cases} 1, & P_{RB;K} < P_{R;k} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

$$n_{K;rel;B} < \sum_{i=1}^n \xi_{i;B} \cdot \frac{100 \%}{n_K} \quad (5-14)$$

Somit detektiert die Methode immer dann, wenn die Netzreserven die Grenzen unterschreiten, einen Bedarf an Aktorflexibilität. Im Speziellen wird bei einer Grenzwertverletzung nach Formeln (5-11) und (5-13) ein Bedarf an steuerbarer Einspeiseleistung bzw. nach Formeln (5-12) und (5-14) ein Bedarf an steuerbarer Bezugsleistung erkannt.

Dieses messwertbasierte Verfahren ermöglicht eine gute Abschätzung eines Bedarfs an Aktorflexibilität, wobei durch die Wahl der Grenzwerte die Signifikanz und Vorlaufzeit parametrisiert werden kann. Somit kann jeder Netzbetreiber nach seinen Vorstellungen die Grenzen parametrieren und durch Erfahrungen adaptieren.

Als letzte Methodik wird ein szenarienbasierter Ansatz vorgestellt, welcher durch die Auswahl geeigneter Szenarien die Vorlaufzeit weiter ansteigen lassen kann.

5.2.3. Verfahren 3: Bestimmung der zukünftigen Netzreserve

Wie für die zuvor beschriebenen messwertbasierten Verfahren ist für das szenarienbasierte Verfahren zur Detektion eines zukünftigen Bedarfes an Aktorflexibilität die Vorlaufzeit und die Signifikanz entscheidend. Das szenarienbasierte Verfahren nutzt die bereits in Abschnitt 5.2.1 beschriebene Bewertung von Messwerten, stellt jedoch auf Basis von Berechnungsszenarien synthetische Messwerte zur Verfügung. Somit besteht dieses Verfahren aus zwei Schritten.

Der erste Schritt erstellt synthetische Messwerte und der zweite Schritt leitet, wie in Abschnitt 5.2.1 beschrieben, den Bedarf an Aktorflexibilität ab. Die Signifikanz der Aussage ist somit stark von den entwickelten Szenarien abhängig. Die Vorlaufzeit der Detektion ist ebenfalls von der Auswahl der Szenarien abhängig, jedoch ebenfalls von den in der Realität eintretenden Veränderungen.

Die Bereitstellung der synthetischen Messwerte basiert auf unterschiedlichen Szenarien, welche für das Netzgebiet erstellt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass deutschlandweite Trends schnell implementiert werden können, jedoch nur bedingt im betrachteten Netzgebiet eintreten müssen. Beispielsweise sind potenzielle Dachflächen im Netzgebiet maßgeblich für den PV-Ausbau, jedoch nicht der deutschlandweite Trend. Ebenfalls kann die Nutzung der Elektromobilität durch einen lokalen Trend und eine sozial gesellschaftliche Dynamik stark von überregionalen Trends abweichen. Die Berücksichtigung solcher lokalen Eigenschaften bedarf diverser Datengrundlagen und ist stets aufwendiger, als die Annahme von Standardszenarien, steigert jedoch die Signifikanz der Ergebnisse deutlich.

Die Entwicklung der Szenarien sollte somit möglichst viele lokale Eigenschaften berücksichtigen und möglichst die sich einstellenden Veränderungen im Netzgebiet abbilden. Da sich diverse Szenarien einstellen können, werden unterschiedliche Szenarien analysiert und bewertet. In Kombination mit einer Betrachtung der sich real einstellenden Veränderungen kann der Bedarf an zusätzlicher Aktorflexibilität abgeschätzt werden.

Bei der Szenarientwicklung ist zuerst eine Netznutzungssituation anzunehmen, welche im Netzgebiet herrscht und als Grundlage dient. Diese Netznutzungssituation sollte mit den tatsächlich aufgenommenen Messwerten korrelieren und eine reale Netznutzungssituation abbilden. Die angenommenen Veränderungen im Netzgebiet können zum einen auf den bereits durchgeführten Veränderungen aufbauen oder zum anderen durch zusätzliche Informationen, wie z. B. Wohnfläche, Personenanzahl im Haushalt, Einkommensverhältnis, Kaufkraft und Technikaffinität abgeleitet werden. Für die Integration von weiteren Daten müssen diese zum einen verfügbar sein und zum anderen korrekt interpretiert werden. Weitere Details zur Szenarientwicklung können aus [140, 141] entnommen werden.

Die Beschreibung der Szenarientwicklung führt auf, dass die Signifikanz der Ergebnisse maßgeblich von den gewählten Szenarien abhängt. Die anschließende Bewertung der Szenarien basiert auf dem in Abschnitt 5.2.1 dargestellte Verfahren, sodass der Bedarf an Aktorflexibilität des Szenarios definiert werden kann.

Der folgende Abschnitt bewertet und evaluiert die drei vorgestellten Verfahren.

5.3. Bewertung und Evaluierung der Verfahren

Eine szenarien- bzw. simulationsbasierte Evaluation der Verfahren ist nur bedingt sinnvoll. Insbesondere das Verfahren auf Basis von nicht zu beherrschenden Grenzwertverletzungen (Abschnitt 5.2.1) benötigt keine gesonderte Evaluierung, da der Bedarf an Aktorflexibilität erst detektiert wird, wenn eine Grenzwertverletzung nicht beherrscht werden kann.

Das zweite Verfahren auf Basis der Netzreserve (Abschnitt 5.2.2) wird durch Ausbauszenarien validiert und die Sensitivität auf die Grenzwerte dargestellt. Diese Validierung kann für die ersten beiden Verfahren genutzt werden. Das dritte Verfahren der Szenarienanalyse (Abschnitt 5.2.3) ist auf Basis von Szenarien zu validieren, sodass ein Validierungsparadoxon entsteht.

Da die Validierung ebenfalls Szenarien nutzt, wird die Güte des Verfahrens durch die Diskrepanz der beiden Szenarien definiert. Da beide Szenarien bekannt sind, ist eine Validierung nur bedingt sinnvoll bzw. bietet keinen Mehrwert.

In der Gesamtbewertung können jedoch die Verfahren gegenübergestellt werden.

5.3.1. Bewertung der Zuverlässigkeit und Genauigkeit der Verfahren

Die beiden ersten Verfahren werden für drei Netze erprobt, wobei zwei verschiedene Ausbauszenarien definiert werden. Beide Szenarien stellen kritische Netznutzungssituationen dar und stellen somit die für die Verfahren benötigten Messwerte zur Verfügung. Das erste Ausbauszenario stellt eine kontinuierliche Integration von PV-Anlagen dar, welche sukzessive integriert werden. Dabei wird die Anlagengröße zufällig auf Basis einer Normalverteilung definiert und der Einbauort ebenfalls zufällig im Netz gewählt. Die Normalverteilung wird mit den Grenzen 3 und 10 kW limitiert, da somit die übliche PV-Anlagenleistung in der Niederspannung abgebildet wird [60]. Die installierte Anlagenleistung korreliert nicht mit dem tatsächlichen Einspeisepotenzial der einzelnen Knoten, welches beispielsweise durch die Dachfläche limitiert ist. Die Residualleistung der Haushaltsknoten wird ebenfalls zufällig ermittelt, wobei für jeden Knoten durch die Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren ein Minimum bezogen wird. Dieses Minimum wird durch eine Nachbildung eines Haushaltsprofils ermittelt, welches auf Basis von probabilistischen Haushaltsdaten einen Tagesverlauf abbildet. Für dieses Ausbauszenario werden vom Profil lediglich die Mittagssituationen genutzt, da diese simultan zum maximalen Einspeisepotenzial der PV-Anlagen sind und somit für die Analyse die kritischsten Netznutzungssituationen darstellen.

Das zweite Ausbauszenario stellt einen Ausbau der Bezugsleistung dar, welches beispielsweise durch eine Integration von Ladesäulen oder Wärmepumpen verursacht wird. Auch für diese Ausbauleistung wird eine Normalverteilung zwischen 7 und 22 kW genutzt, da dies übliche Leistungsklassen von Ladesäulen bzw. Wärmepumpen repräsentiert. Für dieses Ausbauszenario wird die Residualleistung der Haushaltsknoten unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit maximiert und sukzessive eine Bezugsleistung zufällig an Knoten ergänzt. Hierfür wird ebenfalls das probabilistische Haushaltsprofil für die Abendstunden genutzt, da zu diesem Zeitpunkt eine Leistungsspitze besteht und keine Kompensation durch PV-Anlagen vorliegt. Der Betrag der Ausbauleistung wird ebenfalls mit Hilfe einer Normalverteilung definiert. Die folgende Tabelle stellt die Rahmenbedingungen der beiden Szenarien dar.

Tabelle 5-3 Rahmenbedingungen der Ausbauszenarien

Eigenschaften	Ausbauszenario - Einspeisung	Ausbauszenario - Bezugsleistung
Anzahl an Wohneinheiten pro Haushaltsknoten	Zufällig zwischen 1 und 4	Zufällig zwischen 1 und 4
Haushaltsleistung	Minimale Leistung zur Mittagszeit	Maximale Leistung zur Abendzeit
Ausbauleistung	Normalverteilung zwischen 3 und 10 kW	Normalverteilung zwischen 7 und 22 kW
Ausbauknoten	Zufällig	Zufällig

Die sukzessive Integration in beiden Ausbauszenarien wurde bis zu einer Grenzwertverletzung durchgeführt. Dieser Zeitpunkt wäre die erste Netznutzungssituation in der das erste Verfahren zur Detektion eines Bedarfes an Aktorflexibilität eine Meldung generiert. Der Ausbauschritt an welchem das Verfahren auf Basis der Netzreserve eine Meldung generiert wird für die Bewertung genutzt. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Analyse, wie bereits beschrieben, kritische Netznutzungssituationen für zwei verschiedene Ausbauszenarien berücksichtigt. In der Realität existiert zum einen keine Kontinuität im Ausbau der Anlagen und zum anderen entstehen kritische Netznutzungssituationen durch das Zusammenwirken von vielen Faktoren. Somit stellt die Analyse eine Bewertung von kritischen Netznutzungssituationen dar, welche in der Realität für wenige Zeitpunkte im Niederspannungsnetz herrschen und eine nicht zu definierende Periode aufweisen. Mit den in Abschnitt 2.1 beschriebenen Veränderungen steigt jedoch die Probabilität solcher Netznutzungssituationen.

Für das Testnetz (Abbildung 2-9) ergeben sich die folgenden Ergebnisse. Die folgenden Tabellen stellen die Ausbauschritte dar, in denen eine Grenzwertverletzung auftritt (Spalte 1: Ausbauschritt der Grenzwertverletzung) und somit ein Bedarf an zusätzlicher Aktorflexibilität besteht. In diesem Ausbauschritt würde das 1. Verfahren ebenfalls einen Aktorbedarf detektieren. Zusätzlich werden die Ausbauschritte dargestellt in denen das 2. Verfahren auf Basis der Netzreserve einen Bedarf an Aktorflexibilität detektiert. Spalte 2 (Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze) stellt die Detektionsschwelle der singulären Grenze für einzelne Knoten dar, wobei Spalte 3 (Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze) die Betrachtung aller Knoten durch den kumulierten Grenzwert darstellt. Um die Sensitivität der Verfahren auf die zuvor definierten Grenzwerte darstellen zu können, werden die Grenzwerte variiert und die Ergebnisse als eigene Tabellen nebeneinander dargestellt.

Tabelle 5-4 Ausbauschritte des einspeisebasierten Ausbauszenarios im Testnetz

Ausbauszenario (Einspeisung) Singulär vorzuhaltende Netzreserve = 10 kW Kumulative vorzuhaltende Netzreserve = 20 kW Anteil der Knoten = 5 %			Ausbauszenario (Einspeisung) Singulär vorzuhaltende Netzreserve = 4 kW Kumulative vorzuhaltende Netzreserve = 7,5 kW Anteil der Knoten = 5 %		
Ausbauschritt der Grenzwertverletzung	Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze	Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze	Ausbauschritt der Grenzwertverletzung	Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze	Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze
31	31	31	42	1	1
29	29	29	36	1	1
29	29	29	36	1	1
25	25	25	39	1	1
41	41	41	34	1	1
33	33	33	32	1	1
26	26	26	36	1	1
36	35	35	34	1	1
36	36	35	45	1	1
36	36	36	34	1	1

Tabelle 5-5 Ausbauschritte des bezugsleistungsbasierten Ausbauszenario im Testnetz

Ausbauszenario (Bezugsleistung) Singulär vorzuhaltende Netzreserve = 10 kW Kumulative vorzuhaltende Netzreserve = 20 kW Anteil der Knoten = 5 %			Ausbauszenario (Bezugsleistung) Singulär vorzuhaltende Netzreserve = 30 kW Kumulative vorzuhaltende Netzreserve = 40 kW Anteil der Knoten = 5 %		
Ausbauschritt der Grenzwertverletzung	Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze	Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze	Ausbauschritt der Grenzwertverletzung	Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze	Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze
9	4	1	14	10	9
9	4	1	11	8	5
14	3	1	11	6	6
7	2	1	18	14	12
14	6	1	10	7	5
9	7	1	10	9	6
10	6	1	14	10	6
12	4	1	17	13	7
8	5	1	9	6	3
14	7	1	7	5	3

Tabelle 5-4 zeigt für die einspeisebasierten Ausbauszenarien eine Grenzwertverletzung nach frühestens 25 bzw. spätestens 42 Ausbauschritten. Jede Zeile stellt eine verschiedene Netznutzungssituation dar. Das 2. Verfahren detektiert je nach Definition der Grenzwerte den Aktorbedarf deutlich zu früh oder erst mit Eintreten der Grenzwertverletzung. Eine geeignete Auswahl der Grenzwerte ist für das Testnetz und den einspeisebasierten Ausbauszenarien nicht möglich.

Denselben Zusammenhang verdeutlicht Tabelle 5-5 für die bezugsleistungsbasiertem Ausbauszenarien, wobei zum einen eine Grenzwertverletzung nach frühestens 7 bzw. spätestens 18 Ausbausritten eintritt und zum anderen das durch die Definition der Grenzwerte eine Variation des Detektionszeitraums eingestellt werden kann.

Für das ländliche (Abbildung 2-7) und städtische Netz (Abbildung 2-8) zeigen die folgenden Tabellen die Analyseergebnisse. Dabei wird auf eine Grenzwertvariation verzichtet.

Tabelle 5-6 Ausbausritte für die Ausbauszenarien im ländlichen Netz

Ausbauszenario (Einspeisung) Singular vorzuhaltende Netzreserve = 10 kW Kumulative vorzuhaltende Netzreserve = 20 kW Anteil der Knoten = 5 %			Ausbauszenario (Bezugsleistung) Singular vorzuhaltende Netzreserve = 10 kW Kumulative vorzuhaltende Netzreserve = 20 kW Anteil der Knoten = 5 %		
Ausbauschritt der Grenzwertverletzung	Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze	Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze	Ausbauschritt der Grenzwertverletzung	Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze	Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze
30	1	1	1	1	1
31	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1
27	1	1	1	1	1
29	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1
38	1	1	1	1	1
28	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1
28	1	1	1	1	1

Für die einspeisebasierten Ausbauszenarien zeigt das ländliche Netz Grenzwertverletzungen nach frühestens 20 bzw. spätestens 38 Ausbausritten. Bei jedem bezugsleistungsbasierten Ausbauszenario tritt eine Grenzwertverletzung bereits nach dem ersten Ausbausritt auf. Das 2. Verfahren detektiert dies ebenfalls, ist jedoch durch den frühen Zeitpunkt mit dem 1. Verfahren gleichzusetzen. Auch für die einspeisebasierten Ausbauszenarien erkennt das 2. Verfahren einen Aktorbedarf für jede Netznutzungssituation nach dem ersten Ausbausritt. Dies kann für das genutzte ländliche Netz nicht durch die Variation der Grenzwerte angepasst werden.

Für das städtische Netz können aus Tabelle 5-7 dieselben Zusammenhänge abgeleitet werden, wobei die Definition der Grenzwerte einen Einfluss auf den Ausbausritt der Detektion eines Aktorbedarfes aufweist.

Tabelle 5-7 Ausbauschritte für die Ausbauszenarien im städtischen Netz

Ausbauszenario (Einspeisung) Singulär vorzuhaltende Netzreserve = 10 kW Kumulative vorzuhaltende Netzreserve = 20 kW Anteil der Knoten = 5 %			Ausbauszenario (Bezugsleistung) Singulär vorzuhaltende Netzreserve = 10 kW Kumulative vorzuhaltende Netzreserve = 20 kW Anteil der Knoten = 5 %		
Ausbauschritt der Grenzwertverletzung	Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze	Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze	Ausbauschritt der Grenzwertverletzung	Ausbauschritt der Detektion durch die singuläre Grenze	Ausbauschritt der Detektion durch die kumulierte Grenze
171	118	120	1	1	1
156	110	110	6	1	1
186	105	105	17	1	1
200	109	114	1	1	1
148	91	92	5	1	1
162	97	101	1	1	1
192	102	106	5	1	1
155	97	97	23	1	1
169	108	108	25	1	1
169	99	104	5	1	1

Da wie in Abschnitt 5.1.2 beschrieben die Vorlaufzeit eine relevante Größe ist, stellt Tabelle 5-8 die Ergebnisse als Vorlaufzeit der Analyse dar. Dabei muss berücksichtigt werden, dass alle Grenzwertverletzungen die schon im ersten Ausbauschritt auftreten keine Reaktionszeit für die Verfahren erlaubt und somit die Vorlaufzeit gleich Null ist. Tabelle 5-8 stellt die Differenz der Ausbauschritte zwischen tatsächlicher Grenzwertverletzung und Detektion durch das Verfahren auf Basis der Netzreserve dar. Dabei wird für jedes Netz und Ausbauszenario die minimale, maximale und mittlere Anzahl an Ausbauschritten aufgetragen. Für die Detektion durch das 2. Verfahren, wurden für jedes Netzgebiet optimale Grenzwerte genutzt, um den Aktorbedarf möglichst minimal vor der Grenzwertverletzung zu detektieren.

Tabelle 5-8 Darstellung der Vorlaufzeit zur Integration eines Aktors für alle Szenarien

Netz		Minimale Anzahl an Ausbauschritten als Vorlaufzeit		Maximale Anzahl an Ausbauschritten als Vorlaufzeit		Mittlere Anzahl an Ausbauschritten als Vorlaufzeit	
		Singulär	Kumulativ	Singulär	Kumulativ	Singulär	Kumulativ
Testnetz	Einspeisung	0	0	44	44	18	18
	Bezug	1	4	11	13	5	8
Ländliches Netz	Einspeisung	19	19	39	39	30	30
	Bezug	0	0	0	0	0	0
Städtisches Netz	Einspeisung	31	27	101	100	63	61
	Bezug	0	0	24	24	6	6

Die Ergebnisse illustrieren, dass die Verfahren eine Abhängigkeit zum betrachteten Netzgebiet, dem Ausbauszenario und den parametrisierten, vorzuhaltenden Netzreserven aufweist. Insbesondere die Abhängigkeit zur Parametrierung wird durch die Vergleichswerte verdeutlicht.

Für das Testnetz zeigt Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5, dass eine Adaption der Parametrierung nötig ist, um eine frühzeitige Detektion zu ermöglichen. Die Parametrierung ist sehr sensitiv auf die Ergebnisse, da das Testnetz stark auf den Ausbau reagiert. Dies liegt zum einen an der Spannungscharakteristik des Netzes und den geringen Betriebsmittelgrößen. Somit ist das Testnetz für kritische Netznutzungssituationen prädestiniert. Insbesondere das Ausbauszenario der Bezugsleistung zeigt das erwartete Verhalten des Verfahrens und eine frühzeitige Detektion eines Bedarfes an Aktorflexibilität kann erreicht werden.

Für das ländliche Netz ist lediglich das Ausbauszenario der Einspeisung interessant, da beim Ausbauszenario der Bezugsleistung sofort eine Grenzwertverletzung entsteht. Dies wird ebenfalls durch eine geringe Dimensionierung bzw. starke Auslastung der Betriebsmittel verursacht. Diese Grenzwertverletzung kann zum einen durch die Meldung der Grenzwertverletzung als ein Bedarf an zusätzlicher Aktorflexibilität interpretiert werden und zum anderen detektiert auch das Verfahren der Netzreserve den Aktorbedarf. Bei dem Ausbauszenario der Einspeisung kann der Bedarf detektiert werden, jedoch kann eine Anpassung der Parametrierung die Vorlaufzeit nicht einstellen. Dies liegt an den Netzeigenschaften und dem gewählten Ausbauszenario. Das Verfahren detektiert einen Bedarf an Aktorflexibilität mit einer großen Vorlaufzeit und ermöglicht dem Netzbetreiber somit eine präventive Integration eines Aktors mit genügend Zeit für Planung und Umsetzung.

Die Ergebnisse des städtischen Netzes zeigen das gleiche Verhalten für das Ausbauszenario der Bezugsleistung. Die Ergebnistabellen für das Ausbauszenario der Einspeisung verdeutlichen, dass der Netzbetreiber durch die Parametrierung die Vorlaufzeit einstellen kann und somit den eigenen Planungs- bzw. Umsetzungshorizont definiert. Das Verfahren detektiert stets vor dem Eintreten einer Grenzwertverletzung den Bedarf an zusätzlicher Aktorflexibilität.

Somit konnte das 2. Verfahren durch die verschiedenen Ausbauszenarien und deren Wiederholung in drei unterschiedlichen Netzen validiert werden. Die Funktionalität ist gewährleistet und ermöglicht die Berücksichtigung des virtuellen Netzausbaus in der Netzplanung. Zusätzlich verdeutlicht die Validierung die beschriebene Problematik der Vorlaufzeit. Im Folgenden werden alle drei Verfahren final bewertet und die Grenzen illustriert.

5.3.2. Verfahrensgrenzen

Die in diesem Kapitel vorgestellten Verfahren eignen sich grundsätzlich alle zur Detektion eines Bedarfes an zusätzlicher Aktorflexibilität, wobei der Detektionszeitpunkt und die Signifikanz der Ergebnisse stark unterschiedlich sind. Wie Abbildung 5-3 darstellt, besteht eine große Abhängigkeit zwischen diesen beiden Faktoren.

Das erste Verfahren, welches einen Bedarf durch eine nicht zu beherrschende Grenzwertverletzung detektiert, ermöglicht keine prädiktiven Maßnahmen und stellt somit lediglich eine Ultima Ratio dar. Diese Detektion erlaubt keine Vorlaufzeit und der Netzbetreiber sollte schnellstmöglich reagieren und einen neuen Aktor integrieren. Das Beobachten der Häufigkeit von Regelungseingriffen und der noch vorhandenen freien Aktorflexibilitäten kann als ein Indiz für einen zukünftigen Bedarf genutzt werden. Die Parametrierung der freien Aktorflexibilität (Formeln (5-1) und (5-2)) ermöglichen dem Netzbetreiber die Vorlaufzeit einzustellen. Dieses sehr einfache Verfahren kann jedoch nicht als Planungshilfe genutzt werden und unterstützt somit lediglich den Netzbetrieb. Insbesondere Knoten bzw. Netzgebiete, auf welche kein Aktor eine Sensitivität aufweist, kann das Verfahren nicht berücksichtigen.

Diesen Nachteil kompensiert das zweite Verfahren, welches eine vorzuhaltende Netzreserve definiert und somit ebenfalls Netzgebiete ohne einen sensitiven Aktor bewerten kann und ggf. einen Bedarf an Aktorflexibilität ermittelt. Auch dieses Verfahren kann parametrierbar und die Vorlaufzeit eingestellt werden. Die Signifikanz der Ergebnisse ist abhängig von der Parametrierung, weist jedoch einen großen Bezug zur Realität auf, da Messwerte verwendet und somit tatsächlich vorherrschende Netznutzungssituationen bewertet werden. Durch die Berücksichtigung des virtuellen Netzausbaus kann dieses Verfahren zusätzlich zum Netzbetrieb ebenfalls als Planungshilfe genutzt werden. Ein großer Nachteil des Verfahrens ist die Parametrierung, welche neben der gewünschten Vorlaufzeit ebenfalls eine große Abhängigkeit zum Netzgebiet aufweist (Vergleich Tabelle 5-4, Tabelle 5-5, Tabelle 5-6 und Tabelle 5-7). Aus diesem Grund ist die Parametrierung individuell für jedes Netzgebiet anzupassen und kontinuierlich zu adaptieren. Mit Hilfe dieser Adaptierung kann zum einen die Signifikanz und zum anderen die Vorlaufzeit optimiert werden. Zusätzlich führt die Validierung des Verfahrens auf, dass das Verfahren bei standardisierten Parametrierungen in unterschiedlichen Netzgebieten eine zu große Vorlaufzeit bereitstellt und somit eine Aktorintegration ggf. zu früh durchgeführt wird.

Diese zu frühe Integration kann durch das Verfahren der Szenarienanalyse vermieden werden. Dieses Verfahren weist jedoch eine sehr große Abhängigkeit von den entwickelten Szenarien auf, welche durch die Nutzung von einer Vielzahl an Daten sehr genaue Vorhersagen bereitstellen kann.

Somit besteht ein deutlicher Zusammenhang zwischen der Güte des Szenarios und der Signifikanz des 3. Verfahrens. Zusätzlich ist dieses Verfahren als eine Planungshilfe anzusehen, welche keinen Mehrwert für den Netzbetrieb bereitstellt. Ein konkreter Bezug zu aktuellen Netznutzungssituation besteht nur bedingt durch eine Integration von aktuellen Messwerten.

Die folgende Tabelle stellt die beschriebenen Vor- und Nachteile prägnant dar.

Tabelle 5-9 Vor- und Nachteile der drei vorgestellten Verfahren

Verfahren 1: Analyse und Bewertung von Grenzwertverletzungen	Verfahren 2: Bestimmung der aktuellen Netzreserven	Verfahren 3: Bestimmung der zukünftigen Netzreserve
<ul style="list-style-type: none"> + Einfache Funktion + Hohe Signifikanz + Parametrierung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> + Parametrierung möglich + Netzgebiet ohne Akorsensitivität wird berücksichtigt + Mittlere Signifikanz + Planungshilfe 	<ul style="list-style-type: none"> + Szenarien können durch Vielzahl an Daten realen Ausbau sehr gut abbilden + Planungshilfe
<ul style="list-style-type: none"> – Keine prädiktive Maßnahme – Keine Planungshilfe – Netzgebiet ohne Aktorsensitivität wird nicht berücksichtigt 	<ul style="list-style-type: none"> – Keine standardisierte Parametrierung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> – Hohe Abhängigkeit von den bereitgestellten Szenarien – Szenarientwicklung nötig – Keine Unterstützung für den Netzbetrieb

Zusammenfassend können die drei Verfahren sich gegenseitig ergänzen und in einem Dreiklang einen Bedarf an Aktorflexibilität gut vorhersagen und somit den virtuellen Netzausbau für die Planung von Veränderungen in der Niederspannungsebene berücksichtigen.

Zusätzliche Aktoren schaffen auf der einen Seite neue Freiheitsgrade für den Netzbetrieb, verursachen aber auf der anderen Seite Investitions- und Betriebskosten. Im Folgenden wird eine Möglichkeit vorgestellt, wie die Kosten und der Aufwand zur Integration neuer Aktoren reduziert werden können. Dafür wird eine Teilautomatisierung des in Abschnitt 5.1.2 dargestellten Prozesses zur Integration neuer Aktoren beschrieben.

5.4. Automatisierte adaptive Aktorintegration

Durch den sukzessiv ansteigenden Bedarf an Aktorflexibilität und die kontinuierliche Veränderung der Niederspannungsebene sind zukünftig vermehrt Aktoren in die Niederspannungsautomatisierung zu integrieren. Insbesondere durch die Digitalisierung des gesamten Elektroenergieversorgungssektors werden zunehmend Anlagen Kommunikationsschnittstellen anbieten und Aktorflexibilität bereitstellen können. Auch kann der Netzbetreiber im Zuge des Digitalisierungsprozesses seine TAB modifizieren und die Anschlussbedingungen von neuen Anlagen um eine Kommunikationsschnittstelle und eine Ansteuerbarkeit der Aktorflexibilität erweitern.

Dies wird die Verfügbarkeit von Aktoren steigern, jedoch gleichzeitig einen enormen Integrationsaufwand verursachen. Dieser Aufwand soll durch eine automatisierte, adaptive Aktorintegration reduziert werden.

Die fünf Punkte der Aktorintegration aus Abschnitt 5.1.2 können teilweise automatisiert bzw. modifiziert werden. Im Folgenden wird die Adaption des Prozesses beschrieben, sodass die automatisierte, adaptive Aktorintegration abgeleitet werden kann.

(1) Prinzipielle Evaluierung der Eignung der Anlage als Aktor

Diese Bewertung ist stets durchzuführen, wenn lediglich ein Minimum an Aktoren integriert werden soll. Sobald jedoch durch die TAB eine Integration erforderlich wird bzw. der regulatorische Rahmen eine vollständige Integration aller verfügbaren Aktoren vorsieht, ist diese Bewertung überflüssig. Die Reduktion des Aufwandes zur Integration der Anlage erhöht die Motivation aller potenziellen Aktoren zu integrieren. Zusätzlich kann die Aktorflexibilität für weitere Anwendungsfälle genutzt werden. Das folgende Kapitel stellt z. B. eine Nutzung der Niederspannungsfaktorflexibilität für die Mittelspannungsautomatisierung vor. Weitere Nutzungsmöglichkeiten sind durch die Realisierung von Flexibilitätsmärkten möglich, wie in Abschnitt 2.3 bereits dargestellt.

(2) Regulatorischer Rahmen bzw. bilateraler Vertrag mit dem Endnutzer

Dieser Prozessschritt ist unabhängig vom eigentlichen Integrationsprozess und somit zu vernachlässigen, könnte jedoch die entsprechenden Rahmenbedingungen zur Integration aller potenziellen Aktoren erheblich begünstigen. In [142] werden diese Anpassungen der Rahmenbedingungen im Kontext der Regulierung, Flexibilisierung und Sektorenkopplung ausgeführt.

(3) Realisierung einer Kommunikationsstrecke

Der nächste Punkt ist informationstechnisch umzusetzen, um eine sichere und zuverlässige Verbindung zu ermöglichen. Dabei reduziert die Anzahl von Aktoren die benötigte Zuverlässigkeit der Verbindung, da redundante Aktorflexibilität zur Verfügung steht, sobald eine große Anzahl an Aktoren in die Niederspannungsautomatisierung integriert ist.

Durch eine Modifizierung der zuvor definierten beiden Punkte ((4) Parametrierung der Anlage als ein Aktor und (5) Parametrierung der Niederspannungsautomatisierung) ergibt sich ein neuer Punkt.

(4_{neu}) Automatisierte adaptive Integration des Aktors

Für die automatisierte adaptive Integration des Aktors sind zuerst die zu definierenden Parameter in zwei Gruppen einzuteilen. Die in Abschnitt 4.1.2 dargestellten Parameter werden zwingend benötigt und sind somit nicht zu reduzieren. Insbesondere anlagenspezifische Parameter, wie beispielsweise die Nennleistung, die Ansteuerbereiche und die erwarteten Sollwerte, sind jedoch in der Anlage verankert und können somit von dieser automatisiert bereitgestellt werden.

Neben diesen anlagenspezifischen Parametern gibt es netzspezifische Parameter, die zum einen den Einbauort der Anlage definieren und zum anderen die zugehörige Niederspannungsautomatisierung. Für eine erfolgreiche Integration des Aktors in die Niederspannungsautomatisierung werden diese Parameter ebenfalls benötigt.

Somit ist weiterhin die Kommunikationsschnittstelle zwischen Aktor und Niederspannungsautomatisierung zu schaffen. Diese Schnittstelle kann genutzt werden, um netzspezifische Daten zu übertragen. Dazu sind die netzspezifischen Parameter in die Schnittstelle zu integrieren, sodass ein Anmeldeprozess mit spezifischen Zugangsdaten realisiert werden kann. Sobald die Kommunikationsschnittstelle aufgebaut ist, können bereits die netzspezifischen Daten parametrisiert werden. Dies ist weiterhin ein manueller Prozess, der im regulären Prozess ebenfalls durchgeführt werden muss, nun aber lediglich einen geringen Mehraufwand darstellt. Das in Abschnitt 4.2.2 vorgestellte Verfahren zur Validierung der Parameter kann wie folgt für adaptiv integrierte Aktoren genutzt werden. Zum einen können die Parameter der adaptiv integrierten Aktoren validiert und zum anderen kann das Verfahren leicht modifiziert werden, um die netzspezifischen Parameter eigenständig zu ermitteln. Diese Modifikation lässt zu, dass die ursprüngliche Kommunikationsschnittstelle genutzt werden kann und die netzspezifischen Parameter automatisch ermittelt werden. Diese Ermittlung weist die in Abschnitt 4.3 dargestellte Unschärfe auf.

Für die weitere Beschreibung des Prozesses wird von einer korrekten Definition der netzspezifischen Parameter ausgegangen, welche in die Kommunikationsschnittstelle modelliert sind und somit abgeleitet werden können.

Für die finale Integration benötigt die Niederspannungsautomatisierung die anlagenspezifischen Parameter, welche nach Bereitstellung der Kommunikationsschnittstelle von der Anlage zu übermitteln sind. Diese anlagenspezifischen Parameter werden von der Niederspannungsautomatisierung analysiert und die benötigten Informationen abgeleitet bzw. extrahiert. Auf Basis der übersendeten Parameter kann somit der Aktor final adaptiv integriert und zukünftig mit den erwarteten Sollwerten der Anlage geregelt werden.

Nach dieser Integration kann zuerst eine Sequenz von Testansteuerungen durchgeführt werden, um somit die erfolgreiche Integration zu validieren. Sollte sich der neue Aktor nicht wie erwartet verhalten, kann automatisiert eine Meldung generiert werden und somit eine manuelle Korrektur effizient durchgeführt werden.

Die hier beschriebene automatisierte adaptive Aktorintegration zeigt deutlich, dass der Aufwand erheblich reduziert werden kann, da alle anlagenspezifische Parameter automatisch ableitbar sind. Dies wird durch die Realisierung einer Schnittstelle ermöglicht, welche eine Parameternaufbereitung durchführt.

Durch die Vielzahl an unterschiedlichen Anlagen ist diese Schnittstelle aufwendig, da jeder Anlagentyp unterschiedliche Parameter bereitstellt. Zur Reduktion dieses Aufwandes ist eine Standardisierung von Anlagen anzustreben, sodass eine Integration in verschiedene Niederspannungsautomatisierungen ermöglicht bzw. vereinfacht wird.

Die Integration von Aktoren und die gesamte Niederspannungsautomatisierung kann vom Trend des Internet der Dinge profitieren, welches die Ausnutzung und Kommunikation von Daten zwischen Geräten fördert bzw. für einen Mehrwert ausnutzt. Ein grundsätzliches Verständnis vom „Internet der Dinge“ ist [142, 143] zu entnehmen und weiterführende spezifische Anwendungen sind in [145, 146] beschrieben.

5.5. Resümee zu Kapitel 5

In Kapitel 2 werden die Veränderungen und die Lösungsansätze in der Niederspannungsebene dargestellt. Insbesondere wird die Niederspannungsautomatisierung als Möglichkeit eines virtuellen Netzausbaus beschrieben. Nach Implementierung der Niederspannungsautomatisierung kann zum einen der Netzzustand überwacht und zum anderen können Grenzwertverletzungen durch eine Regelung von Aktoren beherrscht werden. Die Veränderungen in der Niederspannungsebene halten auch nach Implementierung der Niederspannungsautomatisierung an, sodass nach weiterem Eintreten der Veränderungen der virtuelle Netzausbau nicht ausreichend ist.

Auch zu diesem Zeitpunkt kann ein konventioneller oder virtueller Netzausbau durchgeführt werden. Da jedoch bereits eine Niederspannungsautomatisierung implementiert ist, stellt die bedarfsgerechte Integration weiterer Aktoren zum einen eine kosteneffiziente und zum anderen eine schnelle Lösungsoption dar.

Die Integration von weiteren Aktoren in die Niederspannungsautomatisierung ist schneller, als ein konventioneller Netzausbau, bedarf jedoch ebenfalls gewisse Vorlaufzeiten. Aus diesem Grund werden in diesem Kapitel 3 Verfahren vorgestellt, welche die Niederspannungsautomatisierung befähigt einen entstehenden Aktorbedarf frühzeitig zu detektieren.

Die Verfahren können in die zwei Klassen messwert- bzw. szenarienbasiert unterteilt werden und weisen unterschiedliche Vor- und Nachteile auf. Durch die Berücksichtigung der einzelnen Verfahrensgrenzen kann abgeleitet werden, dass eine Kombination der drei Verfahren genutzt werden kann, um sicher und mit genügend Vorlaufzeit eine Strategie zur Implementierung weiterer Aktoren erstellt werden kann. Dabei wird das 1. Verfahren (Analyse und Bewertung von Grenzwertverletzungen) und das 2. Verfahren (Bestimmung der aktuellen Netzreserve) zur Identifikation von einem kurzfristigen bzw. mittelfristigen Handlungsbedarf genutzt. Das 3. Verfahren kann den langfristigen Handlungsbedarf detektieren und somit eine Art „Road-Map“ für die Aktivierung von Aktorflexibilität im Niederspannungsnetz entwerfen. Der Zeitpunkt von Maßnahmen wird jeweils durch die ersten beiden Verfahren konkretisiert. Somit werden durch die entwickelten Verfahren dem Netzbetreiber konkrete Handlungsempfehlungen bereitgestellt und die Niederspannungsautomatisierung kann auch bei anhaltenden Veränderungen im Niederspannungsnetz einen sicheren und effizienten Betrieb gewährleisten.

Im folgenden Kapitel wird eine weitere Nutzungsmöglichkeit der Niederspannungsaktoren dargestellt.

6. Aggregation der Niederspannungsflexibilität für die überlagerte Spannungsebene

Wie in Kapitel 5 beschrieben wird die Aktorflexibilität nur für wenige Netznutzungssituationen in ein Niederspannungsnetz integriert und bei Bedarf genutzt. Die regulatorischen Rahmenbedingungen und die Möglichkeit einer automatisierten, adaptiven Aktorintegration kann die Anzahl der Aktoren und somit auch die potenzielle Aktorflexibilität stark ansteigen lassen. Neben der Möglichkeit die Aktorflexibilität für einen regionalen Flexibilitätsmarkt oder in einem virtuellen Kraftwerk zu nutzen [146, 147, 148], kann diese ebenfalls für die überlagerten Spannungsebenen genutzt werden. In diesem Kapitel wird die Aktorflexibilität der Nieder- für die überlagerte Mittelspannungsautomatisierung aggregiert und eine Schnittstelle für den Abruf der Aktorflexibilität vorgestellt.⁵

6.1. Potenzial für spannungsebenenübergreifende Aktorflexibilität

Wenn ein oder mehrere Niederspannungsnetze in einem automatisierten Mittelspannungsnetz automatisiert sind, besteht die Möglichkeit einer Interaktion zwischen der Nieder- und Mittelspannungsautomatisierung. Zum einen können durch diese Interaktion die gegenseitigen Rück- bzw. Auswirkungen kontrolliert und gesteuert werden und zum anderen besteht die Möglichkeit das zulässige Spannungsband dynamisch zu verteilen. Ohne eine solche Interaktion wird das Spannungsband wie in Tabelle 6-1 dargestellt statisch aufgeteilt, um die Einhaltung der DIN EN 50160, wie in Abschnitt 2.2.1 dargestellt, sicherzustellen [7]. Diese Aufteilung geht von einer Spannung von $U = 1,04 \cdot U_{\text{Nenn}}$ und einer Möglichkeit zur Stufung von $\Delta U = \pm 0,015 \cdot U_{\text{Nenn}}$ am Verknüpfungspunkt zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetz aus. Diese Annahmen und Aufteilungen spiegeln ein standartmäßiges Betriebskonzept wider, welches in der Vergangenheit ausreichte [5]. Durch eine Überwachung und Regelung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen können jedoch die Grenzwerte für jeden Knoten, bei einer dynamischen Anpassung der statischen Aufteilung, eingehalten werden. Die Spannung am Verknüpfungspunkt zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetz wird dafür durch den Transformator des Umspannwerkes individuell geregelt. Dies ermöglicht insbesondere für die Mittelspannungsautomatisierung einen erhöhten Regelungsbereich [52].

⁵ Die Ergebnisse dieses Kapitels wurden bereits vom Autor in [III, VII, XVI] veröffentlicht.

Tabelle 6-1 Statische Aufteilung des Spannungsbandes auf die verschiedenen Netzebenen [5]

Baugruppe	Maximale Spannungsanhebung	Maximaler Spannungsabfall
HS/MS-Transformator	1,50 %	1,50 %
MS-Netz	2,00 %	5,75 %
MS/NS-Transformator	1,00 %	1,00 %
NS-Netz	3,00 %	5,75 %

Zusätzlich besteht stets eine Interdependenz zwischen den Netzen, sodass Niederspannungsnetze das überlagerte Mittelspannungsnetz unterstützen können und umgekehrt. Insbesondere kann die Mittelspannungsautomatisierung die Spannung am Verknüpfungspunkt optimal für die Niederspannungsautomatisierung einstellen, um z. B. eine Spannungsbandverletzung im Niederspannungsnetz zu beherrschen, ohne einen Niederspannungs-Aktor ansteuern zu müssen. Der Eingriff würde somit auf die Mittelspannungsautomatisierung verlagert. Ggf. kann dadurch die Drosselung von regenerativer Einspeiseleistung minimiert werden, da zum einen die Mittelspannungsautomatisierung bzw. der Transformator des Umspannwerkes eine Spannungsregelung durchführt und zum anderen mehrere Niederspannungsnetze von dem Eingriff profitieren. Auf der anderen Seite kann ebenfalls die Niederspannungsautomatisierung die Scheinleistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittelspannungs- und Niederspannungsebene einstellen und somit der Mittelspannungsautomatisierung Aktorflexibilität bereitstellen. Dies wäre insbesondere für Situationen von Vorteil, in denen die Mittelspannungsautomatisierung keine Spannungsregelung durchführen kann oder eine Betriebsmittelüberlastung im Mittelspannungsnetz vorherrscht. Die Möglichkeiten der Mittelspannungsregelung und der sich einstellenden Synergieeffekte können im Detail [10, 11, 52] entnommen werden.

Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen im Niederspannungsnetz definiert, welche für eine Bereitstellung von Aktorflexibilität für die überlagerte Mittelspannungsebene herrschen müssen. In Abschnitt 6.4 wird auf das spannungsebenenübergreifende Regelungskonzept eingegangen.

6.1.1. Rahmenbedingungen im Niederspannungsnetz

Wie in Kapitel 5 beschrieben benötigt die Niederspannungsautomatisierung Aktorflexibilität zur Beherrschung von Grenzwertverletzungen. Die Auftrittswahrscheinlichkeit und die Häufigkeit dieser Netznutzungssituationen sind stark von den installierten Betriebsmitteln und Anlagen bzw. deren Nutzungsverhalten abhängig. Es kann jedoch festgehalten werden, dass der Niederspannungsautomatisierung zum einen Aktorflexibilität kontinuierlich zur Verfügung stehen und zum anderen diese nur für eine sehr geringe Anzahl an Netznutzungssituationen für das Niederspannungsnetz benötigt wird.

Dies kann durch die in Abschnitt 2.2 aufgeführten Veränderungen und das kompensierende Verhalten abgeleitet werden. Zusätzlich kann dies auch aus [7, 33, 47] entnommen werden.

Somit steht der Niederspannungsautomatisierung kontinuierlich die Flexibilität von diversen Aktoren zur Verfügung. Prinzipiell können verschiedene Anlagen bzw. Betriebsmittel unterschiedliche Aktorflexibilität bereitstellen. Bei der Auflistung in der folgenden Tabelle wird das eigentliche Ziel der Anlage berücksichtigt. Aus diesem Grund kann z. B. eine Einspeiseanlage durch eine Sollwertvorgabe lediglich ihre Leistungsbereitstellung reduzieren. Diese Reduktion wird bei der Rücknahme des Sollwertes instantan aufgehoben und es steht keine entgegengesetzt Aktorflexibilität zur Verfügung. Somit kann eine Einspeiseanlage nicht durch einen Sollwert die Einspeiseleistung erhöhen bzw. eine Bezugsanlage ihren Bezug erhöhen. Batteriespeicher können sich wie eine Einspeise- und eine Bezugsanlage verhalten und stellen somit ein optimales Flexibilitätspotenzial dar.

Tabelle 6-2 Mögliche Aktorflexibilität der verschiedenen Aktoren in der Niederspannungsebene

Anlagen	Wirkleistungsanpassung	Blindleistungsanpassung	Direkte Spannungsanpassung
Einspeiseanlage	Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung	Kapazitive und induktive Blindleistungsanpassung	/
Bezugsanlage	Reduzierung der Bezugsleistung	Kapazitive und induktive Blindleistungsanpassung	/
Batteriespeicher	Erhöhung und Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bzw. Erhöhung und Reduzierung der Bezugsleistung	Kapazitive und induktive Blindleistungsanpassung	
Regelbarer Ortsnetztransformator	/	/	Erhöhung und Reduzierung der Spannung
Längsregler	/	/	Erhöhung und Reduzierung der Spannung

Die gesamte Aktorflexibilität aller installierten Aktoren kann der Mittelspannungsautomatisierung bereitgestellt werden und somit die Leistung am Verknüpfungspunktes zwischen Mittel- und Niederspannungsebene anpassen. Diese Aktorflexibilität steht jedoch nicht kontinuierlich zur Verfügung. Z. B. kann eine PV-Anlage als Aktor auch nur Aktorflexibilität bereitstellen, wenn eine Einspeisung tatsächlich erfolgt. Ebenfalls kann durch eine aktuell vorherrschende Netznutzungssituation mit beherrschter Grenzwertverletzung bereits Aktorflexibilität gebunden sein, sodass diese der Mittelspannungsautomatisierung nicht mehr zur Verfügung steht. Zusätzlich kann der Abruf der Aktorflexibilität durch die Mittelspannungsautomatisierung eine Grenzwertverletzung im Niederspannungsnetz provozieren, was durch die Niederspannungsautomatisierung zu vermeiden ist.

Diese Bedingungen sind bei der Bestimmung (Abschnitt 6.2) der aggregierten Aktorflexibilität zu berücksichtigen. Außerdem ist das Verhalten des Niederspannungsnetzes wie folgt zu betrachten.

6.1.2. Charakteristik des Niederspannungsnetzes am Verknüpfungspunkt

Das Nutzerverhalten aller Endnutzer in einem Niederspannungsnetz führt zu einer sich kontinuierlich verändernden Scheinleistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene. Abbildung 6-1 stellt den Wirkleistungsverlauf und Abbildung 6-2 den Blindleistungsverlauf an verschiedenen Verknüpfungspunkten für einen Zeitraum von 15 Minuten und einer Auflösung von 10 Sekunden dar. Beide Abbildungen basieren auf fünf verschiedenen Niederspannungsnetzen, welche am Ortsnetztransformator messtechnisch erfasst sind. Der Zeitverlauf und die verschiedenen Niederspannungsnetze führen eine stark verschiedene Veränderung der Wirk- bzw. Blindleistung auf, welche für die Schnittstelle von Mittel- und Niederspannungsebene zu berücksichtigen ist. Zum einen ist eine zeitliche Abhängigkeit am jeweiligen Verknüpfungspunkt zu erkennen und zum anderen weisen die einzelnen Verknüpfungspunkte verschiedene Verläufe und Eigenschaften auf. Die Unterschiede der Verläufe basieren auf den im Niederspannungsnetz installierten Applikationen der Endnutzer und deren Nutzungsverhalten. Tabelle 6-3 stellt die maximalen, minimalen und mittleren Leistungssprünge dar, welche zwischen zwei Zeitschritten (10 Sekunden) erfasst werden. Zusätzlich ist die Tabelle im Anhang 10.4.1 als Boxplot für die Wirk- bzw. Blindleistung aufgetragen. Der Boxplot verdeutlicht den starken Unterschied der fünf Verknüpfungspunkte und zeigt jeweils die zu erwartenden Veränderungen der Wirk- und Blindleistung.

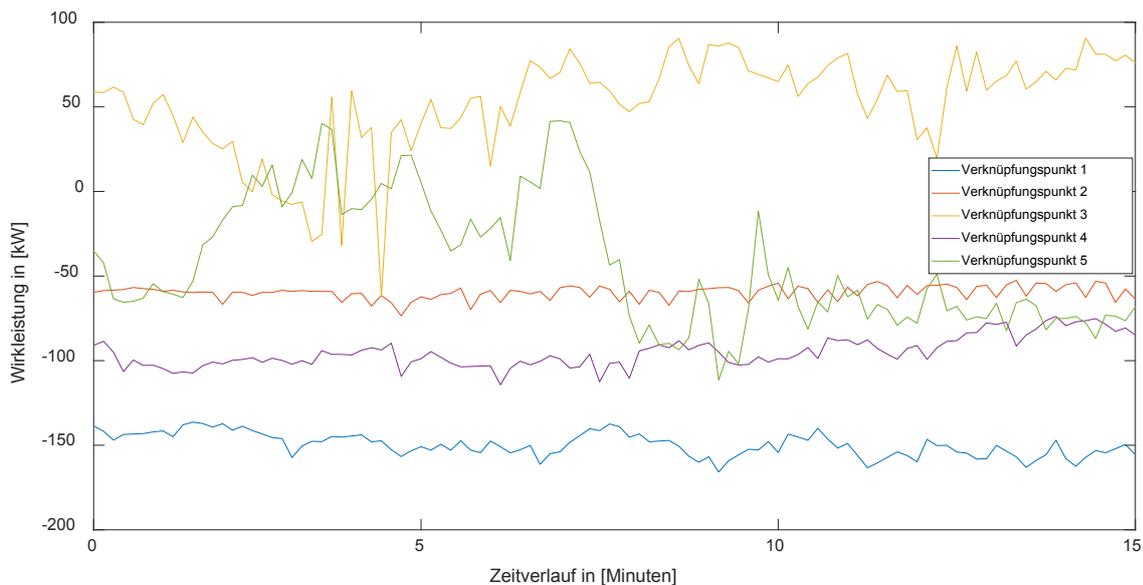


Abbildung 6-1 Wirkleistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene

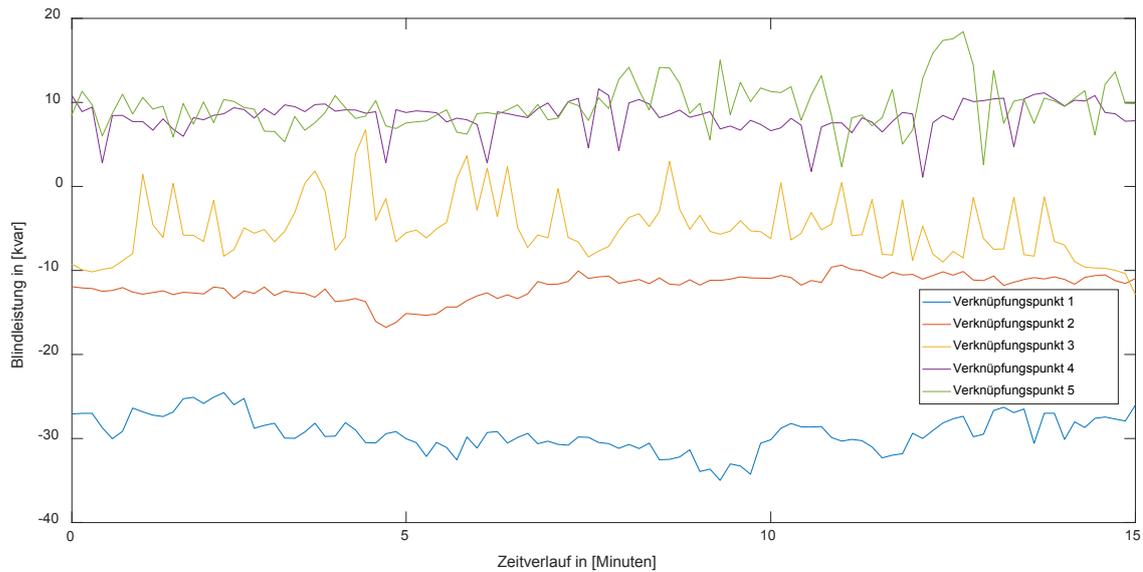


Abbildung 6-2 Blindleistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene

Tabelle 6-3 Leistungsänderungen im Zeitschritt von 10 Sekunden am Verknüpfungspunkt

Verknüpfungspunkt	Maximale Wirkleistungsänderung	Minimale Wirkleistungsänderung	Mittlere Wirkleistungsänderung
1	13,31 kW	- 14,37 kW	15 W
2	10,25 kW	- 12,83 kW	- 11 W
3	96,95 kW	- 100,01 kW	128 W
4	16,18 kW	- 19,68 kW	33 W
5	58,02 kW	- 50,31 kW	- 49 W
Verknüpfungspunkt	Maximale Blindleistungsänderung	Minimale Blindleistungsänderung	Mittlere Blindleistungsänderung
1	3,69 kvar	- 4,09 kvar	- 10 var
2	2,06 kvar	- 2,35 kvar	- 3 var
3	9,86 kvar	- 10,77 kvar	- 17 var
4	7,03 kvar	- 7,53 kvar	- 38 var
5	11,23 kvar	- 11,83 kvar	- 15 var

In Abhängigkeit zur verfügbaren Aktorflexibilität sind die in den Abbildungen und der Tabelle dargestellten Leistungsänderungen am Verknüpfungspunkt zwischen Mittelspannungs- und Niederspannungsebene zu berücksichtigen. Zum einen kann die Wirkung der Aktorflexibilität durch die Leistungsänderung kompensiert werden. Somit erfährt die Mittelspannungsautomatisierung trotz Regelung der Niederspannungsautomatisierung keine Leistungsanpassung und muss weitere Aktoren nutzen.

Zum anderen kann die Wirkung durch die Leistungsänderung verstärkt werden, sodass der Regelungseingriff deutlich mehr Einfluss als erwartet aufweist. Dieser kompensierende bzw. verstärkende Einfluss der Leistungsänderung am Verknüpfungspunkt ist für die Realisierung einer Regelungskaskade essenziell und wird in Abschnitt 6.4 detailliert beschrieben.

Neben dieser Leistungsänderung am Verknüpfungspunkt ist ebenfalls der Ausnutzungsgrad (η_{MS-NS}), welcher das Verhältnis von Leistungsanpassung im Niederspannungsnetz (ΔS_{NS}) zu der resultierenden Leistungsanpassung im Mittelspannungsnetz (ΔS_{MS}) darstellt, für die Effizienz ausschlaggebend (Formel (6-1)). Dieser Ausnutzungsgrad ist zum einen vom Ortsnetztransformator und zum anderen vom Niederspannungsnetz, respektive von der Verbindung zwischen Ortsnetztransformator und dem Aktor abhängig.

$$\eta_{MS-NS} = \frac{\Delta S_{NS}}{\Delta S_{MS}} \quad (6-1)$$

Der Ortsnetztransformator kann, wie in [103] beschrieben, auf Basis eines T-Ersatzschaltbild modelliert werden. Somit kompensiert bzw. verstärkt der Transformator den Einfluss einer Leistungsanpassung im Niederspannungsnetz am Verknüpfungspunkt in die Mittelspannungsebene in Abhängigkeit zur Leistungsanpassung und der Auslastung des Transformators. Dies gilt ebenfalls für die Verbindung zwischen Ortsnetztransformator und Aktor. Eine Leitung kann nach [103] als π -Ersatzschaltbild nachgebildet werden, sodass eine Leitung ein kongruentes Verhalten zum Transformator aufweist.

Da die Hauptaufgabe der Betriebsmittel die Verteilung von elektrischer Energie darstellt, ist davon auszugehen, dass die Wirkungsgrade optimiert sind und somit der Einfluss sehr gering ist. Eine Bereitstellung von Aktorflexibilität im Nieder- für das Mittelspannungsnetz ist somit mit einem ausreichend hohen Ausnutzungsgrad möglich. Im Folgenden wird zuerst dargestellt, wie die Aktorflexibilität aggregiert werden kann.

6.2. Bestimmung der aggregierten Aktorflexibilität

Im ersten Schritt muss die gesamte Aktorflexibilität der Niederspannungsautomatisierung bewertet und aggregiert werden. In diesem Schritt muss zum einen geprüft werden, welche Aktorflexibilität aktuell von den Aktoren zur Verfügung steht und zum anderen, welche Aktorflexibilität ohne negative Auswirkung im Niederspannungsnetz abgerufen werden kann. Im Folgenden werden die Parameter und die Berechnung der Aggregation dargestellt.

6.2.1. Parameter zur Aggregation der Aktorflexibilität

Die Aggregation der Aktorflexibilität weist einige Abhängigkeiten auf, welche zuerst zu parametrieren sind. Folgende Fragen, welche jeweils einen verschiedenen Einfluss auf die Aggregation aufweisen, müssen beantwortet werden, um die Parametrierung durchführen zu können:

- Wie soll die Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistung am Aktor berücksichtigt werden?
- Darf die Nutzung der Aktorflexibilität eine Grenzwertverletzung provozieren?
- Ist eine direkte Spannungsregelung für die Maximierung der Aktorflexibilität erlaubt?
- Welche Aktoren dürfen für die Aggregation genutzt werden?
- Welcher Einfluss der Aktorflexibilität wird im Niederspannungsnetz geduldet?

Wie soll die Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistung am Aktor berücksichtigt werden?

Jeder Aktor weist eine unterschiedliche Wirk- und Blindleistungscharakteristik auf, wobei die quadratische Summe der Wirk- und Blindleistung durch die installierte Scheinleistung limitiert ist. Die Ansteuerung der Blindleistung kann verschieden umgesetzt werden und dieselbe Blindleistungsanpassung hervorrufen. Zum einen kann die Blindleistungsanpassung durch die Anpassung des Leistungsfaktors erfolgen. Zum anderen kann eine direkte Blindleistungsanpassung durchgeführt werden, welche keine direkte Abhängigkeit zur Wirkleistung aufweist. Die Limitierung durch die Scheinleistung bleibt jedoch bestehen, sodass bei beiden Blindleistungsanpassungen der Zusammenhang von Wirk- und Blindleistung zu berücksichtigen ist. Neben diesen anlagenspezifischen Bedingungen ist in diesem Parameter zu definieren, welchen Einfluss eine Wirkleistungsanpassung auf die Blindleistung bzw. die Blindleistungsanpassung auf die Wirkleistung aufweisen darf.

Abbildung 6-3 stellt unabhängige Wirk- bzw. Blindleistungsflexibilität dar, welche ausgenutzt werden können, ohne die andere Leistung zu beeinflussen. Die limitierende Größe ist dabei die installierte Bemessungsscheinleistung der Anlage. Die positive Wirkleistungsflexibilität (erster Quadrant) kann durch eine Einspeiseanlage und die negative Wirkleistungsflexibilität (zweiter Quadrant) durch eine Bezugsanlage bereitgestellt werden. Die gesamte Wirkleistungsflexibilität könnte jedoch auch von einem Batteriespeicher bereitgestellt werden. Die gesamte Blindleistungsflexibilität kann von einem Aktor zur Verfügung gestellt werden und beeinflusst die aktuelle Wirkleistung nicht. Die Aggregation könnte eine Beeinflussung zulassen und somit die Aktorflexibilität erhöhen, jedoch kann auch nach z. B. einer unabhängigen Blindleistungsregelung eine Wirkleistungsregelung folgen, welche durch die Beeinflussung ohnehin stattgefunden hätte. Aus diesem Grund wird im Folgenden stets die unabhängige Aktorflexibilität für die Wirk- und Blindleistung betrachtet und der Parameter darauf fixiert.

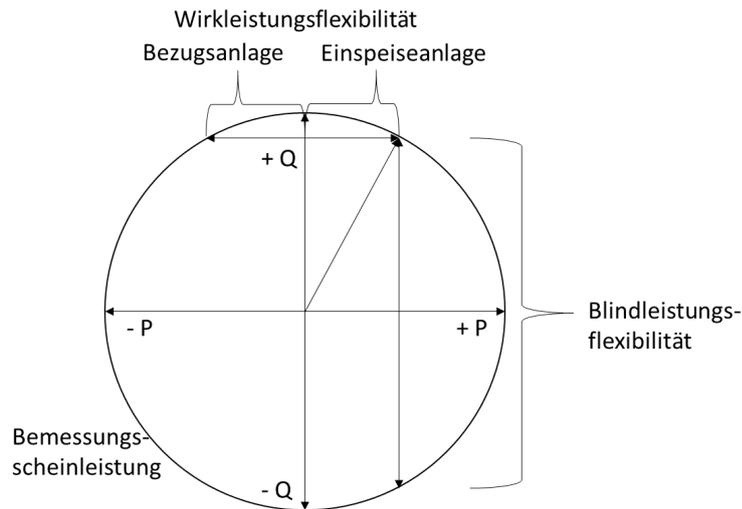


Abbildung 6-3 Unabhängige Wirk- und Blindleistungsflexibilität für die Aggregation

Diese Definition der Parametrierung lässt für Anlagen, welche eine direkte Blindleistungsregelung zulassen, einen vollständigen Abruf der Flexibilität in der Grenze der Bemessungsscheinleistung zu. Für Anlagen mit einer Blindleistungsregelung per Leistungsfaktor ist dieser bei einer Wirkleistungsänderung kontinuierlich zu adaptieren. Sollte der Leistungsfaktor anlagenspezifische Grenzen aufweisen oder die Wirkleistung auf Null geregelt werden findet durch die Wirkleistungsänderung ebenfalls eine Blindleistungsänderung statt. Da eine Wirkleistungsregelung in allen Netzebenen ein Ultima Ratio darstellen, ist diese Beeinflussung jedoch zuzulassen, um die Wirkleistungsänderung uneingeschränkt nutzen zu können.

Zusammenfassend wird somit die Blindleistungsflexibilität durch eine mögliche Beeinflussung der Wirkleistung begrenzt (siehe Abbildung 6-3), jedoch die Wirkleistungsflexibilität auch bei Beeinflussung der Blindleistung vollständig berücksichtigt.

Darf die Nutzung der Aktorflexibilität eine Grenzwertverletzung provozieren?

Durch eine Leistungsanpassung der Aktoren im Niederspannungsnetz für die Mittelspannungsautomatisierung wird ebenfalls die Spannung und der Strom über die Betriebsmittel des Niederspannungsnetzes verändert. Diese Veränderungen können zu Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz führen. Dabei stellt sich die Frage, ob die Sollwerte der Mittelspannungsautomatisierung aus der Systemstabilitätsbetrachtung höher zu priorisieren sind und somit die Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz geduldet werden, um das Mittelspannungsnetz zu stabilisieren.

Da die hier dargestellte Funktion Synergieeffekte durch die Kopplung der beiden Automatisierungssysteme heben soll und beide Netzebenen im regulären Betrieb gleichgewichtet werden, wird diese Priorisierung nicht weiter betrachtet.

Denkbar ist, dass für Netznutzungssituationen, in welchen die Systemstabilität gefährdet ist, eine eigene Schnittstelle geschaffen wird, welche die Priorisierung durchführt und jegliche Aktorflexibilität zur Verfügung stellt. Somit wird der Parameter für die folgende Betrachtung statisch definiert, sodass die Aktorflexibilität für die Mittelspannungsautomatisierung keine Grenzwertverletzung im Niederspannungsnetz provozieren darf.

Ist eine direkte Spannungsregelung für die Maximierung der Aktorflexibilität erlaubt?

Wenn die Aktorflexibilität für das Mittelspannungsnetz nicht zu einer Grenzwertverletzung im Niederspannungsnetz führen darf, kann die Aktorflexibilität bis zum Spannungsgrenzwert ausgeschöpft werden. Dabei stellt sich jedoch die Frage, ob durch die Nutzung einer direkten Spannungsregelung, z. B. durch einen regelbaren Ortsnetztransformator, die Aktorflexibilität erhöht werden soll. Zum einen kann somit die Aktorflexibilität erhöht werden. Zum anderen verursacht die Ansteuerung der Aktoren zur direkten Spannungsregelung Kosten, welche zum großen Teil durch einen nutzungsbedingten Verschleiß des regelbaren Ortsnetztransformators verursacht werden [33, 47]. Zur Einstellung dieses Parameters ist eine individuelle Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchzuführen, welche zum einen den Erlös durch die erhöhte Aktorflexibilität und zum anderen die verursachten Kosten berücksichtigt. Da diese beiden Punkte stark von den installierten Betriebsmitteln und der Betriebsphilosophie des jeweiligen Netzbetreibers abhängen, ist dieser Parameter individuell einzustellen. Aus diesem Grund werden in der weiteren Betrachtung beide Möglichkeiten behandelt.

Welche Aktoren dürfen für die Aggregation genutzt werden?

Neben dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssen ebenfalls die Kosten jedes einzelnen Aktors berücksichtigt werden. Dazu dient ein Parameter, welcher einzelne Aktoren bzw. Aktorgruppen aufgrund zu hoher Abrufkosten für die Aktorflexibilität ausschließt. In der folgenden Betrachtung werden alle Aktoren für die Aktorflexibilität eingeschlossen, um das maximale Potenzial darzustellen. Ein selektives Ausschließen einzelner Aktoren muss, wie für die direkte Spannungsregelung, durch individuelle Betrachtungen durchgeführt werden.

Welcher Einfluss der Aktorflexibilität wird im Niederspannungsnetz geduldet?

Der letzte Parameter definiert den Einfluss der Aktorflexibilität auf das Niederspannungsnetz. Dieser Parameter priorisiert die einzelnen Aktoren für die Aktorflexibilität auf Basis der definierten Zielstellung. Z. B. kann der Einfluss auf das Niederspannungsnetz minimiert werden und somit die Aktorflexibilität maximiert werden. Auch wäre eine mögliche Zielstellung die Reduktion der Verluste im Niederspannungsnetz. Neben den netzspezifischen Zielstellungen können auch aktorbasierte Priorisierungen durchgeführt werden.

Z. B. kann die Priorisierung durch die Art des Aktors durchgeführt werden und somit beispielsweise PV-Anlagen als letztes berücksichtigt werden. Da auch dieser Parameter sehr individuell gestaltet werden kann, wird im weiteren Verlauf die Zielgröße zur Minimierung des Einflusses bzw. Maximierung der Aktorflexibilität gewählt. Die im Folgenden vorgestellten Verfahren zur Bestimmung bzw. zum Abruf der aggregierten Aktorflexibilität sind für die vorgeschlagenen Zielgrößen zu adaptieren.

Die Definition der Parameter ermöglicht zum einen die Aggregation und zum anderen den Abruf der Aktorflexibilität für die Mittelspannungsautomatisierung.

6.2.2. Aggregation der Aktorflexibilität

Die zuvor definierten Parameter werden bei der Bestimmung der aggregierten Aktorflexibilität berücksichtigt. Der Ablauf zur Bestimmung unter Berücksichtigung der zuvor definierten Parameter ist in Abbildung 6-4 illustriert und im Folgenden beschrieben.

Die Priorisierung der Aktoren kann, wie in Abschnitt 6.2.1 beschrieben, unterschiedliche Ziele verfolgen. Für die Maximierung der Aktorflexibilität und die Reduzierung der Auswirkungen im Niederspannungsnetz kann die in Abschnitt 3.2 eingeführte Sensitivitätsmatrix genutzt werden. Dazu ist auf Basis der Knotennummer jedem Aktor die Zeilensumme zuzuordnen und diese der Größe nach zu sortieren (Formel (6-2)). Der Aktor mit der geringsten Zeilensumme aus der Sensitivitätsmatrix, weist den geringsten Einfluss auf das gesamte Niederspannungsnetz auf und wird somit am höchsten priorisiert.

$$\sum_{i=1}^n Y_{\text{mod};K,i;\text{Aktor}_A}^{-1} < \sum_{i=1}^n Y_{\text{mod};K,i;\text{Aktor}_m}^{-1} < \dots < \sum_{i=1}^n Y_{\text{mod};K,i;\text{Aktor}_B}^{-1} \quad (6-2)$$

Mit Hilfe dieser Priorisierung wird eine Liste der Aktoren erstellt, welche im weiteren Berechnungsprozess, beginnend mit dem Aktor der höchsten Priorität, vollständig durchlaufen wird.

Nach der Priorisierung der einzelnen Aktoren muss die Aktorflexibilität des einzelnen Aktors ermittelt werden. Dabei ist, wie in der Parameterdefinition beschrieben, die definierte Beeinflussung von Wirk- und Blindleistung zu beachten. Wie in der Parameterdefinition beschrieben, wird die maximale Wirkleistung mit Beeinflussung der Blindleistung und die maximale Blindleistung ohne Beeinflussung der Wirkleistung ermittelt. Die beiden Leistungen werden im weiteren Verlauf separat voneinander berücksichtigt. Dies führt zu zwei bzw. vier Aktorflexibilitäten der Mittelspannungsautomatisierung, welche der Mittelspannungsautomatisierung bereitgestellt werden können. Diese Separation führt zwangsläufig dazu, dass die Wirk- und Blindleistungsflexibilität nicht simultan abgerufen werden kann. Wie mit dieser Einschränkung umgegangen werden kann,

wird in Abschnitt 6.4 weiter betrachtet. Somit wird die Aktorflexibilität in Wirk- und Blindleistungsflexibilität unterteilt und diese wiederum auf Basis des Vorzeichens der Leistungsänderung. Diese vier Werte stellen die gesamte Aktorflexibilität der Niederspannungsautomatisierung dar.

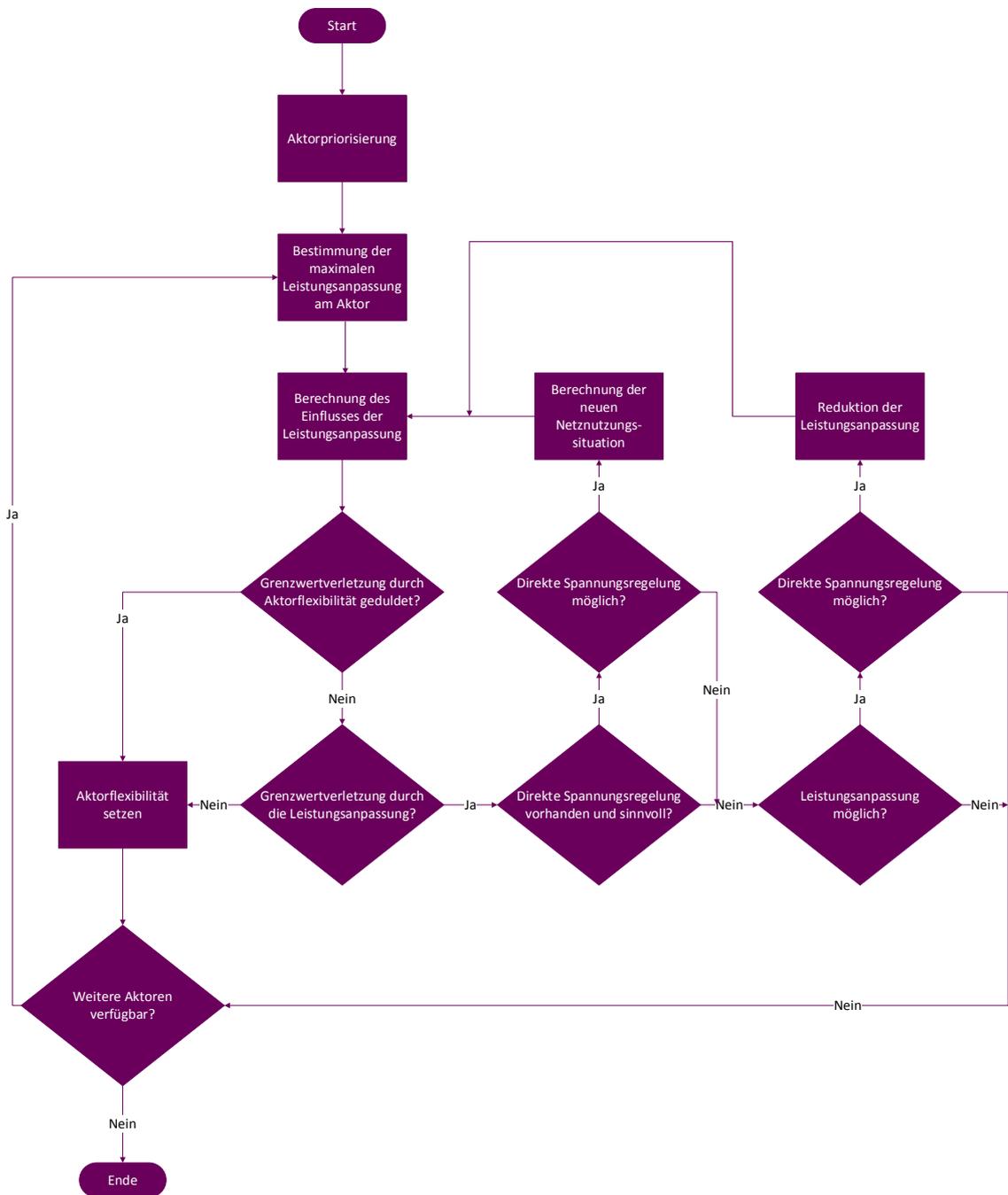


Abbildung 6-4 Ablauf zur Bestimmung der aggregierten Aktorflexibilität

Im nächsten Schritt wird der Einfluss der Leistungsanpassung auf die Netznutzungssituation ermittelt. Dazu kann das in Kapitel 3 vorgestellte Verfahren der Sensitivitätsanalyse verwendet werden oder eine klassische Leistungsflussberechnung.

Da der Aggregationsprozess iterativ die maximale Aktorflexibilität ermittelt, kann durch die Verwendung der Sensitivitätsanalyse sehr viel Rechenzeit eingespart werden. Dies ist insbesondere bei einer Implementierung auf Feldkomponenten, wie in Abschnitt 2.3.3 dargestellt, wichtig. Zu lange Berechnungsdauern können in der Realisierung einer spannungsebenenübergreifenden Regelungskaskade zu Problemen führen, da die beiden Automatisierungssysteme weiterhin in Echtzeit arbeiten und zusätzlich miteinander interagieren.

Die ermittelte neue Netznutzungssituation nach Aktivierung der maximalen Aktorflexibilität eines Aktors wird genutzt, um das Potenzial der Aktorflexibilität zu bewerten. Für den Fall, dass die Aktorflexibilität Grenzwertverletzungen provozieren darf, kann die ermittelte Leistungsanpassung als Aktorflexibilität gesetzt werden und der iterative Prozess mit dem nächsten Aktor erneut durchgeführt werden, bis kein weiterer Aktor verfügbar ist.

Sollten Grenzwertverletzungen nicht geduldet werden, sind diese zu detektieren. Sollte die Leistungsanpassung keine Grenzwertverletzung hervorrufen kann ebenfalls die Aktorflexibilität gesetzt werden und der Prozess weiter durchlaufen werden. Im anderen Fall muss zuerst überprüft werden, ob eine direkte Spannungsregelung die Grenzwertverletzung beheben kann und diese auch durch die Parametrierung erlaubt ist. Unter der Annahme, dass dies zutrifft, wird überprüft, ob eine direkte Spannungsregelung verfügbar oder die Endstufe bereits erreicht ist. Falls dies eintritt, muss eine Reduzierung der Leistungsanpassung des Aktors selbst durchgeführt werden, bis keine Grenzwertverletzung mehr vorliegt. Ansonsten wird die direkte Spannungsregelung durchgeführt und die vorige Leistungsanpassung erneut bewertet. Sobald eine direkte Spannungsregelung nicht wirkt, nicht verfügbar ist oder die Endstufe erreicht wurde, ist die Leistungsanpassung des Aktors zu reduzieren. Dafür wird zuerst geprüft, ob der Aktor eine Anpassung zulässt und in welchem Rahmen eine Anpassung durchgeführt werden kann. Die neu ermittelte Leistungsanpassung wird im gleichen Rahmen überprüft und ggf. als Aktorflexibilität gesetzt.

Sobald für alle Aktoren die Möglichkeit der Aktorflexibilität geprüft wurde, ist die aggregierte Aktorflexibilität der Niederspannungsautomatisierung bestimmt. Diese Aktorflexibilität stellt somit das momentane Potenzial der Niederspannungsautomatisierung dar, welches durch die Mittelspannungsautomatisierung abgerufen werden kann. Dieses Potenzial basiert auf der aktuellen Netznutzungssituation und ist somit jeweils im Berechnungszyklus der Niederspannungsautomatisierung neu zu berechnen. Ein Abruf dieses Potenzials wird im Folgenden beschrieben.

6.3. Umsetzung von Mittelspannungssollwerten

Die Mittelspannungsautomatisierung kann unterschiedliche Sollwerte vorgeben, welche wiederum von der Niederspannungsautomatisierung verschieden umgesetzt werden. Dieser Abschnitt führt beide Aspekte auf und stellt die Möglichkeiten der Interaktion dar.

6.3.1. Mittelspannungssollwerte für das Niederspannungsnetz

Für die Mittelspannungsautomatisierung ist die Wirk- und Blindleistung des Niederspannungsnetzes am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene entscheidend. Diese können durch die Niederspannungsautomatisierung im Rahmen der aggregierten Aktorflexibilität angepasst werden. Die Art des Sollwertes ist vom Regelungskonzept der Mittelspannungsautomatisierung bzw. der zu definierenden Schnittstelle zwischen den beiden Automatisierungssystemen abhängig und kann z. B. die einzustellende Wirk- und Blindleistungsänderung beinhalten. Diese können relativ zur zuvor ermittelten Aktorflexibilität berechnet oder als Differenz zur aktuellen Wirk- und Blindleistung am Verknüpfungspunkt ermittelt werden. Bei jeglicher Art des Sollwertes ist jedoch sicherzustellen, dass Mittel- und Niederspannungsautomatisierung die Sollwerte gleichermaßen berücksichtigen und somit die erwartete Leistungsanpassung durchgeführt wird. Dabei sind für alle Sollwerte auch Default-Werte zu definieren, welche jeglichen Eingriff der Mittelspannungsautomatisierung neutralisieren und einen autarken Betrieb der Niederspannungsautomatisierung zulassen.

Im weiteren Verlauf wird die Differenz der Sollwerte und der aktuellen Wirk- und Blindleistung am Verknüpfungspunkt genutzt (Formeln (6-2) und (6-3)). Dies hat zum einen den Vorteil, dass ggf. eine angeforderte Leistungsanpassung durch die Leistungsänderung des Niederspannungsnetzes ohne Regelungseingriff bereitgestellt wird und zum anderen, dass die Niederspannungsautomatisierung durch die Aktorflexibilität die Leistung am Verknüpfungspunkt stabilisiert. Dies führt zu einem ruhigeren Verhalten im Mittelspannungsnetz, was die Beherrschung von Grenzwertverletzungen effizienter gestaltet [10, 33]. Da neben der Leistung am Verknüpfungspunkt ebenfalls die Aktorflexibilität einer kontinuierlichen Veränderung unterliegt, kann die Niederspannungsautomatisierung nicht alle Sollwerte einstellen bzw. konstant halten. Die Regelung der Niederspannungsautomatisierung nutzt die vorhandene Aktorflexibilität jedoch vollständig aus. Dieses Verhalten entspricht dem Verhalten von konventionellen Aktoren in einer Mittel- bzw. Niederspannungsautomatisierung. Somit besteht kein Unterschied zwischen konventioneller Aktorflexibilität und aggregierter Aktorflexibilität.

6.3.2. Umsetzung der Mittelspannungssollwerte

Wie bei der Aggregation der Aktorflexibilität kann die Niederspannungsautomatisierung bei der Umsetzung der Sollwerte verschiedene Ziele verfolgen. Die folgende Tabelle zeigt beispielhaft fünf mögliche Ziele mit den jeweiligen Vor- bzw. Nachteilen.

Tabelle 6-4 Ziele der Niederspannungsautomatisierung bei Umsetzung von Mittelspannungssollwerten

Ziel	Vorteil	Nachteil
Minimaler Einfluss auf das Niederspannungsnetz	Abruf der Aktoren beeinflusst das Niederspannungsnetz minimal	Keine Optimierung der Netznutzungssituation
Maximierung des Abstandes zu den Spannungsgrenzen	Ausnutzung der Eingriffe für die Mittelspannungsautomatisierung als präventive Regelung	Eingriff kann für zukünftige Netznutzungssituationen Grenzwertverletzungen begünstigen
Minimierung der Verlustleistung im Niederspannungsnetz	Ausnutzung des Eingriffes zur Reduktion der Verlustleistung	Eingriff kann für zukünftige Netznutzungssituationen Grenzwertverletzungen begünstigen
Gleichverteilung der Aktorausnutzung	Ausnutzung von einzelnen Aktoren ist gleich	Keine koordinierte Anpassung der Netznutzungssituation
Wirtschaftliche Optimierung der Aktorausnutzung	Reduktion der Kosten für den Eingriff	Keine koordinierte Anpassung der Netznutzungssituation

Die Auswahl des Ziels definiert das Regelungsverhalten der Niederspannungsautomatisierung, jedoch unterscheidet sich das Verhalten für die Mittelspannungsautomatisierung nicht. Jedes Regelungsverhalten ermöglicht primär die gezielte Leistungsanpassung auf Basis der Mittelspannungssollwerte, verfolgt jedoch zusätzlich ein sekundäres Ziel für das Niederspannungsnetz, welche in Tabelle 6-4 beispielhaft dargestellt ist. Bei der Parametrierung der Niederspannungsautomatisierung ist diese Größe und somit das Regelungsverhalten zu definieren. Das einfachste sekundäre Ziel ist eine Minimierung des Einflusses für das Niederspannungsnetz, da für dieses Verhalten die Aktorpriorisierung der Aggregation genutzt werden kann (Formel (6-2)).

Die Ziele zur Optimierung der Netznutzungssituation im Niederspannungsnetz müssen die aktuelle Netznutzungssituation kontinuierlich bewerten und die Aktorpriorisierung anpassen, sodass die Spannungscharakteristik bzw. die Verlustleistung optimiert bzw. minimiert wird. Die weiteren Ziele berücksichtigen das Verhalten der einzelnen Aktoren im Niederspannungsnetz und nivellieren die Ausnutzung der einzelnen Aktoren bzw. führen eine wirtschaftliche Optimierung durch.

Alle Regelungseingriffe im Niederspannungsnetz für die Mittelspannungsautomatisierung verändern die Netznutzungssituation. Diese Veränderung und die sich durch das Nutzungsverhalten kontinuierliche Veränderung der Netznutzungssituation können Grenzwertverletzungen begünstigen. Aus diesem Grund wird im Folgenden die Minimierung des Einflusses auf das Niederspannungsnetz primär dargestellt. Der nächste Abschnitt stellt dar, wie einzelne Aktoren angesteuert werden, um die Mittelspannungssollwerte umzusetzen.

6.3.3. Regelungsgrößen für einzelne Aktoren

Die Niederspannungsautomatisierung muss die geforderte Leistungsanpassung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene einstellen. Für die Leistungsanpassung ist mindestens ein Aktor ggf. auch mehrere Aktoren anzusteuern.

Diese Ansteuerung muss zum einen für die Wirkleistung und zum anderen für die Blindleistung erfolgen. Neben den netzspezifischen Grenzwerten sind zusätzlich die anlagenspezifischen Charakteristiken zu berücksichtigen. Die anlagenspezifischen Bedingungen werden durch die Parameter und die Definition der Sollwerte der einzelnen Aktoren, wie in Abschnitt 4.1.3 beschrieben, einbezogen. Der Regelungsprozess zur Umsetzung der Mittelspannungssollwerte ist in Abbildung 6-5 dargestellt und wird im Folgenden beschrieben.

Im ersten Schritt ist eine Aktorpriorisierung durchzuführen, welche das primäre Ziel des Mittelspannungssollwertes verfolgt und zusätzlich das ausgewählte sekundäre Ziel aus Abschnitt 6.3.2 berücksichtigt. Für die Minimierung des Einflusses wird, wie bei der Aggregation der Aktorflexibilität, die Zeilensumme der Sensitivitätsmatrix (Formel (6-2)) genutzt. Alle weiteren sekundären Ziele benötigen eine aufwendigere Priorisierung, welche zusätzlich die aktuelle Nutzungssituation und die Ausnutzung der Aktoren berücksichtigt. Im Anhang 10.5 sind weitere Priorisierungsprozesse für die genannten sekundären Ziele dargestellt. Der Priorisierungsprozess bestimmt die Nutzungsreihenfolge der Aktoren, für welche im weiteren Prozess iterativ die benötigten Sollwerte ermittelt werden.

Für die Berechnung der Sollwerte ist zu Beginn die benötigte Leistungsanpassung (ΔP_{MS-NS} und ΔQ_{MS-NS}) zu ermitteln. Dafür ist die Differenz von aktueller Wirk- bzw. Blindleistung am Verknüpfungspunkt (P_{ist} bzw. Q_{ist}), welche messtechnisch erfasst wird, und der Wirk- bzw. Blindleistungssollwert ($P_{soll;MS}$ und $Q_{soll;MS}$) der Mittelspannungsautomatisierung nach Formel (6-3) zu berechnen. Nach dieser Berechnung beginnt der iterative Prozess, der jeden Aktor einzeln betrachtet und durch die Erfüllung der benötigten Leistungsanpassung oder der Berücksichtigung aller Aktoren beendet wird.

$$\Delta P_{MS-NS} = P_{soll;MS} - P_{ist} \quad (6-3)$$

$$\Delta Q_{MS-NS} = Q_{soll;MS} - Q_{ist} \quad (6-4)$$

In den nächsten zwei Prozessschritten wird zuerst das aktuelle Potenzial der Aktorflexibilität ermittelt und unter Berücksichtigung der Aktorcharakteristik und der benötigten Leistungsanpassung am Verknüpfungspunkt der Sollwert und die resultierende Leistungsanpassung am Aktor ermittelt. Die Priorisierung der Aktoren gibt vor, dass die Aktoren der Reihenfolge nach die maximal mögliche Leistungsanpassung durchführen sollen. Die Sollwerte für den Aktor und somit die aktorspezifische Leistungsanpassung (ΔP_{Aktor} bzw. ΔQ_{Aktor}) muss auf der einen Seite maximiert werden, darf auf der anderen Seite jedoch die benötigte Leistungsanpassung nicht überschreiten (Formeln (6-5) und (6-6)). Unter Berücksichtigung dieser Bedingungen, ist der maximale Sollwert für jeden einzelnen Aktor zu bestimmen.

Für die weiteren Regelungskonzepte bzw. Zielgrößen (Anhang 10.5) könnte auch eine divergente Nutzung der einzelnen Aktoren benötigt werden, sodass nicht jeder Aktor voll bzw. maximal auszunutzen ist. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Einfluss auf das Niederspannungsnetz minimiert, sodass jeder Aktor nach Priorisierung voll bzw. maximal ausgenutzt wird.

$$\Delta P_{\text{MS-NS}} > \Delta P_{\text{Aktor}} \quad (6-5)$$

$$\Delta Q_{\text{MS-NS}} > \Delta Q_{\text{Aktor}} \quad (6-6)$$

Nach Definition der aktorspezifischen Leistungsanpassung und den zugehörigen Sollwerten, ist zu überprüfen, ob die Leistungsanpassung eine Grenzwertverletzung hervorruft. Dazu kann zum einen eine konventionelle Leistungsflussberechnung oder die in Kapitel 3 beschriebenen verbesserte Sensitivitätsanalyse genutzt werden. Da auch dieses Verfahren neben der Aggregation in Echtzeit auf einer Feldkomponente eingesetzt werden soll, wird die Nutzung der Sensitivitätsanalyse präferiert.

Sobald eine Grenzwertverletzung hervorgerufen wird, ist zu überprüfen, ob eine direkte Spannungsregelung durch die Parametrierung freigeschaltet und sinnvoll ist. Ist dies der Fall, ist die sich einstellende Netznutzungssituation neu zu bewerten. Sobald die direkte Spannungsregelung ausgeschöpft ist und eine Grenzwertverletzung besteht, ist die aktorspezifische Leistungsanpassung so lange zu adaptieren, bis keine Grenzwertverletzung mehr auftritt. Die Sollwerte werden gespeichert und der nächste Aktor der Priorisierung wird behandelt.

Dieser iterative Prozess wird solange durchgeführt, bis alle Aktoren betrachtet wurden oder die benötigte Leistungsänderung am Verknüpfungspunkt durch die Sollwerte der einzelnen Aktoren erreicht wurde. Am Ende des Prozesses werden die ermittelten Sollwerte an die einzelnen Aktoren übertragen und somit die Regelung abgeschlossen.

Nachdem in diesem Abschnitt die Grundlagen der Parametrierung, die Bestimmung der aggregierten Aktorflexibilität und die Berechnung der aktorspezifischen Sollwerte beschrieben wurde, wird im nächsten Abschnitt die Realisierung der Regelungskaskade beschrieben und eine finale Bewertung durchgeführt.

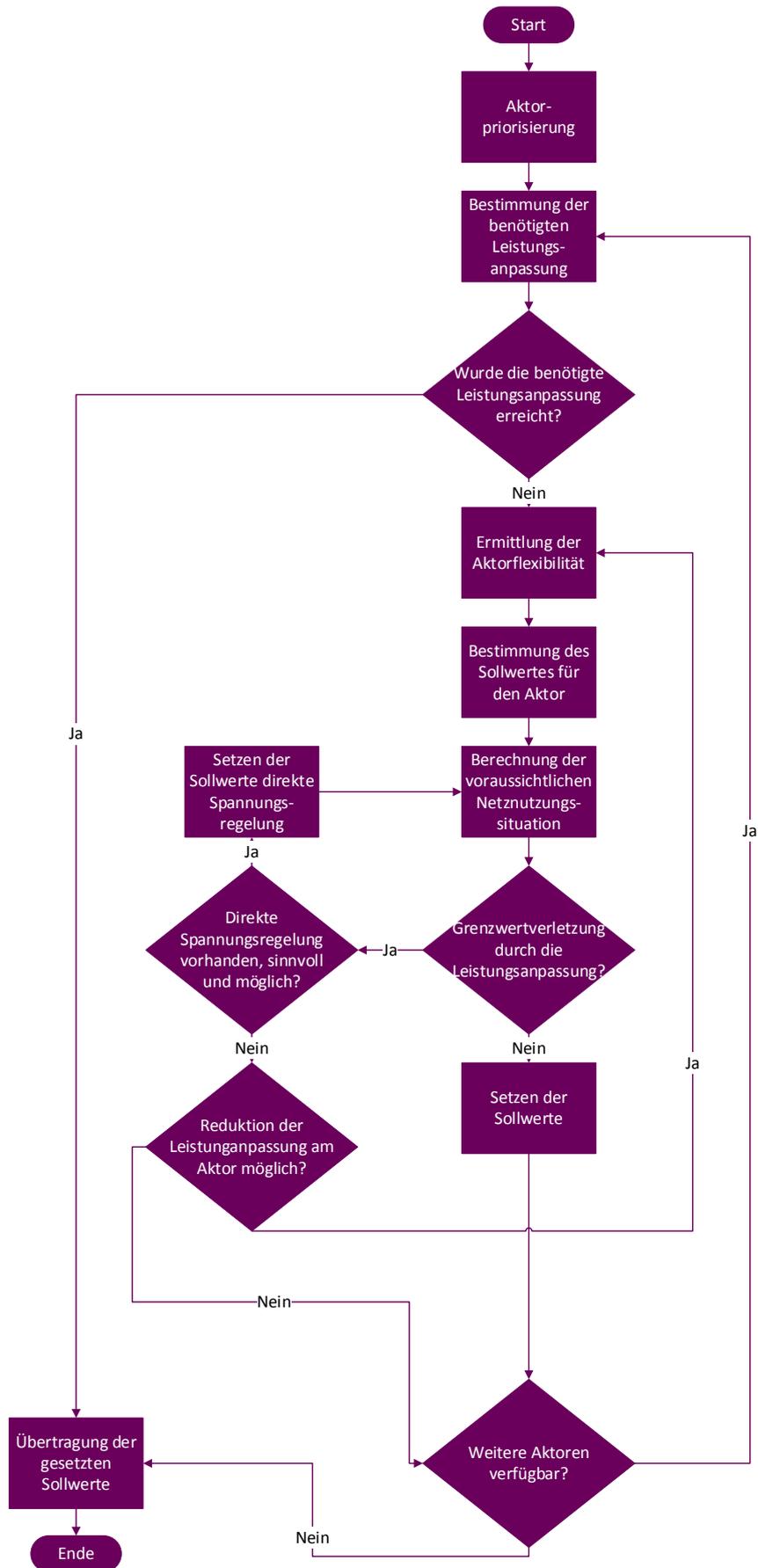


Abbildung 6-5 Prozess zur Umsetzung der Mittelspannungssollwerte

6.4. Spannungsebenenübergreifende Regelungskaskade

Das beschriebene Verfahren zur Aggregation bzw. Abruf der Aktorflexibilität der Nieder- für die Mittelspannungsautomatisierung münden in eine spannungsebenenübergreifende Regelungskaskade. Die Realisierung der Regelungskaskade bzw. die Interaktion von Mittel- und Niederspannungsautomatisierung wird in diesem Abschnitt dargestellt. Insbesondere werden die Grenzen und der Mehrwert der beschriebenen Verfahren dargestellt.

6.4.1. Übergreifende Regelungskaskade für Mittel- und Niederspannungsnetze

Der gesamte Aufbau einer Mittelspannungsautomatisierung ist in [10, 11, 52] beschrieben. Die zuvor dargestellten Verfahren werden genutzt, um die Schnittstelle zwischen den beiden Automatisierungssystemen aus Sicht der Niederspannungsautomatisierung zu bedienen. Funktionen für die Mittelspannungsautomatisierung und Möglichkeiten zur Realisierung einer Verteilnetzautomatisierung sind in [10] zu finden. Bei der Kopplung der beiden Automatisierungssysteme sind insbesondere die folgenden Punkte essenziell:

- Unabhängigkeit der beiden Automatisierungssysteme
- Zyklusdauer der beiden Automatisierungssysteme
- Kontinuierliche Leistungsänderungen am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene
- Verfügbare und kontinuierliche Veränderung der Aktorflexibilität
- Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistung der Aktorflexibilität

Diese Punkte sind bei der Realisierung zu berücksichtigen, da zum einen die beiden Automatisierungssysteme unabhängig voneinander betrieben und zum anderen mögliche Synergieeffekte ausgenutzt werden sollen. Insbesondere der jeweilige Startzeitpunkt und die Zyklusdauer können zu zeitlichen Verzögerungen führen, welche im Gesamtkontext die Ausnutzung der Aktorflexibilität behindert. Dies würde dazu führen, dass prinzipiell die Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsautomatisierung existiert, diese jedoch nicht genutzt werden kann und somit ein autarker Betrieb der Mittel- und Niederspannungsautomatisierung durchgeführt wird.

Der prinzipielle Ablauf der Niederspannungsautomatisierung zur Bereitstellung von Aktorflexibilität für die Mittelspannungsautomatisierung ist in Abbildung 6-6 dargestellt. Dieser Ablauf berücksichtigt zum einen die verfügbare Aktorflexibilität und zum anderen die Abhängigkeit von Wirk- und Blindleistung. Die entkoppelte Berücksichtigung der Wirk- und Blindleistung wird durch eine sukzessive Ausnutzung der Aktorflexibilität umgesetzt, sodass zuerst die Wirkleistungssollwerte umgesetzt und anschließend die sich einstellende Blindleistungsflexibilität bestimmt wird.

Auf Basis dieser wird anschließend der Blindleistungssollwert der Mittelspannungsautomatisierung umgesetzt. Dies kann dazu führen, dass der Wirkleistungssollwert der Mittelspannungsautomatisierung umgesetzt wird, dadurch jedoch die Blindleistungsflexibilität nicht mehr zur Verfügung steht und somit der Blindleistungssollwert der Mittelspannungsautomatisierung nicht umgesetzt werden kann. Die Abhängigkeit zur kontinuierlichen Leistungsänderung des Niederspannungsnetzes wird instantan durch die Differenz von Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung und aktueller Leistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittelspannungs- und Niederspannungsebene umgesetzt. Dabei kann jedoch eine große Diskrepanz entstehen, wenn die Automatisierungssysteme starke Unterschiede im zeitlichen Verhalten aufweisen. Dieses Verhalten kann zum einen durch die Anpassung der Zyklusdauer und zum anderen durch eine aktive Synchronisation berücksichtigt werden. Dazu sind Start- und Endzeitpunkte der einzelnen Zyklen auszugeben und die jeweiligen Zyklen aufeinander anzupassen.

Neben diesen Abhängigkeiten kann die Niederspannungsautomatisierung, bedingt durch die verfügbaren Aktoren und deren Ansteuermöglichkeiten zumeist nur diskrete Stufen einstellen. Somit kann nicht jede Leistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene durch die aggregierte Aktorflexibilität eingestellt werden. Lediglich eine begrenzte Anzahl an Stufen kann durch die Kombination aller Aktoransteuerungen eingestellt werden. Um die Zielgröße der Mittelspannungsautomatisierung gerecht zu werden, wird die benötigte Leistungsanpassung mindestens durchgeführt und ggf. die nächst größere Stufe angesteuert und eine größere Leistungsanpassung durchgeführt.

Dieses Verhalten und Konzept ermöglicht eine sehr schlanke Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsautomatisierung mit gleichzeitiger Erschließung der Synergieeffekte. Eine Übermittlung jeder möglichen Stufe ist bei geringem Mehrwert sehr aufwendig und komplex. Weitere Informationen zu einer koordinierten Verteilnetzautomatisierung und der hier dargestellten Problemstellung sind [10] zu entnehmen.

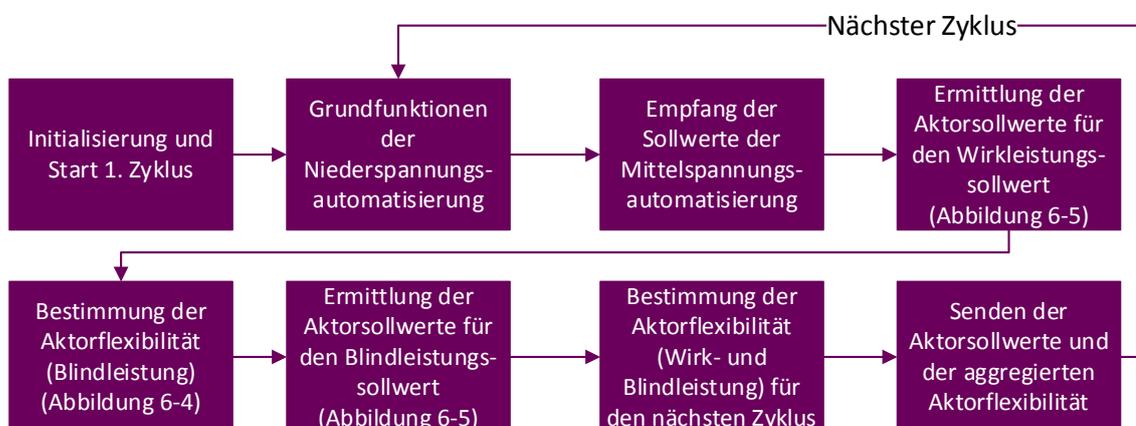


Abbildung 6-6 Schnittstellenbedienung der Niederspannungsautomatisierung

Die hier dargestellten Problemstellungen und die beschriebene Berücksichtigung stellen die Realisierung einer Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsautomatisierung dar. Im Folgenden werden diese genutzt, um die Grenzen und den Mehrwert der Verfahren abzuleiten.

6.4.2. Grenzen der Verfahren

Die Beschreibung der einzelnen Verfahren und des Gesamtkonzeptes werden für die Darstellung der Verfahrensgrenzen genutzt.

Die Bestimmung der aggregierten Aktorflexibilität kann lediglich die unabhängige Wirk- bzw. Blindleistungsflexibilität ermitteln, da ansonsten bereits bei der Aggregation ein Regelungskonzept hinterlegt werden muss, welches sich auf den Betrag der Aktorflexibilität auswirkt.

Sobald ein Regelungskonzept für die spannungsebenenübergreifende Verteilnetzautomatisierung etabliert ist, kann die Bestimmung der Aktorflexibilität auf diese optimiert werden. Derzeit stellt das beschriebene Verfahren die maximal mögliche Aktorflexibilität zur Verfügung und priorisiert dabei die Wirkleistung höher als die Blindleistung, da keine Wirkleistung für einen Blindleistungssollwert angepasst wird. Eine Wirkleistungsanpassung wird somit nur auf einen Wirkleistungssollwert durchgeführt (Abschnitt 6.2.2).

Wie dargestellt verändert sich die Leistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene und die Aktorflexibilität kontinuierlich. Da die beiden Automatisierungssysteme zeitdiskret betrieben werden, können dadurch große Diskrepanzen auftreten, sodass die Veränderung der Leistung und der Aktorflexibilität verstärkt wird bzw. nicht berücksichtigt werden kann. Durch die Einbindung von Prognoseverfahren kann dies kompensiert und zum einen die Leistungsänderung präventiv berücksichtigt werden. Zum anderen kann die Aktorflexibilität nur dann aggregiert werden, wenn diese langfristig zur Verfügung steht. Dabei können für diverse Aktoren unterschiedliche Verfügbarkeitszeiten definiert und somit in der Aggregation individuell implementiert werden.

Die sich tatsächlich einstellenden Spannungen bei der Umsetzung von Sollwerten können auf Basis der Sensitivitätsanalyse nur in der dargestellten Genauigkeit berechnet werden. Dies führt zu einer etwas ungenauen und indirekten Ermittlung der Leistungsanpassung am Verknüpfungspunkt (vgl. Abschnitt 3.4.2). Diese Ungenauigkeit kann durch eine Berechnung auf Basis einer Leistungsflussberechnung behoben werden. Diese Berechnung ermittelt die sich einstellende Spannungsanpassung sehr genau, wobei die Berechnungsdauer, wie in Abschnitt 3.4.3 dargestellt, deutlich länger ist. Dies wäre ein großer Nachteil für die beschriebenen iterativen Verfahren zur Bestimmung der aggregierten Aktorflexibilität und der Umsetzung der Sollwerte des Mittelspannungsautomatisierungssystems.

Zusätzlich ist die beschriebene Problematik der verschiedenen Zyklusdauern und dem asynchronen Betrieb der Mittel- bzw. Niederspannungsautomatisierung zu berücksichtigen.

Die Umsetzung der Sollwerte ist abhängig von den Aktoreigenschaften und deren Stufungsverhalten, welches aktuell stark diskretisiert ist. Somit existiert eine begrenzte Anzahl an diskreten Leistungsanpassungen im Band der Aktorflexibilität. Dieser Nachteil wird durch das aktuelle Regelungskonzept kompensiert, indem die Leistungsanpassung des Sollwertes in Abhängigkeit der gesamten Aktorflexibilität eingestellt wird. Dabei wird eher eine betraglich höhere Leistungsanpassung durchgeführt, als von der Mittelspannungsautomatisierung angefordert. Durch die sukzessive Integration von weiteren Aktoren, welche zukünftig kontinuierliche Sollwerte akzeptieren bzw. eine große Anzahl an Stufungen zulassen, kann die Niederspannungsautomatisierung den Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung exakt einstellen. Zusätzlich steigt instantan die Aktorflexibilität, sodass die Niederspannungsautomatisierung einen größeren Einfluss auf den Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene aufweist.

Neben diesen Grenzen können durch die beschriebenen Verfahren erhebliche Synergieeffekte ausgenutzt werden und ein deutlicher Mehrwert für die Verteilnetzautomatisierung generiert werden.

6.4.3. Mehrwert der bereitgestellten aggregierten Aktorflexibilität

Der Mehrwert der aggregierten Aktorflexibilität der Nieder- für die Mittelspannungsautomatisierung ist sehr individuell und kann nur schwer dargestellt werden. Als eine Bewertungsgrundlage können die EEG-Anlagengrößen der beiden Spannungsebenen genutzt werden, da diese einen großen Teil der Aktoren ausmachen. Daten zu den EEG-Anlagen sind im EEG-Anlagenregister zusammengefasst und können somit bewertet bzw. klassifiziert werden [150]. Die folgende Tabelle stellt die Anlagengrößen für Mittel- und Niederspannungsnetze im Gebiet der Übertragungsnetzbetreiber dar.

Tabelle 6-5 EEG-Anlagenregister der Mittel- und Niederspannungsebene des Jahres 2018 [150]

Spannungsebene	Nieder- spannung 50 Hertz Transmission GmbH	Mittel- spannung 50 Hertz Transmission GmbH	Nieder- spannung Amprion GmbH	Mittel- spannung Amprion GmbH	Nieder- spannung TenneT TSO GmbH	Mittel- spannung TenneT TSO GmbH	Nieder- spannung TransnetBW GmbH	Mittel- spannung TransnetBW GmbH
Anzahl der Anlagen	73.552	13.020	229.648	16.232	735.547	26.569	328.909	11.720
Anzahl der Anlagen größer 50 kW	6060	12.188	17.881	13.790	31.724	21.976	11.266	7716
Gesamt installierte Anlagenleistung	1.373,41 MW	13.150,72 MW	4.284,66 MW	10.806,95 MW	12.286,30 MW	23.863,98 MW	4.639,66 MW	3.724,16 MW
Mittlere Anlagengröße	18,67 kW	1.010,04 kW	18,66 kW	665,78 kW	16,70 kW	898,19 kW	14,12 kW	317,76 kW
Standardabweichung der Anlagengröße	40,09 kW	1824,94 kW	34,95 kW	1.131,92 kW	31,56 kW	1199,96 kW	24,94 kW	770,46 kW
50 % Quantil	7,15 kW	600 kW	8,80 kW	239,93 kW	9,5 kW	430 kW	8,33 kW	91,77 kW
Maximale Anlagengröße	1.707 kW	138,90 MW	3.300 kW	24,72 MW	2.593 kW	24 MW	2.243 kW	20 MW
Minimale Anlagengröße	0,14 kW	0,05 kW	0,007 kW	0,83 kW	0,006 kW	0,14 kW	0,03 kW	0,02 kW

Die Tabelle illustriert, dass in der Niederspannungsebene sehr viel kleinere Anlagenleistungen installiert werden, dafür aber eine größere Anzahl an Anlagen als in der Mittelspannungsebene. Die Anzahl der Anlagen größer 50 kW und das 50 % Quantil führen die zu erwartenden Leistungen der Aktoren auf, welche in der Nieder- für die Mittelspannungsebene zu aggregieren sind. Es wird die große Diskrepanz der Leistung deutlich. Somit muss für einen Mehrwert der vorgestellten Funktion zum einen die Durchdringung der Aktoren im Niederspannungsnetz und zum anderen die Anzahl an Niederspannungsautomatisierungen groß sein. Dabei kann, trotz geringerer Aktorflexibilität, durch eine effektive Verteilung von Niederspannungsautomatisierungen im Mittelspannungsnetz durch eine Mittelspannungsautomatisierung eine optimierte Betriebsführung umgesetzt werden. Die Mittelspannungsautomatisierung kann durch die steigende Anzahl an möglichen Aktoren (inklusive der Niederspannungsautomatisierung) effizient in das Mittelspannungsnetz eingreifen, da die Netznutzungssituation an einer größeren Anzahl an Knoten beeinflusst werden kann. Die geringere Aktorflexibilität der Niederspannungsautomatisierung stellt keinen Nachteil dar, solange die gesamte Aktorflexibilität der Mittelspannungsautomatisierung ausreicht. Somit können die vorgestellten Verfahren zur Verbindung der Nieder- und Mittelspannungsautomatisierung einen deutlichen Mehrwert generieren.

Zusätzlich kann die Ausnutzung der installierten Betriebsmittel gesteigert werden und ein Synergieeffekt ausgenutzt werden. Dies gilt insbesondere für sekundäre Komponenten z. B. Kommunikationseinrichtungen oder Protokollwandler, die zur Ansteuerung spezieller Anlagen benötigt werden. Diese Fixkosten können durch eine vermehrte Nutzung schneller amortisiert werden.

Neben diesen Aspekten wird im Rahmen der Digitalisierung die Anzahl der Aktoren steigen und somit auch die Aktorflexibilität, welche für unterschiedliche Zwecke genutzt werden kann. Die vorgestellten Verfahren können ebenfalls eine Schnittstelle zu Marktplätzen realisieren und somit auch diesen Mehrwert bedienen.

Neben der direkten Ausnutzung der Aktorflexibilität ist die Ausnutzung des gesamten Spannungsbandes für Mittel- und Niederspannungsnetze vorteilhaft, da wie in Abschnitt 6.1 beschrieben die Grenzen dynamisch verschoben werden können, ohne eine Grenzwertverletzung hervorzurufen. Für diesen Anwendungsfall können die Verfahren ebenfalls genutzt werden, wobei eine Adaption zum Austausch von Spannungsinformationen benötigt wird. Auch sind die Regelungskonzepte anzupassen, da diese neben der beschriebenen Leistungsänderung auch ein gemeinsames Regelungskonzept zur Spannungsoptimierung verfolgen müssen. Weitere Informationen zu dieser Möglichkeit sind in [10, 150] zu finden.

6.5. Resümee zu Kapitel 6

Als Erweiterung der Niederspannungsautomatisierung wird in Abschnitt 2.3.2 eine Schnittstelle beschrieben, welche eine Verteilnetzautomatisierung realisiert. Die Verteilnetzautomatisierung ist eine spannungsebenenübergreifende Kaskade, welche durch die Kopplung der Mittel- und Niederspannungsautomatisierung erreicht wird. Bei dieser Kopplung sind die Rahmenbedingungen am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene zu berücksichtigen. Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass eine Leistungsanpassung im Niederspannungsnetz für das Mittelspannungsnetz ebenfalls einen Einfluss aufweist. Die Analyse der Rahmenbedingungen zeigt deutlich auf, dass zum einen ausreichende Aktorflexibilität im Niederspannungsnetz verfügbar ist und zum anderen diese ebenfalls einen ausreichenden Einfluss auf das Mittelspannungsnetz aufweist. Unter Berücksichtigung der Rahmendbedingungen stellen Abschnitt 6.2 und Abschnitt 6.3 die Verfahren für die Niederspannungsautomatisierung dar, welche zum einen für die Aggregation der Aktorflexibilität und zum anderen für die Umsetzung von Sollwerten der Mittelspannungsautomatisierung benötigt werden. Diese beiden Verfahren werden in Abschnitt 6.4 im Zyklus der Niederspannungsautomatisierung dargestellt und die resultierte Interaktion zwischen Mittel- und Niederspannungsautomatisierung beschrieben.

Insgesamt stellt Kapitel 6 somit Verfahren für die Niederspannungsautomatisierung bereit, welche eine Schnittstelle für eine spannungsebenenübergreifende Verteilnetzautomatisierung darstellt. Diese Schnittstelle hilft zur Hebung von Synergieeffekte zwischen Mittel- und Niederspannungsautomatisierung und kann zukünftig weitere Marktteilnehmer mit der Niederspannungsautomatisierung verbinden, um beispielsweise einen regionalen Flexibilitätsmarkt anzubinden.

7. Labor- und Feldtest

Neben den jeweiligen Funktionsvalidierungen ist jede Weiterentwicklung der Niederspannungsautomatisierung im Gesamtkontext zu überprüfen. Dabei muss zum einen validiert werden, ob die neuen Funktionen das gewünschte Verhalten aufweisen und zum anderen muss geprüft werden, ob keine negative Beeinflussung der Grundfunktionen stattfindet. Diese Validierung wurde in einem umfangreichen Labor- und Feldtest durchgeführt. Dieses Kapitel stellt beide Validierungsvarianten vor. Zusätzlich werden einzelne Ergebnisse des Labor- und Feldtests präsentiert.⁶

7.1. Beschreibung des Labortests

Der Labortest ist bereits Bestandteil des Entwicklungsprozesses, da dieser eine instantane Validierung ermöglicht und somit bereits bei der Entwicklung Fehler detektiert. Die Labortestvalidierung kann durch einen Raum mit achtzehn unterschiedlichen Ausprägungen dargestellt (Abbildung 7-1) werden. Jede einzelne Ausprägung ist Basis einer Validierung mit verschiedensten Netznutzungssituationen und Prozesswerten. Im Folgenden werden die drei Spezifikationen (Testszenarien, Prozesswertbereitstellung und Plattform) definiert. Diese Definition wird dazu genutzt den gesamten Validierungsprozess abzuleiten, welcher sukzessive die Anforderungen an die vollständige Niederspannungsautomatisierung erhöht.

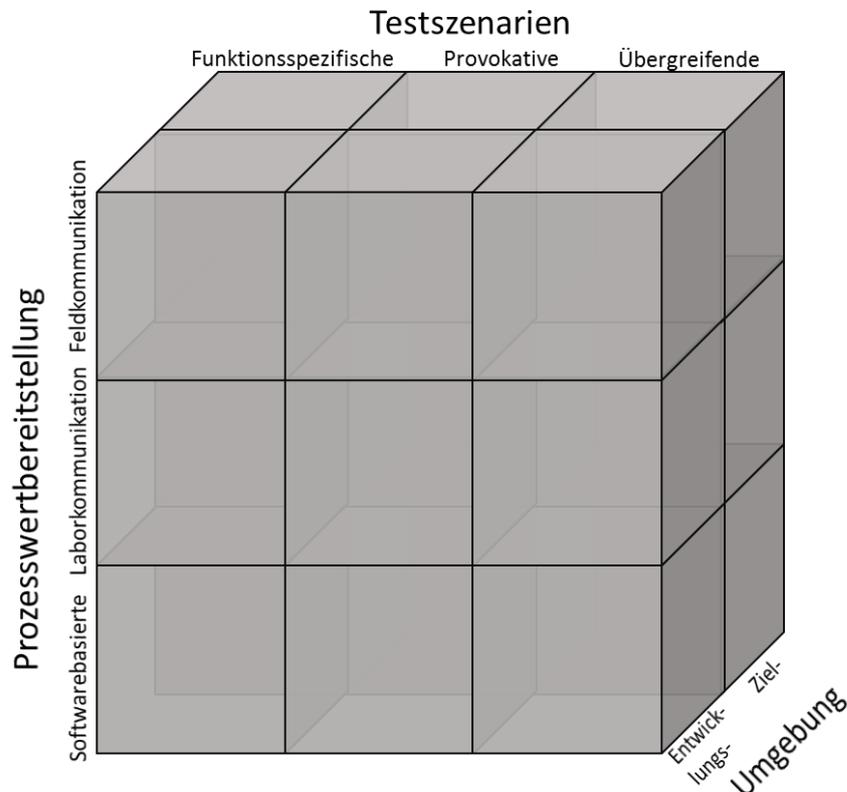


Abbildung 7-1 Möglichkeiten zur Validierung der Niederspannungsautomatisierung

⁶ Die Ergebnisse dieses Kapitels wurden bereits vom Autor in [XIX, XXI] veröffentlicht.

Die Validierung kann in zwei verschiedenen Umgebungen durchgeführt werden. Zum einen ist eine Validierung in der Entwicklungsumgebung und zum anderen in der Zielumgebung möglich. Die Entwicklungsumgebung lässt während der Validierung ein sukzessives Überprüfen der Prozessschritte zu. Dadurch kann das Verhalten der Niederspannungsautomatisierung Schritt für Schritt vollzogen und jede einzelne Dependenz berücksichtigt werden. Die Validierung in der Zielumgebung lässt lediglich die zuvor geplante Überwachung zu, da das System sich wie im Feld verhält. Bei dieser Validierung kann nicht jeder einzelne Schritt nachvollzogen werden, jedoch das resultierende Verhalten bzw. aggregierte Systemmeldungen. Somit kann z. B. überprüft werden, ob die Niederspannungsautomatisierung die Grundfunktionen (Detektion und Behebung einer Grenzwertverletzung) korrekt ausführt. Unter Umständen kann das Verhalten der Niederspannungsautomatisierung in der Zielumgebung von dem Verhalten in der Entwicklungsumgebung abweichen. Aus diesem Grund sollte stets eine doppelte Validierung durchgeführt werden, um eine Einzelschrittvalidierung durchführen zu können und um das korrekte Verhalten in der Zielumgebung zu bestätigen.

Neben der Umgebung können drei verschiedene Testszenarien berücksichtigt werden. Funktionsspezifische Testszenarien stellen der Niederspannungsautomatisierung konkrete Prozesswerte zur Verfügung, welche benötigt werden, um einzelne Funktionen zu validieren. Bei diesen Testszenarien werden einzelne Funktionen isoliert betrachtet und Störgrößen eliminiert. Für die Validierung jeder einzelnen Funktion wird eine Vielzahl an Testszenarien benötigt. Diese Testszenarien unterscheiden sich in Abhängigkeit der zu validierenden Funktion und des Anwendungsfalls.

Zusätzlich zu diesen Testszenarien werden übergreifende Testszenarien benötigt, um das Gesamtsystem zu validieren und etwaige negative Interdependenzen von einzelnen Funktionen auszuschließen. Diese Testszenarien berücksichtigen den optimalen Anwendungsfall für eine Niederspannungsautomatisierung, sodass alle Parametrierungen korrekt sind und alle Prozesswerte fehlerfrei zur Verfügung gestellt werden. Diverse Netznutzungssituationen werden verwendet, um alle Funktionen gleichermaßen zu erproben. Auch eine kontinuierliche Validierung wird auf Basis der übergreifenden Testszenarien durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Niederspannungsautomatisierung langfristig präzise arbeitet.

Zur Validierung der Robustheit der Niederspannungsautomatisierung werden provokative Testszenarien betrachtet. Diese weisen diverse Störgrößen auf und modellieren ausbleibende oder inkorrekte Prozesswerte, welche z. B. durch eine fehlerhafte Parametrierung verursacht werden können. Die provokativen Testszenarien lassen eine Ableitung der Robustheit zu.

Die letzte Variation des Labortests ist die Prozesswertbereitstellung. Die Prozesswertbereitstellung kann softwarebasiert durchgeführt werden. Durch die Definition einer Schnittstelle werden die Prozesswerte ohne ein Kommunikationsprotokoll bereitgestellt. Beispielsweise kann dies durch eine Datei mit Prozesswerten, welche geschrieben bzw. gelesen wird, umgesetzt werden.

Im Feld werden jedoch verschiedene Kommunikationsprotokolle genutzt, welche die IT-Sicherheitsrichtlinien berücksichtigen. Z. B. haben sich die Protokolle IEC 60870-5-104 und IEC 61850 in der Elektroenergieversorgung etabliert [151]. Für eine Validierung der Niederspannungsautomatisierung können somit ebenfalls die Kommunikationsprotokolle und deren Einfluss bzw. Auswirkungen im Labortest untersucht werden. Aus diesem Grund können die Prozesswerte auch im Labortest über diverse Kommunikationsprotokolle bereitgestellt werden.

Als Zwischenlösung ist eine Laborkommunikation auf Basis einfacherer Kommunikationsprotokolle realisiert. Diese Kommunikation wird beispielsweise durch ein Modbus-Protokoll oder User Datagram Protocol realisiert. Diese Validierungsstufe nähert sich dem späteren Zustand im Feld an, jedoch können Störgrößen reduziert und die Funktionalität der Niederspannungsautomatisierung isoliert validiert werden.

Die beschriebenen Ausprägungen werden in der folgenden Reihenfolge durchgeführt, sodass sich die Anforderungen an die Niederspannungsautomatisierung sukzessive erhöht und der später im Feld zu erwartende Zustand Schritt für Schritt angenähert wird.

Der Validierungsprozess beginnt in der Entwicklungsumgebung mit funktionspezifischen Test-szenarien und einer softwarebasierten Prozesswertbereitstellung. Sobald diese Validierung erfolgreich abgeschlossen ist, werden die Testszenarien variiert (provokative und übergreifende Testszenarien). Erst nach dieser Validierung werden die Testszenarien erneut genutzt. Jedoch sind die Prozesswerte erst durch die Laborkommunikation und dann durch die Feldtestkommunikation bereitzustellen. Sobald diese neun Validierungsausprägungen erfolgreich absolviert wurden, wird in die Zielumgebung gewechselt und der gesamte Durchlauf ist erneut durchzuführen. Dieser Ablauf gewährleistet eine sukzessive Steigerung der Anforderungen und eine vollumfängliche Validierung der Niederspannungsautomatisierung.

Zur Durchführung der beschriebenen Validierungsausprägungen ist die Niederspannungsautomatisierung in der Entwicklungs- und Zielumgebung in eine Testumgebung zu implementieren. Abbildung 7-2 illustriert eine solche Testumgebung schematisch, wobei die Testszenarien, Prozesswertbereitstellung und die Umgebung der Niederspannungsautomatisierung variiert werden.

Die Testszenarien erstellen den Rahmen der Validierung und definieren den zu testenden Anwendungsfall. Ein Simulationstool ermittelt auf Basis dieser Definition die Prozesswerte und stellt diese der Prozesswertbereitstellung zur Verfügung, sodass die Niederspannungsautomatisierung auf der einen Seite Prozesswerte erhält und auf der anderen Seite Prozesswerte, wie z. B. Aktorsollwerte, senden kann. Diese bidirektionale Schnittstelle ermöglicht unter anderem eine Berücksichtigung von gesendeten Sollwerten, welche durch das Simulationstool umzusetzen sind und für die weiteren Simulationsschritte in die Berechnung mit einfließen müssen. Somit ergibt sich ein kontinuierliches Zusammenspiel von Simulationstool und Niederspannungsautomatisierung, welches durch die Testszenarien definiert ist. Insbesondere wird durch die Testszenarien die Anzahl von zu simulierenden Zeitschritten und deren Verhalten definiert.

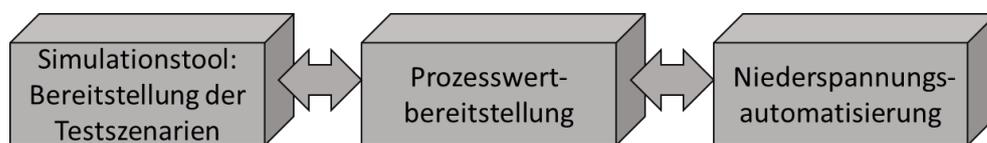


Abbildung 7-2 Testumgebung für eine Niederspannungsautomatisierung

Das Simulationstool stellt beispielsweise für ein funktionsspezifisches Testszenario zur Validierung des Regelungsverhaltens Prozesswerte für eine bestimmte Anzahl an Zeitschritten bereit. Die Netznutzungssituation und somit auch die Prozesswerte werden durch die Initialisierung der einzelnen Knotenleistungen bestimmt. In der Realität verändern sich die Knotenleistungen kontinuierlich in Abhängigkeit zu der Einspeise- bzw. Bezugscharakteristik. Dies ist eine Störgröße, welche für dieses Testszenario vernachlässigt wird, sodass die Regelung der Niederspannungsautomatisierung im Kern validiert werden kann. Diese Testszenarien können variiert werden und ermöglichen eine sehr gezielte Durchführung von Tests für einzelne Funktionen ohne den Einfluss von etwaigen Störgrößen. Diese synthetischen Knotenleistungen respektive Netznutzungssituationen spiegeln nicht zwingend eine realistische Netznutzungssituation wieder. Dies wird zusätzlich durch die Vernachlässigung der Einspeise- bzw. Bezugscharakteristik verstärkt. Für eine umfängliche Validierung der Niederspannungsautomatisierung ist dies jedoch in weiteren Testszenarien zu berücksichtigen.

Aus diesem Grund werden die übergreifenden Testszenarien durchgeführt. Für diese werden die Knotenleistungen durch probabilistische Profilgeneratoren bereitgestellt, welche auf Basis von unterschiedlichen Eingangsparametern Profile für z. B. PV-Anlagen und Haushalte ermitteln. Weitere Informationen zu probabilistischen Profilgeneratoren sind beispielsweise [91, 153, 154, 155] zu entnehmen.

Diese probabilistischen Profile modellieren realistische Einspeise- bzw. Bezugscharakteristiken, sodass ebenfalls die Netznutzungssituationen die Realität widerspiegeln. Somit können im Labor verschiedene realistische Netznutzungssituationen zur Validierung der Niederspannungsautomatisierung genutzt werden.

Abbildung 7-3 zeigt den in dieser Arbeit entwickelten Laboraufbau, welcher eine Validierung in der Zielumgebung auf der Zielhardware erlaubt und zusätzlich Visualisierungen darstellt. Die Visualisierungen unterstützen den Prüfer bei der Validierung einzelner Funktionen, indem Informationen aggregiert und prägnant angezeigt werden. Die Statusanzeige (PV-Anlagen) stellt das Einspeiseverhalten von fünf PV-Anlagen dar. Für jede PV-Anlage wird die potentielle relative Einspeiseleistung in einspeisende (grün) und geregelte (rot) Einspeiseleistung unterteilt. Die weiteren Statusmeldungen sind jeweils als Ampel realisiert. Aus Tabelle 7-1 kann der jeweilige Status entnommen werden, wobei die Statusanzeige Niederspannungsautomatisierung fünf verschiedene Funktionen abbilden kann.

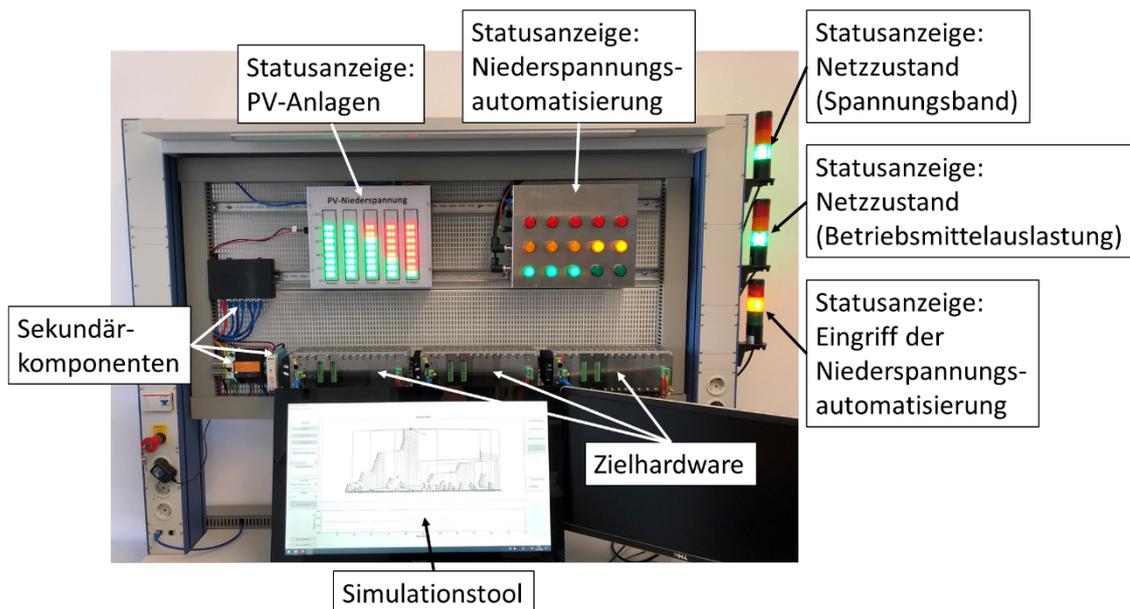


Abbildung 7-3 Laboraufbau zur Validierung der Niederspannungsautomatisierung

Tabelle 7-1 Definition der Statusanzeigen

Statusanzeige	Grün	Gelb	Rot
Niederspannungsautomatisierung	Fehlerfreier Betrieb Erfolgreiche Bearbeitung der jeweiligen Funktion	Eingeschränkter Betrieb Warnungen in jeweiligen Funktion aktiv	Betrieb teilweise eingestellt Abbruch der jeweiligen Funktion mit etwaigen Einschränkungen von konsekutiven Funktionen
Netzzustand (Spannungsband)	Keine Spannungsbandverletzung	Beherrschte Spannungsbandverletzung	Spannungsbandverletzung
Netzzustand (Betriebsmittelauslastung)	Keine Betriebsmittelüberlastung	Beherrschte Betriebsmittelüberlastung	Betriebsmittelüberlastung
Eingriff der Niederspannungsautomatisierung	Kein Eingriff	Ausreichender Eingriff	Unzureichender Eingriff

Erst wenn der beschriebene Validierungsprozess im Labor erfolgreich durchlaufen wurde, kann die Niederspannungsautomatisierung in einem Feldtest erprobt werden.

7.2. Beschreibung des Feldtests

Die Durchführung eines Feldtests weist im Gegensatz zu einem Labortest viele Abhängigkeiten auf, da zum einen ein geeignetes Netzgebiet ausgestattet werden muss und zum anderen Endnutzer an der Testdurchführung beteiligt sind. Abbildung 7-4 stellt den Ablauf eines Feldtests dar, welcher im Folgenden näher beschrieben wird.

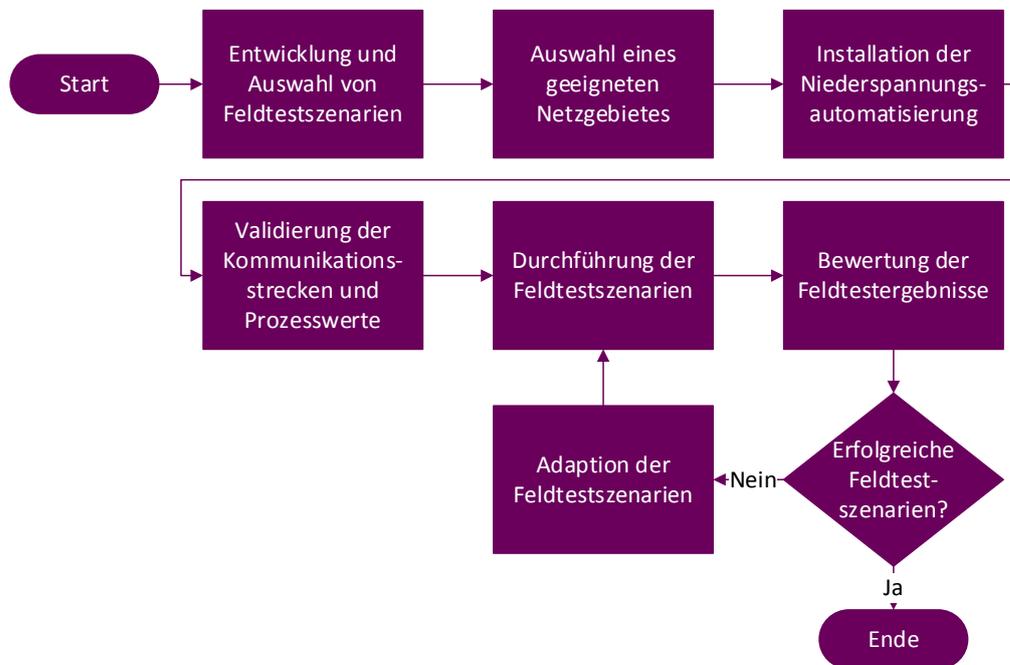


Abbildung 7-4 Ablauf eines Feldtests zur Validierung einer Niederspannungsautomatisierung

Im ersten Schritt sind die Funktionen, welche im Feldtest validiert werden, auszuwählen und Feldtestszenarioszenarien zu entwickeln. Die Feldtestszenarioszenarien sollen funktionspezifische Validierungen ermöglichen, während die übergreifende Validierung durch einen kontinuierlichen Betrieb der Niederspannungsautomatisierung erfolgt. Aus diesem Grund sind Feldtestszenarioszenarien zu entwickeln, welche einzelne Funktionen im Gesamtkontext erproben. Beispielsweise kann die Detektion von Grenzwertverletzungen und die resultierende Ansteuerung von Aktoren erprobt werden. Auch kann die Ansteuerung von Aktoren durch eine Sollwertvorgabe der Mittelspannungsautomatisierung erprobt werden (vgl. [10]). Die Ansteuerung der Aktoren kann für die Validierung der in Abschnitt 4.2.2 beschriebenen Funktion zur Validierung der Parametrierung genutzt werden. Somit können mehrere Funktionsvalidierungen in einzelnen Feldtestszenarioszenarien kombiniert und gleichzeitig eruiert werden. Bei der Entwicklung der Feldtestszenarioszenarien ist zu berücksichtigen, dass diese im regulären Netzbetrieb stattfinden und somit Endnutzer und deren Applikationen betroffen sind. Aus diesem Grund können extreme Feldtestszenarioszenarien nicht durchgeführt werden. Beispielsweise ist eine tatsächliche Grenzwertverletzung zu vermeiden, um die Auswirkungen auf Endnutzer zu minimieren.

Dies kann durch die Anpassung von Parametern berücksichtigt werden, welche zu fiktiven Grenzwertverletzungen führt. Die Parametrierung der Niederspannungsautomatisierung kann beispielsweise ein reduziertes Spannungsband als Grenzwert aufweisen oder einzelne Leitungsparameter werden geringer parametrieren, als in der Realität installiert. Diese Anpassungen sind bereits in den Feldtestszenarien zu berücksichtigen bzw. zu definieren. Sobald alle Funktionsvalidierungen in einem Feldtestszenario implementiert wurden, kann die Auswahl eines geeigneten Feldtestgebiets beginnen.

Das Feldtestgebiet entscheidet maßgeblich, welche Feldtestszenarien durchgeführt werden können. Insbesondere sind die aktuellen Netznutzungssituationen und die Spannungscharakteristik maßgeblich, welche Messwerte im Feldtest zur Validierung der Niederspannungsautomatisierung verfügbar sind. Für den Feldtest wurde die Niederspannungsautomatisierung mit allen in Abschnitt 2.3 beschriebenen Feldkomponenten installiert. Die Installationsmöglichkeiten im Netzgebiet sind zu berücksichtigen und zusätzlich die Verfügbarkeit von potenziellen Aktoren. Die Aktoren sind, wie in Abschnitt 5.1.2 dargestellt, zu integrieren, welches frühzeitig mit den Anlagenbetreibern abzustimmen ist. Dies kann bereits in der Feldtestplanung und der Auswahl des Netzgebietes berücksichtigt werden, sodass der folgende Schritt möglichst effizient durchgeführt werden kann.

Nachdem die Feldtestplanung abgeschlossen ist, sind alle Feldkomponenten zu installieren und die Niederspannungsautomatisierung zu parametrieren. Die Installation und Parametrierung wird im nächsten Schritt validiert. Dazu werden sämtliche Kommunikationsstrecken und übertragene Daten überprüft. Dies stellt eine korrekte Installation sicher und ermöglicht eine tatsächliche Funktionsvalidierung. Für Funktionen, welche die Parametrierung überprüfen, ist die Parametrierung speziell anzupassen, jedoch ist eine erste vollständig korrekte Installation für einen erfolgreichen Feldtest essenziell. Nur so können die Feldtestergebnisse korrekt analysiert bzw. ausgewertet werden, da der Einfluss einer falschen Parametrierung ausgeschlossen werden kann.

Die nächsten beiden Schritte sind die eigentliche Feldtestdurchführung, welche durch die Feldtestszenarien definiert werden. Nach dieser Durchführung folgt eine Bewertung, welche nicht die Funktionalität bewertet, sondern die Durchführung des Feldtestszenarios. Dabei ist zu bewerten, ob die vorherrschende Netznutzungssituation das Feldtestszenario ermöglicht. Z. B. muss ausreichend Aktorflexibilität zur Verfügung stehen, wenn ein Regelungstest durchgeführt werden soll. Auch könnte ein Feldtestszenario auf eine PV-Einspeisung angewiesen sein.

Zusätzlich wird ebenfalls das Verhalten der Niederspannungsautomatisierung und Netznutzungssituation analysiert, um etwaige Adaptionen für eine erfolgreiche Wiederholungsprüfung durchführen zu können. Diese Schleife ist solange zu durchlaufen, bis die Feldtestszenarien erfolgreich durchgeführt werden konnten.

Bei dem gesamten Feldtest ist zu berücksichtigen, dass lediglich die vorherrschenden Netznutzungssituationen genutzt werden können. Es wäre möglich durch Einspeise- bzw. Lastaggregate die Netznutzungssituation zu beeinflussen. Dies kann für einzelne Validierungen und Feldtest-szenarien sinnvoll sein, jedoch wird durch diese Maßnahmen der reale Netzbetrieb beeinflusst. Dies führt zu einem Verhalten, ähnlich eines Labortests, welches im Feld durchgeführt wird. Dabei ist insbesondere auf den Netzbetrieb zu achten, um zu keinem Zeitpunkt eine Grenzwertverletzung zu provozieren und Endnutzer bzw. Applikationen zu gefährden.

Die Vorteile bzw. Unterschiede von Labor- und Feldtest sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 7-2 Labor- und Feldtestcharakteristik

Labortest	Feldtest
<ul style="list-style-type: none"> • Geringer Aufwand der Realisierung • Synthetische Netznutzungssituation • Spezifische Netznutzungssituationen • Keine Kunden bzw. Anlagen werden beeinflusst • Nachbildung von kritischen Netznutzungssituation • Synthetische Modellierung des Anlagenverhaltens • Wiederholungsprüfung möglich • Reproduzierbare Ergebnisse • Ad-Hoc Visualisierung von Ergebnissen 	<ul style="list-style-type: none"> • Reale Implementierung und Parametrierung • Reale Netznutzungssituationen • Reale Störgrößen • Reales Anlagenverhalten • Kommunikationsschnittstellen • Zusammenspiel des Gesamtsystems

Die in Tabelle 7-2 aufgeführten Punkte zeigen auf, dass für eine vollumfängliche Validierung eine Niederspannungsautomatisierung zum einen ein ausführlicher Labortest und zum anderen ein umfangreicher Feldtest durchzuführen ist. Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse aus Labor- und Feldtests dargestellt.

7.3. Labortestergebnisse

Alle achtzehn beschriebenen Ausprägungen des Labortests nach Abbildung 7-1 wurden erfolgreich durchgeführt und zur Validierung der Niederspannungsautomatisierung genutzt. Insbesondere die Validierungen in der Entwicklungsumgebung konnte Fehler identifizieren, welche durch Adaptionen behoben werden konnten. Insgesamt konnte die Niederspannungsautomatisierung alle definierten Anforderungen durch eine erfolgreiche Validierung von funktionspezifischen, übergreifenden und provokativen Testszenarien bestätigen. Insbesondere die Funktionen zur Validierung der Netzparameter (Kapitel 4) und zur Ermittlung eines zukünftigen Bedarf an Aktorflexibilität (Kapitel 5) zeigten das bereits bei der Funktionsbeschreibung dargestellte Verhalten.

Die Implementierung der Funktionen in die Niederspannungsautomatisierung wurde erfolgreich durchgeführt und es konnten keine negativen Interdependenzen festgestellt werden.

Validierung der Funktion zur Bereitstellung von aggregierter Aktorflexibilität (Kapitel 6)

Die Aggregation der Niederspannungsflexibilität (Kapitel 6) wurde ebenfalls durch diverse Test-szenarien erfolgreich validiert. Auch die Berücksichtigung der beschriebenen Parameter in Abschnitt 6.2.1 wurden überprüft. Abbildung 7-5 und Abbildung 7-6 zeigen beispielhaft einen Wochenverlauf der Wirk- bzw. Blindleistungsflexibilität, welche im Labortest der Niederspannungsautomatisierung zur Verfügung stand.

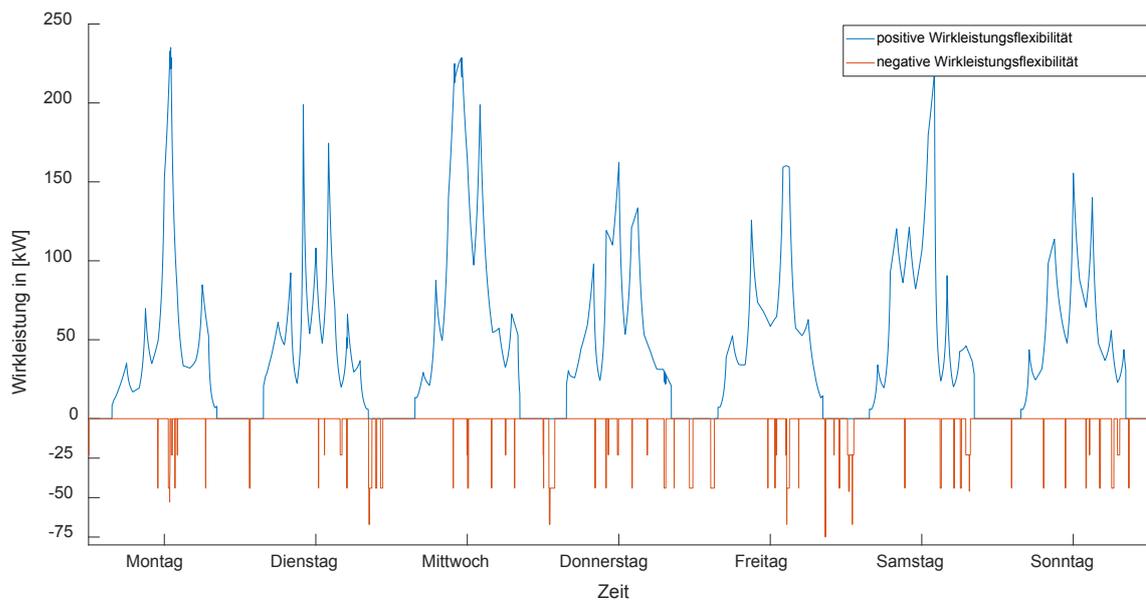


Abbildung 7-5 Wochenverlauf der Wirkleistungsflexibilität

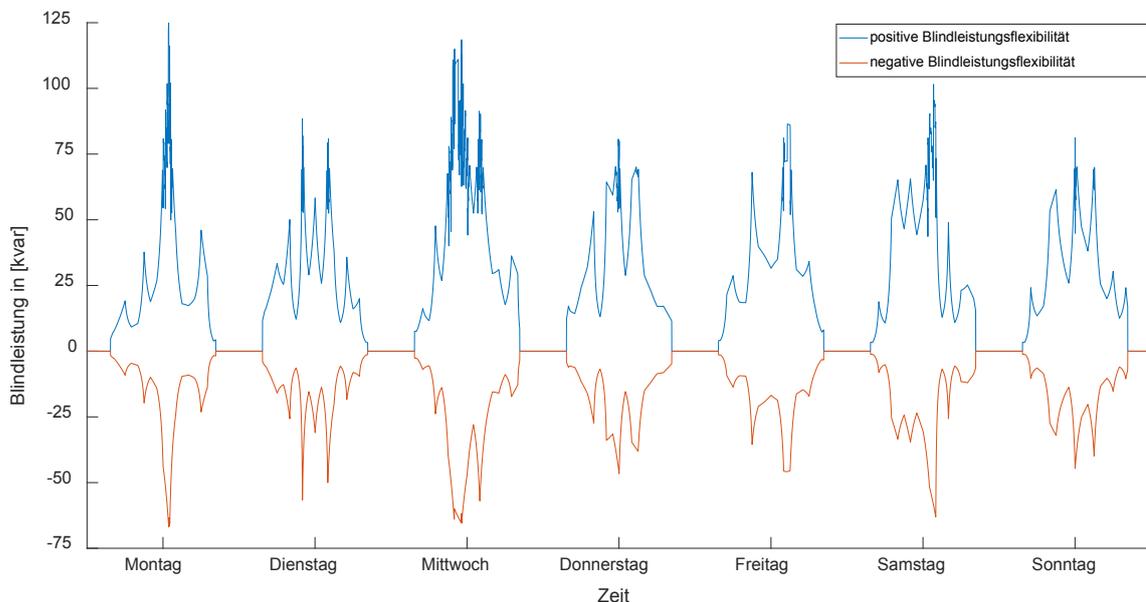


Abbildung 7-6 Wochenverlauf der Blindleistungsflexibilität

Die positive Wirkleistungsflexibilität zeigt das erwartete Verhalten auf, da lediglich PV-Anlagen als Aktoren zur Verfügung stehen. Abbildung 7-5 zeigt für jeden Tag eine PV-Anlagen Einspeisecharakteristik, welche als Aktorflexibilität zur Verfügung steht. Die Tage variieren im Verlauf und in den Spitzenlasten. Dies wird durch die Einspeisecharakteristik in Abhängigkeit zur Jahres- und Tageszeit sowie der aktuellen Bewölkung verursacht. Durch die gewählten Netznutzungssituationen steht als Wirkleistungsflexibilität die Einspeiseleistung der PV-Anlagen, welche als Aktor fungieren, vollständig zur Verfügung.

Die negative Wirkleistungsflexibilität wird durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen bereitgestellt. Auch konnte für die negative Wirkleistungsflexibilität durch die Wahl der Netznutzungssituationen die vollständige Ladeleistung der Elektrofahrzeuge zur Verfügung gestellt werden, sodass der Verlauf der negativen Wirkleistungsflexibilität gleich mit dem Verlauf der Ladeleistungen aller Elektrofahrzeuge ist.

Für die Blindleistungsflexibilität sind lediglich die PV-Anlagen als Aktor relevant, da die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge auf eine Wirkleistungsregelung beschränkt sind. Somit spiegelt die Blindleistungsflexibilität den Tagesverlauf der PV-Anlagen wider. Dabei ist auffällig, dass die positive und negative Blindleistungsflexibilität nicht Achsensymmetrisch zur Abszisse sind. Die positive Blindleistungsflexibilität weist einen positiven Offset zur negativen Blindleistungsflexibilität auf. Dies wird durch die Spannungscharakteristik des Niederspannungsnetzes und der vorherrschenden Netznutzungssituationen verursacht. Die positive Blindleistungsflexibilität kann ohne Grenzwertverletzung vollständig genutzt werden. Hingegen ist die negative Blindleistungsflexibilität lediglich eingeschränkt nutzbar, da ansonsten Spannungsbandverletzungen hervorgerufen werden.

Neben dem Wochenverlauf der aggregierten Aktorflexibilität stellt Abbildung 7-7 den Einfluss der direkten Spannungsregelung auf die positive Wirkleistungsflexibilität dar. In diesem Testszenario sind die Netznutzungssituationen so gewählt, dass eine vollständige Ausnutzung der Wirkleistungsflexibilität der Aktoren (PV-Anlagen) zu einer Spannungsbandverletzung führen. Diese Spannungsbandverletzung reduziert die aggregierte Wirkleistungsflexibilität insbesondere für die Zeiträume der maximalen Einspeiseleistung der PV-Anlagen. Durch die Ausnutzung der direkten Spannungsregelung kann in diesen Zeiträumen die aggregierte Aktorflexibilität auf die gesamte Wirkleistungsflexibilität der Aktoren gesteigert werden. Dazu muss der regelbare Ortsnetztransformator die Spannung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene reduzieren.

Die Darstellung der Aktorflexibilität und Beschreibung der zugehörigen Testszenarien führen die erfolgreiche Aggregation der Aktorflexibilität auf.

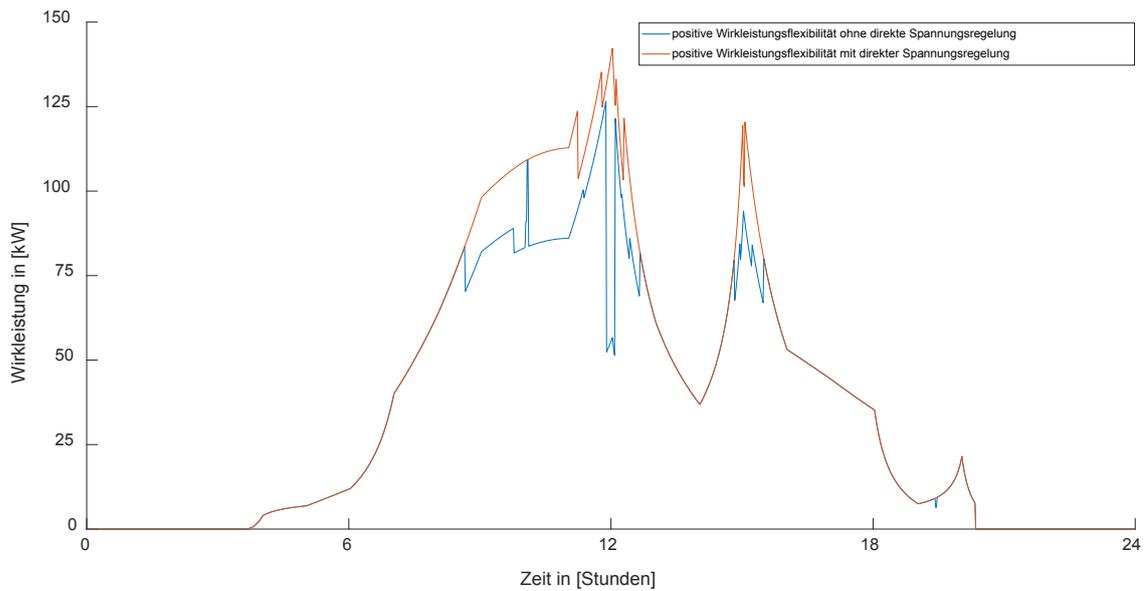


Abbildung 7-7 Einfluss der direkten Spannungsregelung auf die positive Wirkleistungsflexibilität

Neben der Bereitstellung der Aktorflexibilität wurde ebenfalls der Abruf dieser im Labor validiert. Dazu wurden in funktionspezifischen Testszenarien diverse Sollwerte der Mittelspannungsautomatisierung vorgegeben, welche die Niederspannungsautomatisierung alle wie erwartet umgesetzt hat. Dafür ermittelt das Verfahren nach Abschnitt 6.3.3 die benötigten Sollwerte für die einzelnen Aktoren. Nach der Umsetzung der einzelnen Sollwerte jedes Aktors erreichte die Leistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittel- und Niederspannungsebene den eingestellten Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung. Zusätzlich wurden ebenfalls provokative Testszenarien betrachtet, um auch bei fehlerhaften Sollwerten der Mittelspannungsautomatisierung eine robuste Niederspannungsautomatisierung zu gewährleisten. Die Niederspannungsautomatisierung verfolgte in jedem Testszenario das zuvor parametrisierte Regelungskonzept und nutzte die aggregierte Aktorflexibilität unter Berücksichtigung der Niederspannungsgrenzwerte maximal aus. Für Sollwerte der Mittelspannungsautomatisierung außerhalb des zu erreichenden Wertebereich (begrenzt durch die verfügbare Aktorflexibilität) wurde ebenfalls die gesamte Aktorflexibilität angesteuert. Insgesamt konnte die Funktion vollumfänglich validiert und für den Feldtest freigegeben werden. Detaillierte Ansteuerungscharakteristika werden im nächsten Abschnitt der Feldtestergebnisse dargestellt.

Neben dieser Validierung wurden eine Vielzahl weiterer Testszenarien im Labor durchgeführt. Jedes Testszenario wurde zusätzlich mit diversen Netznutzungssituationen wiederholt. Die durchgeführten Testszenarien konnten alle erfolgreich absolviert werden und entsprachen den Anforderungen an eine Niederspannungsautomatisierung (Abschnitt 2.3).

7.4. Feldtestergebnisse

Die in dieser Arbeit vorgestellten Funktionserweiterungen wurden zusätzlich im Rahmen eines umfangreichen Feldtests validiert. Dazu wurde die beschriebene Feldtestplanung durchgeführt und ein Feldtestgebiet mit einer Niederspannungsautomatisierung ausgestattet. Das Feldtestgebiet ist in Abbildung 2-8 dargestellt und weist folgende Eigenschaften auf:

- Anzahl der Knoten im Netz: 240
- Anzahl der angeschlossenen Endnutzer : 114
- Installierte PV-Leistung: 307 kVA
- Anzahl der Spannungsmessungen im Netz: 5
- Anzahl der Strommessungen im Netz: 21
- Direkte Spannungsregelung: regelbarer Ortsnetztransformator
- Aktoren: 3 PV-Anlagen mit insgesamt 104 kVA

In diesem Feldtestgebiet wurden zuerst die Grundfunktionen der Niederspannungsautomatisierung validiert und nachfolgend spezielle Feldtestszenarien zur Validierung der in dieser Arbeit beschriebenen Funktionen durchgeführt.

Validierung der Funktion zur Detektion eines zukünftigen Aktorbedarfes

Das Feldtestgebiet und die Rahmenbedingungen des Feldtests ließen kein Feldtestszenario zu, welches eine Validierung der Funktion zur Detektion eines zukünftigen Aktorbedarfes ermöglicht. Die erhobenen Messwerte wurden durch die entwickelte Funktion analysiert, jedoch weist das Niederspannungsnetz eine ausreichend große Netzreserve auf. Während des Feldtests stellte sich keine Veränderung im Niederspannungsnetz ein, sodass die Netzreserve konstant blieb. Aus diesem Grund konnte die Funktion nur basierend auf der Detektion keines Aktorbedarfes validiert werden. Die Funktionsweise konnte somit getestet werden, jedoch war kein Bedarf zu detektieren.

Da die Funktion auch keinen Bedarf detektierte, stellt dies eine erste Validierung dar. Für eine vollumfängliche Validierung ist dies zwar notwendig, jedoch nicht ausreichend. Für eine solche vollumfängliche Validierung werden zusätzlich Feldtestszenarien benötigt, welche einen Aktorbedarf abbilden und die Funktion diesen detektieren kann. Abbildung 7-8 stellt beispielhaft die ermittelte Einspeise- und Bezugsreserve für eine repräsentative Netznutzungssituationen dar. Die Abbildung zeigt, dass die Einspeisereserve für alle Knoten größer 20 kW ist. Knoten 62, 63 und 107 stellen die schwächsten Knoten dar, haben jedoch noch eine Einspeisereserve größer 20 kW. Diese Knoten werden bei der Belastungsreserve um Knoten 113 ergänzt und stellen somit ebenfalls die schwächsten Knoten mit einer Belastungsreserve kleiner 25 kW dar. Alle weiteren Knoten weisen eine Belastungsreserve größer 25 kW auf.

Da im Feldtest kein zukünftiger Aktorbedarf detektiert werden konnte, ist die eigentliche Validierung der Funktion im Abschnitt 4.3 darstellt.

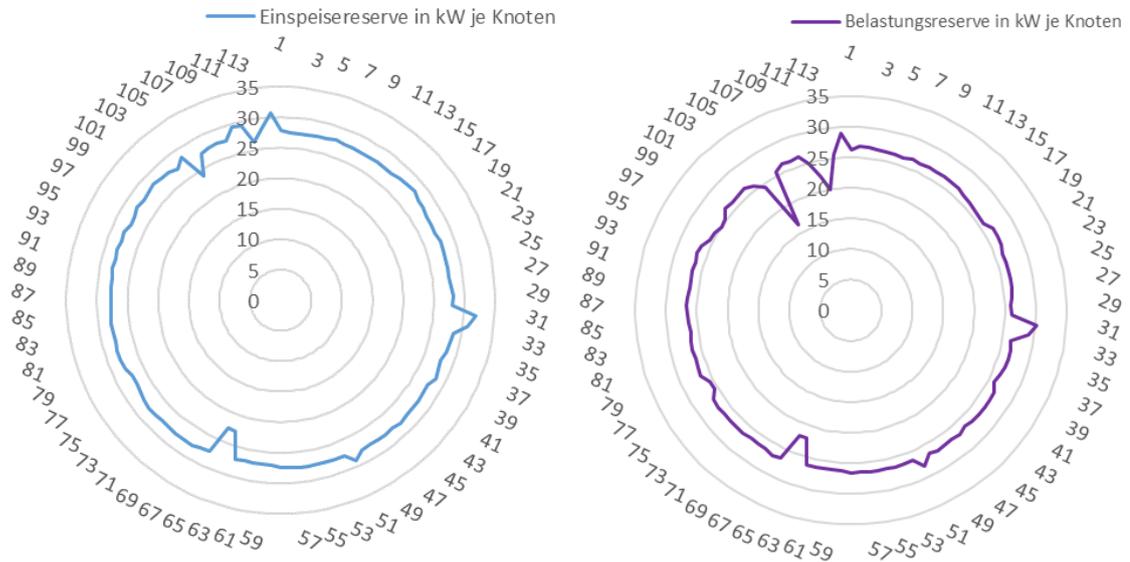


Abbildung 7-8 Darstellung der Netzreserve im Feldtestgebiet

Validierung der Funktion zur Validierung der Netzparameter

Die Validierung der Netzparameter benötigt einen Regelungseingriff der Niederspannungsautomatisierung. Da das Feldtestgebiet im normalen Betrieb keine kritische Netznutzungssituation aufweist, musste das Feldtestszenario künstlich eine Grenzwertverletzung erzeugen. Aus diesem Grund wurden verschiedene Leitungsparameter angepasst, indem der thermische Grenzstrom auf einen Wert unterhalb der zu erwartenden Ströme im Feldtestgebiet parametrisiert wurde. Zusätzlich war zu berücksichtigen, dass ein geeigneter Akteur der Niederspannungsautomatisierung zur Verfügung steht. Im Feldtestgebiet konnten zwei mögliche Leitungen zur Validierung gefunden werden. Dabei stellte das Feldtestgebiet, wie in Abbildung 4-1, einen Zweig dar, welcher zwischen Knoten 2 und 3 modifiziert wurde. Dieser Leitungsabschnitt wurde auf einen maximalen Betriebsmittelstrom von 5 A parametrisiert. An Knoten 6 stand jeweils eine PV-Anlage zur Verfügung, welche zum einen die fiktive Betriebsmittelüberlastung generierte und zum anderen durch die Regelung der Niederspannungsautomatisierung diese beherrschte. Neben der Anpassung des thermischen Grenzstroms wurde ebenfalls die Länge der Leitung fehlerhaft parametrisiert. Somit konnte bei der Durchführung des Feldtestszenarios auf der einen Seite die Detektion und Beherrschung von Betriebsmittelüberlastungen und auf der anderen Seite die Validierung der Netzparameter überprüft werden. Abbildung 7-9 stellt eines der durchgeführten Feldtestszenarios dar. Zum einen ist der Zweigstrom (zwischen Knoten 2 und 3) und der fiktive Grenzwert aufgetragen, welcher durch den Eingriff der Niederspannungsautomatisierung eingehalten werden muss.

Zum anderen ist der Sollwert des Aktors aufgetragen, welcher einen Zeitschritt versetzt zum Zweigstrom gesetzt wurde. Dies wurde durch das zeitdiskrete Verhalten und der Zyklusdauer der Niederspannungsautomatisierung verursacht. In diesem Feldtestszenario gibt der Sollwert dem Actor eine relative Grenze der Einspeisewirkleistung vor. Im ersten Zeitschritt detektiert die Niederspannungsautomatisierung die Grenzwertverletzung und sendet den Sollwert (0 %, vollständige Reduktion der Einspeiseleistung) am Ende des Zyklus zum Actor. Im zweiten Zeitschritt hat sich der Zweigstrom noch nicht angepasst, da der Actor noch nicht reagiert hat. Der Sollwert hingegen ist bereits beim Actor angekommen und wird nun umgesetzt. Erst im dritten Zeitschritt verändert sich auch der Zweigstrom, sodass der Actor nun auch den Sollwert umgesetzt hat. Die Grenzwertverletzung wurde ab diesem Zeitschritt beherrscht. Die Abbildung verdeutlicht die Detektion und die Beherrschung der fiktiven Grenzwertverletzung und zeigt somit einen Aktoreingriff, welcher im Weiteren für die Überprüfung der Funktion zur Validierung der Netzparameter genutzt wurde.

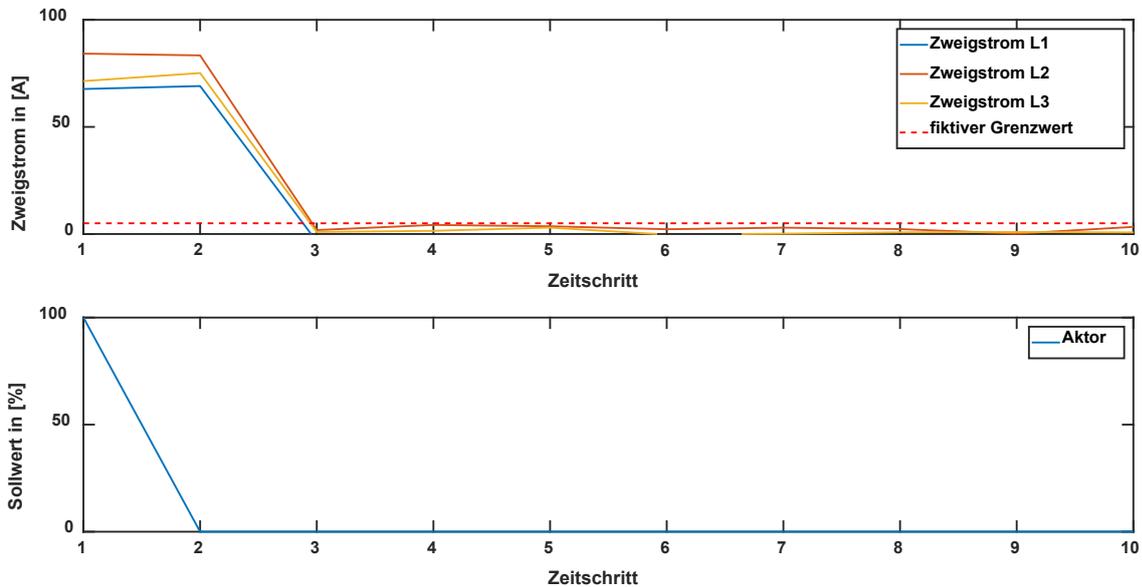


Abbildung 7-9 Zweigstrom mit Grenzwertverletzung und zugehörigem Aktorsollwert

Die Überprüfung der Funktion zur Validierung der Netzparameter basiert auf den messtechnisch erfassten Regelungseingriff (messtechnisch erfasste Leistungsänderung). Dafür wurden die Messwerte analysiert und iterativ der Funktion zur Verfügung gestellt. Für jeden Iterationsschritt wurde eine verschiedene Falschparametrierung genutzt, sodass die Detektionsgrenze ermittelt werden konnte. Dazu wurde der Zweig zwischen Knoten 2 und 3 mit einer relativen Abweichung von parametrierter zu realer Zweigimpedanz beaufschlagt. Die kleinste relative Abweichung von parametrierter zu realer Zweigimpedanz stellt die Detektionsgrenze dar, da die Funktion diese Falschparametrierung detektierte und eine Meldung generierte.

Das dargestellte Feldtestszenario wurde in drei weiteren Netznutzungssituationen wiederholt. Neben der verschiedenen Netznutzungssituation war zusätzlich eine verschiedene Leistungsänderung verfügbar, sodass auch dieser Einfluss bewertet werden konnte.

Die folgende Tabelle zeigt die durchgeführten Leistungsanpassungen und die Grenze der Abweichung (relative Abweichung von parametrierter zu realer Zweigimpedanz von Knoten 2 nach 3), welche von der Funktion detektiert wurde.

Tabelle 7-3 Detektionsgrenze der Funktion zur Validierung der Netzparameter

Leistungsanpassung	Detektionsgrenze
20 kW	60 %
40 kW	70 %
10 kW	90 %
55 kW	40 %

Die Feldtestergebnisse sind kongruent zu den in Abschnitt 4.3.2 dargestellten Verfahrensgrenzen und konnten die Funktionalität bestätigen.

Validierung der Funktion zur Bereitstellung von Aktorflexibilität

Neben dieser Untersuchung wurden ebenfalls Feldtestszenarien zur Validierung der Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsautomatisierung durchgeführt. Bedingt durch die installierten und verfügbaren Aktoren kann die Niederspannungsautomatisierung lediglich Wirkleistungsflexibilität von Einspeiseanlagen aggregieren bzw. bereitstellen. Für die Blindleistungsflexibilität können beide Bereiche abgedeckt werden, jedoch weisen die Aktoren eine Begrenzung des Leistungsfaktors ($\cos \varphi = 0,8$) auf. Da die Anlagen in der Regel mit einem Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ betrieben werden, ist die Blindleistungsflexibilität achsensymmetrisch zur Abszisse. Abbildung 7-10 und Abbildung 7-11 stellen für zwei verschiedene Zeitschrittsequenzen die aggregierte Wirkleistungsflexibilität dar. Die beiden Abbildungen unterscheiden sich in der Fluktuation der Wirkleistungsflexibilität. Abbildung 7-12 und Abbildung 7-13 stellen dies kongruent für die Blindleistungsflexibilität dar.

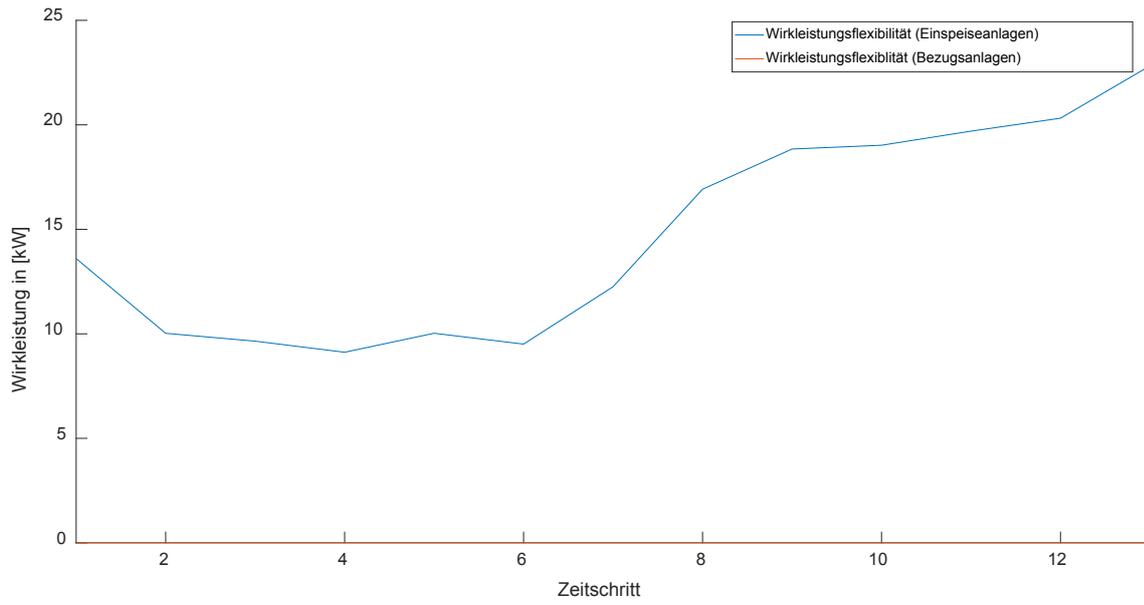


Abbildung 7-10 Fluktuierende Wirkleistungsflexibilität im Feldtest

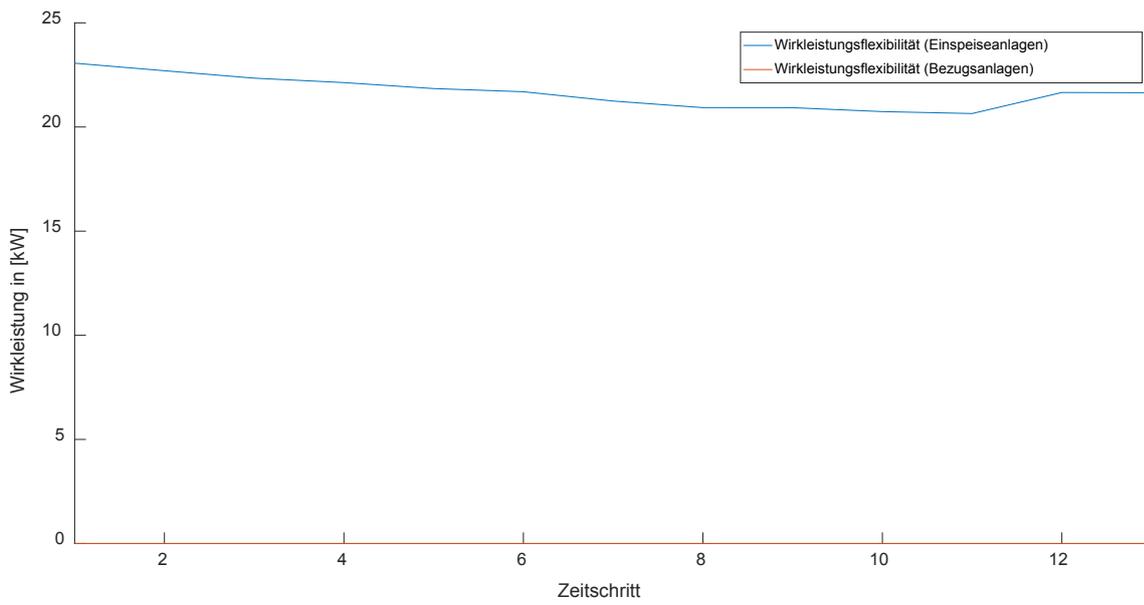


Abbildung 7-11 Kontinuierliche Wirkleistungsflexibilität im Feldtest

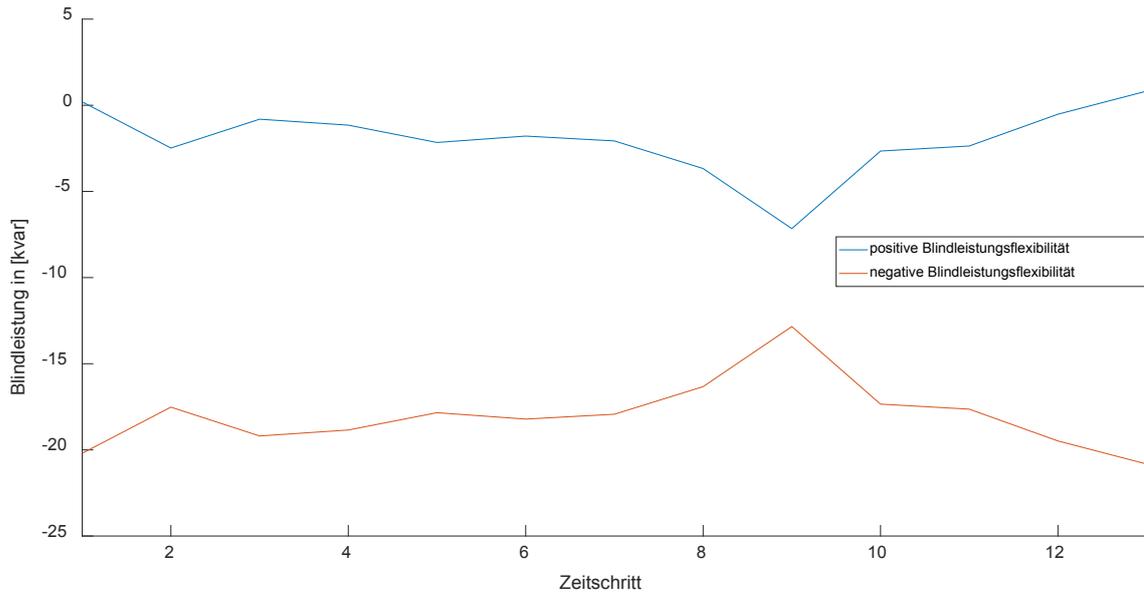


Abbildung 7-12 Fluktuierende Blindleistungsflexibilität im Feldtest

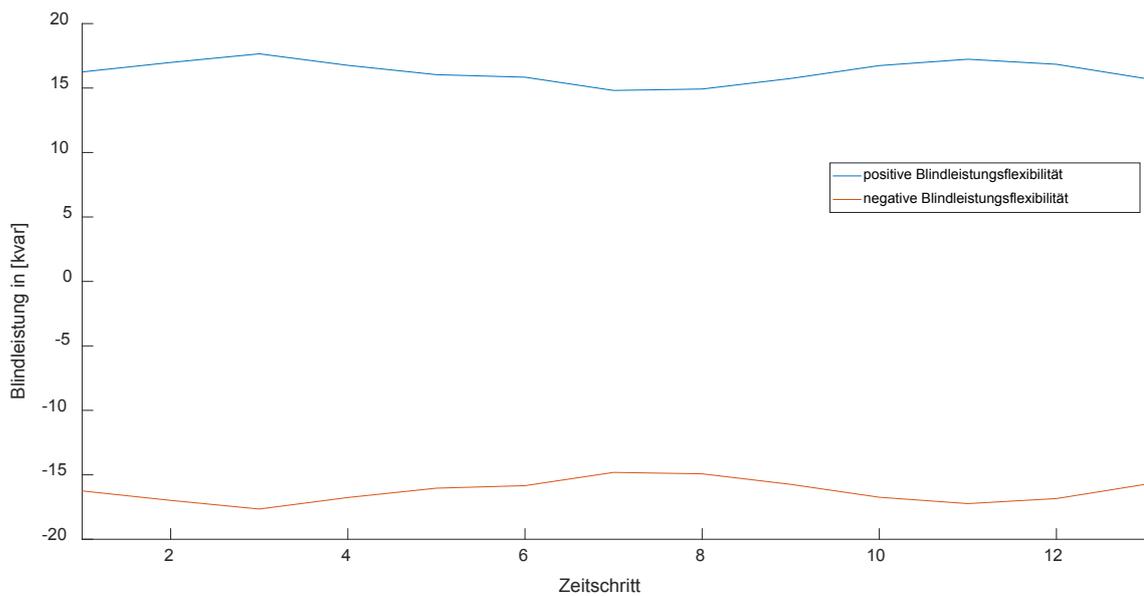


Abbildung 7-13 Kontinuierliche Blindleistungsflexibilität im Feldtest

Die dargestellten aggregierten Aktorflexibilitäten bestätigen die in Kapitel 6 gezeigte Funktion zur Aggregation der Aktorflexibilität in verschiedenen Feldtestszenarien. Insbesondere der Unterschied in der Fluktuation der Aktorflexibilität ist für das Zusammenspiel von Mittel- und Niederspannungsautomatisierung entscheidend. Der Feldtest zeigt jedoch neben einer fluktuierenden Aktorflexibilität auch kontinuierliche Aktorflexibilität, sodass ein Zusammenspiel gut möglich ist.

Nach der Berechnung der aggregierten Aktorflexibilität wurden ebenfalls Feldtestszenarien mit Sollwerten der Mittelspannungsautomatisierung durchgeführt. Abbildung 7-14 und Abbildung 7-15 zeigen das Verhalten der Niederspannungsautomatisierung auf Sollwertvorgaben der Mittelspannungsautomatisierung.

Abbildung 7-14 stellt eine Wirkleistungsregelung der aggregierten Aktorflexibilität dar. Zum einen ist der Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung (Sollwert) und der daraus resultierende Bedarf an einer Wirkleistungsänderung (benötigte Anpassung) aufgetragen. Der Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung wurde im Feldtest relativ auf die verfügbare aggregierte Aktorflexibilität bezogen. Somit stellt der Sollwert die einzustellende Wirkleistung der aggregierten Aktorflexibilität dar. Zur besseren Visualisierung ist der Default Sollwert, welcher die Niederspannungsautomatisierung in einen autarken Betrieb versetzt, auf 30 kW normiert. Abbildung 7-14 stellt ein Feldtestszenario dar, welches drei hintereinander folgende Regelungseingriffe darstellt. Zwischen den Regelungseingriffen wurden alle Aktoren durch den Default Sollwert zurückgesetzt. Zusätzlich sind die Sollwerte der drei Aktoren aufgetragen, welche durch die Niederspannungsautomatisierung den Aktoren gesendet wurden. Im direkten Vergleich dazu sind ebenfalls die Istwerte der Aktoren aufgetragen.

Der erste Regelungseingriff startet mit Zeitschritt 2. Zeitschritt 1 stellt die Ausgangssituation dar. Der Sollwert ist 30 kW, sodass die Niederspannungsautomatisierung autark arbeitet. Somit ergibt sich eine benötigte Anpassung von 0 kW. Die Sollwerte und die Istwerte der einzelnen Aktoren sind jeweils 100 %, da kein Regelungseingriff stattfindet. Der Sollwert wird im 2. Zeitschritt auf 0 kW gesetzt, sodass die Niederspannungsautomatisierung auf einen Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung reagieren muss. Die benötigte Anpassung steigt auf die aktuelle Aktorflexibilität und alle Aktoren bekommen den Sollwert 0 %. Die Umsetzung der Sollwerte wurde durch Latenzzeiten verzögert. Aktor 1 setzte den Sollwert zum Zeitschritt 3 und Aktor 2 und 3 zum Zeitschritt 5 um. Bis zu diesem Zeitschritt stand der Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung auf 0 kW. Da der Sollwert umgesetzt wurde, war zwischen Zeitschritt 5 und 6 die benötigte Anpassung ebenfalls 0 kW.

Mit Umsetzung aller Sollwerte wurde der nächste Regelungseingriff initiiert. Dafür wurde der Default Sollwert zum Zeitschritt 6 gesendet, sodass die Niederspannungsautomatisierung alle Sollwerte zurücksetzen musste. Dies wurde bis zum Zeitschritt 14 umgesetzt und alle Aktoren erreichten die verfügbare Einspeiseleistung bei einem Istwert von 100 %.

Diese beiden Regelungseingriffe validierten die Bereitstellung von Aktorflexibilität für die Mittelspannungsautomatisierung. Dabei wurde die vollständige Aktorflexibilität abgerufen, alle Aktoren geregelt und in den autarken Betrieb zurückgesetzt.

Für die Validierung einer selektiven Regelung von Aktoren wurde in Zeitschritt 15 ein Sollwert vorgegeben, welcher eine Regelung von Aktor 1 benötigt. Die Niederspannungsautomatisierung reagierte instantan und setzte den Sollwert für Aktor 1 auf 0 %. Dieser Sollwert wird von Aktor 1 im Zeitschritt 17 umgesetzt und die benötigte Anpassung beträgt 0 kW. Durch die Schwankung der Aktorflexibilität sank der Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung und die benötigte Anpassung stieg im Zeitschritt 18 etwas. Da diese Anpassung sehr gering ist, wurde kein Aktor geregelt und in Zeitschritt 19 wurde der Default Sollwert eingestellt. Auch auf diesen reagierte die Niederspannungsautomatisierung und regelte Aktor 1 auf 100 % zurück. Dieser Regelungseingriff mit Zurücksetzung validierte die selektive Regelung auf einen Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung.

Der dritte Regelungseingriff startete mit einem Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung im Zeitschritt 22. Für diesen Sollwert regelte die Niederspannungsautomatisierung Aktor 1 auf 0 % und Aktor 2 auf 30 %. Mit Umsetzung der Sollwerte durch die Aktoren wurde die benötigte Anpassung erreicht, sodass diese nahezu 0 kW war. Zum Beenden dieses Feldtestszenarios wurde durch den Default Sollwert die Niederspannungsautomatisierung zurückgesetzt.

Die dargestellten Regelungseingriffe in Abbildung 7-14 validieren das Verhalten der Niederspannungsautomatisierung und bestätigen, dass die Niederspannungsautomatisierung der Mittelspannungsautomatisierung Aktorflexibilität bereitstellen kann.

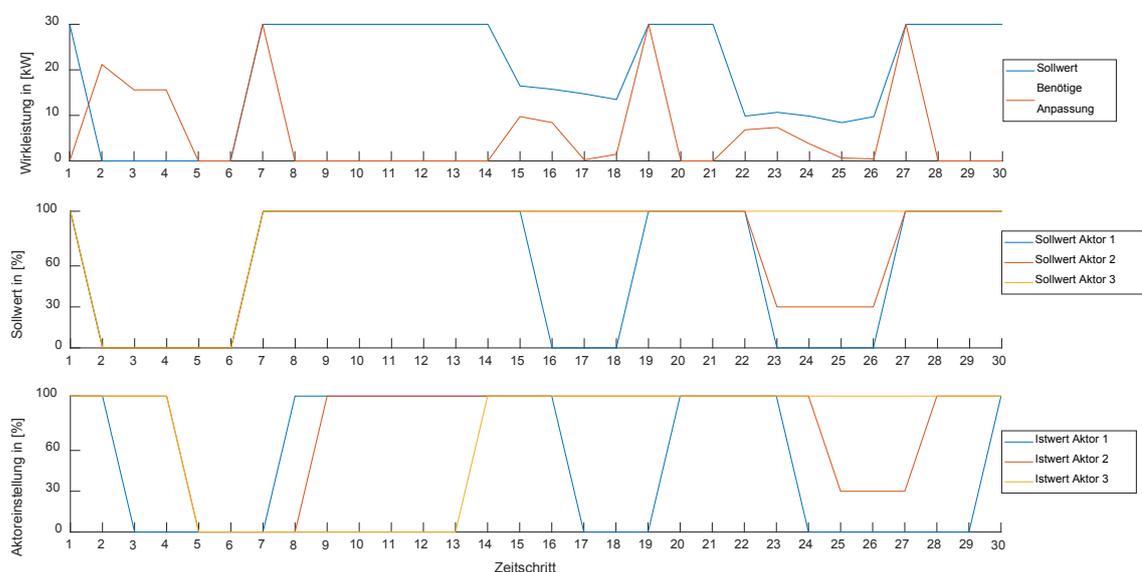


Abbildung 7-14 Wirkleistungsregelung der aggregierten Aktorflexibilität

Nach der erfolgreichen Durchführung der Feldtestszenarien zur Wirkleistungsregelung wurden weitere Feldtestszenarien für die Blindleistungsregelung durchgeführt. Abbildung 7-15 zeigt zum einen die verfügbare positive und negative Blindleistungsflexibilität und zum anderen die benötigte Blindleistungsanpassung. Die benötigte Blindleistungsanpassung basiert auf dem Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung und der aktuellen Blindleistung am Verknüpfungspunkt zwischen Mittelspannungs- und Niederspannungsebene. Der dargestellte Verlauf zeigt drei konkrete Aktoransteuerungen der Niederspannungsautomatisierung. Der erste Regelungseingriff findet im Zeitschritt 5 statt. In diesem Zeitschritt stieg die benötigte Blindleistungsanpassung an, sodass die Niederspannungsautomatisierung reagieren musste. Die Niederspannungsautomatisierung regelte die Aktoren instantan, sodass die benötigte Blindleistungsanpassung zum Zeitschritt 6 knapp unter 0 kvar war. Im Zeitschritt 9 wurde ein weiterer Sollwert durch die Mittelspannungsautomatisierung eingestellt. Auch für diesen Sollwert regelte die Niederspannungsautomatisierung die benötigte Blindleistungsanpassung auf nahezu 0. Der dritte Sollwert der Mittelspannungsautomatisierung wurde zum Zeitpunkt 13 eingestellt, auf welchen die Niederspannungsautomatisierung ebenfalls reagierte. Durch die Restriktion der Anlagenflexibilität, der diskreten Ansteuermöglichkeit und der kontinuierlichen Veränderung der aktuellen Blindleistung am Verknüpfungspunkt, kann die benötigte Blindleistungsanpassung in keinem Zeitschritt konstant auf 0 geregelt werden. Dies entspricht jedoch dem erwarteten Verhalten der Niederspannungsautomatisierung, da die Niederspannungsautomatisierung regelnd eingegriffen hat und den Sollwert nahezu eingehalten hat. Somit stellt Abbildung 7-15 die erfolgreiche Validierung der Blindleistungsregelung auf Basis von Sollwerten der Mittelspannungsautomatisierung dar.

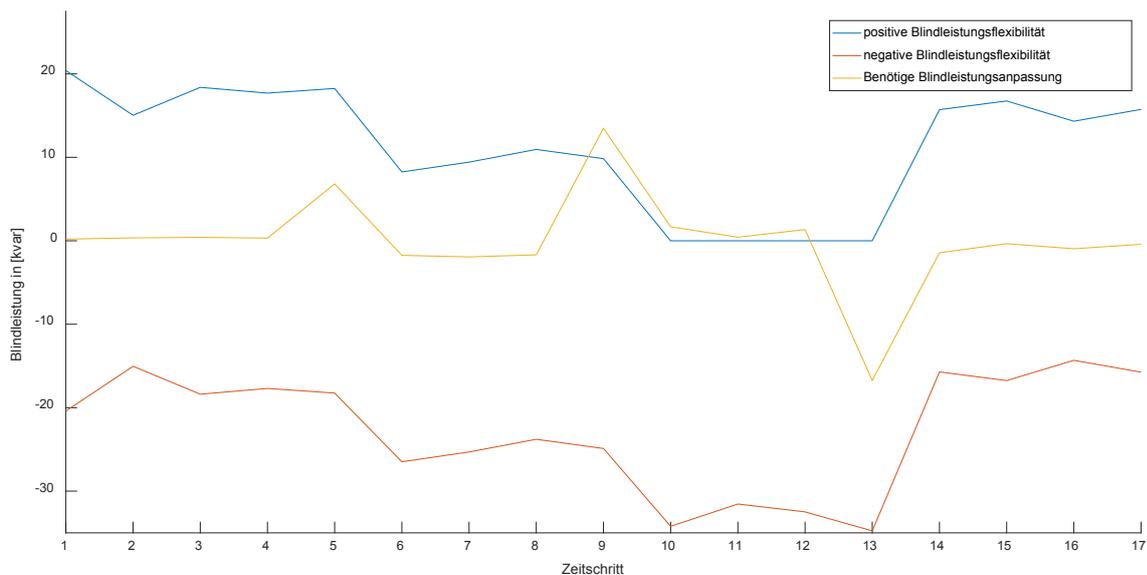


Abbildung 7-15 Blindleistungsregelung der aggregierten Aktorflexibilität

Die dargestellten Regelungseingriffe der Niederspannungsautomatisierung auf Basis von Sollwerten der Mittelspannungsautomatisierung verdeutlichen die erfolgreiche Validierung der Funktion im Feldtest.

Weitere Erkenntnisse aus dem Feldtest

Neben den beschriebenen Feldtestszenarien wurden zahlreiche weitere Feldtestszenarien erfolgreich absolviert. Diese werden in dieser Arbeit nicht dargestellt, da lediglich Funktionen validiert wurden, welche nicht Teil dieser Arbeit sind. Aus dem gesamten Feldtest konnten potenzielle Störgrößen identifiziert werden. Diese teilweise in der Theorie trivialen Zusammenhänge können im Feldtest schnell zu großen Komplikationen führen, sodass die folgenden „Lessons Learned“ abgeleitet werden konnten:

- Zu Beginn ist für den gesamten Feldtest das Zählpfeilsystem zu definieren. Trotz klarer Definition sollten alle Prozesswerte auf das korrekte Vorzeichen überprüft werden.
- Prozesswerte werden kontinuierlich von diversen Anlagen und Feldkomponenten zur Verfügung gestellt. Dabei können auch unrealistische bzw. falsche Prozesswerte übertragen werden. Diese können z. B. für die Hersteller der Anlagen lediglich eine Analysemöglichkeit darstellt und sind somit für die Niederspannungsautomatisierung zu vernachlässigen. Aus diesem Grund sollten alle Prozesswerte vor Nutzung überprüft werden und ggf. bei unrealistischen Werten (z. B. $\cos\varphi > 1$) verworfen bzw. korrigiert werden.
- Aus verschiedenen Gründen können unterschiedliche Anlagen bzw. Feldkomponenten gleiche Informationen bereitstellen. Bei dieser Bereitstellung kann eine Diskrepanz bedingt durch Ungenauigkeiten oder unterschiedliche Berechnungsgrundlagen auftreten, welche die Niederspannungsautomatisierung empfindlich stören können. Aus diesem Grund ist eine redundante Bereitstellung von Prozesswerten zu vermeiden bzw. auf Unterschiede zu analysieren.
- Die Parametrierung der Feldkomponente und der statischen Netzparameter ist sehr komplex und fehleranfällig, sodass Prozesswerte vertauscht bzw. fehlerhaft sein können. Bei der Erhebung und der Parametrierung ist verstärkt auf Fehler zu achten und eine Validierung durchzuführen. Durch die in Kapitel 4 entwickelte Funktion können einzelne Fehler identifiziert werden, jedoch benötigt auch diese Funktion korrekte Parameter als Grundlage wie in Abschnitt 4.1.3 beschrieben.

Durch eine konsequente Berücksichtigung dieser Punkte und dem zuvor beschriebenen Prozess zur Realisierung eines Feldtests kann dieser effizienter und effektiver gestaltet werden.

Insgesamt konnte die Niederspannungsautomatisierung erfolgreich im Feldtest validiert werden. Dies wird durch die dargestellten Ergebnisse anschaulich illustriert. Im Folgenden wird die vorliegende Arbeit und die Ergebnisse in der Zusammenfassung prägnant dargestellt und ein Ausblick auf Adaptionen und zukünftige Arbeiten aufgeführt.

8. Zusammenfassung und Ausblick

Die politischen Zielstellungen und die sich einstellenden Trends verändern den Elektroenergieversorgungssektor grundlegend. Diese Veränderungen finden zum einen durch das veränderte Nutzungsverhalten und zum anderen durch die Integration neuer Applikationen statt. Die Verteilnetzebene ist von diesen Veränderungen besonders stark betroffen, da die Veränderungen lokale Maxima einnehmen können und die Niederspannungsebene nicht für diese sich einstellende Versorgungsaufgabe dimensioniert wurde. Zusätzlich stellt die Niederspannungsebene die leitungs-längste Netzebene dar, sodass sich diese Arbeit auf die Herausforderungen der Niederspannungsebene fokussiert (vgl. Abschnitt 2.1 und 2.2).

Durch die beschriebenen neuen Netznutzungssituationen können sich vermehrt Grenzwertverletzungen ergeben, welche durch die DIN EN 50160 und die Dimensionierung der Betriebsmittel definiert sind. Beide Arten der Grenzwertverletzung (Spannungsbandverletzung bzw. Betriebsmittelüberlastung) sind zu vermeiden bzw. zu beherrschen, da sie erhöhte Kosten verursachen. Diese werden zum einen durch die Bundesnetzagentur reguliert und werden zum anderen durch einen erhöhten Verschleiß bei thermischer Überlastung der Betriebsmittel verursacht. Zur Beherrschung der neuen Netznutzungssituationen bieten sich dem Verteilnetzbetreiber zwei Möglichkeiten. Es kann ein konventioneller Netzausbau durchgeführt oder innovative Lösungen genutzt werden (vgl. Abschnitt 2.2.2).

Die Nutzung innovativer Lösungen führt zu einem virtuellen Netzausbau, welcher durch eine Niederspannungsautomatisierung bzw. ein Smart Grid realisiert wird. Die Niederspannungsautomatisierung übernimmt dabei zwei konsekutive Hauptaufgaben. Als erstes muss das Niederspannungsnetz überwacht werden können. Dafür wurde in der Niederspannungsebene eine Netzzustandsidentifikation etabliert um einen wirtschaftlichen Vorteil zum konventionellen Netzausbau zu ermöglichen. Als zweites greift die Niederspannungsautomatisierung aktiv in die Netznutzungssituation ein, um detektierte Grenzwertverletzungen zu beherrschen. Dazu werden Aktoren angesteuert, welche die Grenzwertverletzung entweder durch eine direkte Spannungsregelung oder eine Leistungsanpassung auflösen können (vgl. Abschnitt 2.2.4).

Für eine effiziente Realisierung der Energiewende wurden verschiedene Konzepte und Lösungen für eine Niederspannungsautomatisierung entwickelt. Alle Lösungen verfolgen die erwähnten Hauptaufgaben in unterschiedlichen Ausprägungen. Insbesondere können die verschiedenen Ansätze der Niederspannungsautomatisierung einen Mehrwert gegenüber konventionellem Netzausbau darstellen. Zum einen können Multi-Use-Ansätze Synergieeffekte heben und zum anderen kann durch die Kenntnis der aktuellen Netznutzungssituation die vorhandene Infrastruktur effizient ausgenutzt werden. Zusätzlich weist die Aktorflexibilität ein neues Potenzial für eine Vermarktung auf.

Diese Ansätze werden durch die Digitalisierung des Elektroenergieversorgungssektors begünstigt (vgl. Abschnitt 2.3.1).

Da die beschriebenen Veränderungen im Elektroenergieversorgungssektor sukzessive geschehen und wiederum durch technische und politische Rahmenbedingungen angepasst werden, muss eine Niederspannungsautomatisierung ebenfalls weiterentwickelt bzw. adaptiert werden. Weiterentwicklungen benötigen jedoch eine Grundlage, sodass die Niederspannungsautomatisierung im Detail dargestellt wurde (vgl. Abschnitt 2.3).

Die notwendigen Weiterentwicklungen einer Niederspannungsautomatisierung basieren auf einer Erhöhung der Robustheit bei einer gleichzeitigen Senkung der Kosten und einer Ausnutzung von Synergieeffekten. Zusätzlich führen die Weiterentwicklungen zu einem erhöhten Rechen- und Speicheraufwand, welcher bei der Integration auf einer Feldkomponente nur bedingt verfügbar ist. Dies wird zusätzlich durch die Anforderung der Niederspannungsautomatisierung in Echtzeit zu agieren verstärkt. Bei der Darstellung der Niederspannungsautomatisierung kann die Leistungsflussberechnung als die wesentlich benötigte Funktion ermittelt werden, welche einen hohen Rechen- und Speicheraufwand aufweist. Zusätzlich wird die Leistungsflussberechnung von verschiedenen konsekutiven Funktionen mehrfach benötigt, was die Problematik erhöht (vgl. Abschnitt 2.3.3).

Ein Vergleich der verschiedenen Möglichkeiten der Leistungsflussberechnung führt auf, dass der Newton-Raphson-Algorithmus am besten geeignet ist. Dieser ist sehr robust, bei gleichzeitiger effizienter Nutzung von Rechen- und Speicherleistung (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Neben der Leistungsflussberechnung, welche eine iterative Berechnung darstellt, besteht die Möglichkeit der Nutzung der Sensitivitätsanalyse, welche die sich einstellende Netznutzungssituation auf Basis einer Leistungsänderung bestimmen kann. Diese Vektorberechnung weist eine gewisse Ungenauigkeit auf, da eine Linearisierung im Arbeitspunkt durchgeführt wird. Diese Ungenauigkeit ist stark von der Spannungscharakteristik und der Leistungsänderungen abhängig. Jedoch kann die benötigte Rechen- und Speicherleistung, im Vergleich zur Leistungsflussberechnung, enorm reduziert werden (vgl. Abschnitt 3.4).

Aus diesem Grund wurde untersucht in welchem Rahmen die Leistungsflussberechnung durch die Nutzung der Sensitivitätsanalyse substituiert werden kann. Neben der eigentlichen Berechnungsgrundlage, werden zwei weitere Möglichkeiten dargestellt, welche die Ungenauigkeit reduzieren können. Die adaptierten Berechnungsgrundlagen werden dargestellt und bewertet. Durch die Reduktion der Ungenauigkeit kann die Leistungsflussberechnung für einige Funktionen substituiert werden. Die Bewertung der Ungenauigkeit kann die drei Haupteinflüsse (Betrag, Knoten und Art der Leistungsanpassung) isolieren, sodass eine konsekutive Analysefunktion die Substitution in Abhängigkeit der Haupteinflüsse annullieren kann (vgl. Abschnitt 3.5).

Die Substitution der Leistungsflussberechnung kann allokierte Rechen- und Speicherleistung freigeben und ermöglicht somit eine Weiterentwicklung der Niederspannungsautomatisierung. Die im Rahmen der Arbeit durchgeführten Weiterentwicklungen beziehen sich auf die formulierten Forschungsfragen, welche eine Reduktion der Installations- und Betriebskosten bzw. eine Erhöhung des Mehrwertes ermöglichen.

1. Forschungsfrage: Wie können Parametrierungsfehler durch die Niederspannungsautomatisierung selbständig detektiert und korrigiert werden?

Die erste Weiterentwicklung beschäftigt sich mit statischen Parametern, welche ein rechenbares Netzmodell darstellen und für die Niederspannungsautomatisierung benötigt werden. Die entwickelte Funktion befähigt die Niederspannungsautomatisierung dazu, die Parametrierung der Zweiginformationen zu validieren. Auch ist ein erster Ansatz zur automatischen Korrektur aufgeführt. Die Validierung der Parameter kann durch zwei Verfahren durchgeführt werden. Zum einen werden die gemessenen Spannungen genutzt und zum anderen messtechnisch erfasste Leistungsänderungen. Beide Verfahren können je nach Netznutzungssituation und Spannungscharakteristik unterschiedliche Inkonsistenzen der Zweiginformation detektieren. Durch ein nachgelagertes Analysekonzept können die Einzelinformationen aggregiert und veredelt werden. Dies befähigt die Niederspannungsautomatisierung ein inkonsistentes Netzmodell zu detektieren. Die entwickelten Verfahren können zusätzlich in Zukunft dazu genutzt werden die benötigten statischen Parameter zu reduzieren, sodass der Aufwand einer Inbetriebnahme weiter reduziert werden kann. Somit beantwortet Kapitel 4 die 1. Forschungsfrage und stellt eine Funktion zur Validierung der Zweiginformationen bereit.

2. Forschungsfrage: Wie ist eine frühzeitige Detektion eines Aktorbedarfes und eine automatische Integration von zusätzlichen Aktoren möglich?

Die dargestellten Veränderungen in der Niederspannungsebene sind auch nach Installation einer Niederspannungsautomatisierung immanent. Aus diesem Grund werden ebenfalls die Anforderungen an die Niederspannungsautomatisierung simultan adaptiert. Durch die installierte Aktorflexibilität der Niederspannungsautomatisierung wird ein virtueller Netzausbau ermöglicht, welcher jedoch ebenfalls limitiert ist. Somit können bei anhaltenden Veränderungen im Niederspannungsnetz trotz einer Niederspannungsautomatisierung Grenzwertverletzungen auftreten, welche nicht zu beherrschen sind (vgl. Abschnitt 5.1).

Aus diesem Grund wurden drei Verfahren entwickelt, die einen sich einstellenden Bedarf an neuer Aktorflexibilität bzw. Erhöhung des virtuellen Netzausbaubedarfes frühzeitig ermitteln. Diese Verfahren ermöglichen es dem Netzbetreiber einen neuen Aktor prädiktiv zu integrieren, bevor eine nicht zu beherrschende Grenzwertverletzung auftritt.

Die drei entwickelten Verfahren weisen unterschiedliche Grundlagen auf und können somit kombiniert werden. Diese Kombination ermöglicht eine ausreichende Signifikanz zu einem optimalen Zeitpunkt (vgl. Abschnitt 5.3).

Zum Zeitpunkt der Detektion eines Bedarfes an neuer Aktorflexibilität sollte der Netzbetreiber einen neuen Aktor in die Niederspannungsautomatisierung implementieren. Diese Integration besteht aus einem aufwendigen Prozess, welcher teilautomatisiert werden kann. Eine Teilautomatisierung führt zu einer Reduktion der Kosten und kann somit indirekt mehr Aktorflexibilität zur Verfügung stellen, welche zur Realisierung von Multi-Use-Ansätzen benötigt wird (vgl. Abschnitt 5.4).

Die zweite Weiterentwicklung befähigt somit die Niederspannungsautomatisierung zu einer frühzeitigen Detektion eines entstehenden Bedarfes an Aktorflexibilität. In der Konsequenz der Detektion kann ebenfalls der Prozess zur Integration des benötigten Aktors verschlankt und so die Integrationskosten reduziert werden. Die Darstellung der Funktion beantwortet die 2. Forschungsfrage in Kapitel 5.

3. Forschungsfrage: In welcher Form kann die Niederspannungsautomatisierung als Sensor und Aktor in eine Mittelspannungsautomatisierung integriert werden?

Die zusätzlich integrierten Aktoren können auch als Aktorflexibilität für die überlagerte Mittelspannungsautomatisierung zur Verfügung gestellt werden. Dies ermöglicht zum einen eine effiziente Verteilnetzautomatisierung und zum anderen einen weiteren Anwendungsfall der installierten Niederspannungsfaktoren (vgl. Abschnitt 6.1).

Dazu ist zuerst eine Schnittstelle zwischen der Mittel- und Niederspannungsautomatisierung zu definieren, welche das interdependente Verhalten der spannungsebenenübergreifenden Verteilnetzautomatisierung widerspiegelt (vgl. Abschnitt 6.4).

Zur Realisierung dieser spannungsebenenübergreifenden Verteilnetzautomatisierung muss die Niederspannungsautomatisierung zuerst die verfügbare Aktorflexibilität aggregieren und der Mittelspannungsautomatisierung als Flexibilitätspotenzial bereitstellen. Auch muss die Niederspannungsautomatisierung bei einer Sollwertvorgabe der Mittelspannungsautomatisierung entsprechend reagieren und geeignete Aktoren für die Regelung ausnutzen. Die Aggregation und Regelung der Aktorflexibilität kann durch die Niederspannungsautomatisierung verschieden gelöst werden. Insbesondere der Einfluss auf das Niederspannungsnetz kann durch verschiedene Regelungskonzepte stark unterschiedlich sein, da z. B. der Einfluss minimiert bzw. optimiert werden kann (vgl. Abschnitt 6.2 und 6.3).

Die dargestellten Verfahren ermöglichen eine Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsautomatisierung, sodass Synergieeffekte ausgenutzt werden können. Diese Verfahren können durch einfache Adaptionen sowohl weitere Optimierungsziele verfolgen, als auch für neue Anwendungsfälle genutzt werden. Kapitel 6 beantwortet die 3. Forschungsfrage und realisiert eine Schnittstelle zwischen der Mittel- und Niederspannungsautomatisierung.

Die theoretisch entwickelten Verfahren sind für die Realisierung einer Niederspannungsautomatisierung vollumfänglich zu validieren. Diese Validierung wurde in einem Labor- bzw. Feldtest durchgeführt, welche unterschiedliche Vor- und Nachteile aufweisen (vgl. Abschnitt 7.1 und 7.2).

Alle Weiterentwicklungen wurden in eine bestehende Niederspannungsautomatisierung implementiert und durch diverse umfangreiche Labor- und Feldtests validiert. Einzelne Fehler konnten durch diese Validierung entdeckt und behoben werden.

Dies führt zu einer erweiterten Niederspannungsautomatisierung, welche auf einer Feldkomponente dezentral autark arbeitet, inkonsistente Zweiginformationen detektiert und für die Mittelspannungsautomatisierung aggregierte Aktorflexibilität bereitstellt. Zusätzlich konnte eine Funktion entwickelt werden, welche die aufgezeichneten Messwerte zentral auf einen entstandenen Aktorbedarf hin analysiert und mit einer ausreichenden Genauigkeit detektiert.

Somit konnte im Rahmen dieser Arbeit die existierende Niederspannungsautomatisierung deutlich weiterentwickelt werden und auf die voranschreitende Energiewende adaptiert werden. Insbesondere durch die dargestellten Möglichkeiten der Kostenreduktion und die Ausnutzung von Synergieeffekten, kann die Arbeit dazu beitragen die Durchdringung von Niederspannungsautomatisierungen für eine spannungsebenenübergreifende Verteilnetzautomatisierung zu steigern.

Da die Energiewende kontinuierlich voranschreitet und die daraus resultierenden Anforderungen somit ebenfalls stets Veränderungen unterliegen, kann der Weiterentwicklungsprozess nie abgeschlossen sein. Somit ergibt sich weiteres Forschungspotenzial für die folgenden Themenschwerpunkte:

- Auswirkungen der Digitalisierung (Smart Meter und Smart Market) auf den Betrieb von Verteilnetzen bzw. die Verteilnetzautomatisierung
- Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsautomatisierung durch spannungsebenenübergreifende Regelungskonzepte zur vollständigen Ausnutzung der Synergieeffekte bei gleichzeitiger Kostenoptimierung
- Ausnutzung bzw. Optimierung von Multi-Use-Ansätzen im Kontext der Verteilnetzautomatisierung und den sich ergebenden Veränderungen der einzelnen Sektoren
- Ausnutzung von Algorithmen der künstlichen Intelligenz zur vollständigen Aufbereitung von diversen und korrelierenden Datenmengen

9. Summary and outlook

The electrical energy supply sector changes fundamentally by political objectives and emerging trends. Changed user behaviour and new applications cause this change. This transformation affects the distribution grid significantly due to local maxima and the inappropriate dimensioning for the emerging supply task. Furthermore, the low-voltage grid is the most impacted grid, which is why this work focuses on the low-voltage grids challenges (cf. section 2.1 and 2.2).

The new grid utilisation can increase limit violations, considering the DIN EN 50160 and the equipment dimensioning. Both types of limit violations (voltage violation or equipment overload) cause increased costs and need to be avoided or controlled. Firstly the increased costs are caused, by the regulations of the federal network agency and secondly, due to the abrasion, or worse, the destruction of the respective equipment. Distribution grid operators have two possible solutions to overcome the arising challenges. A conventional grid expansion or innovative solutions. Both possibilities master the new supply task and avoid or control limit violations (cf. section 2.2.2).

The innovative solution is a virtual grid expansion, which represents a smart grid or low-voltage grid automation. The low-voltage grid automation has two consecutive main objectives. First, it must be possible to monitor the low-voltage grid. For this purpose and economic advantage over conventional grid expansion, a grid state identification monitors the low-voltage grid state regarding limit violations. Second, the low-voltage grid automation actively intervenes in the grid utilisation to control detected limit violations. For this purpose, the low-voltage grid automation controls actuators, that address a limit violation by either direct voltage regulation or power adjustment (cf. section 2.2.4).

For an efficient realisation of the energy transition, various concepts and solutions for low-voltage grid automation were developed. All solutions pursue the aforementioned main tasks in different ways. In particular, the different approaches add additional value compared to conventional grid expansion. Multi-use approaches can leverage synergy effects, and in addition, knowledge of the actual grid utilisation enables more efficient utilisation of the existing infrastructure. In addition, actuator flexibility has new potential for economic market integration. The digitalisation of the electric power supply sector favours these approaches (cf. section 2.3.1).

Since the described changes in the electrical energy supply sector occur successively and are in turn adapted by technical and political framework conditions, low-voltage grid automation must also be further developed or adapted. However, further developments require a common baseline. To that end, low-voltage grid automation was presented in detail (cf. section 2.3).

The necessary further developments of low-voltage grid automation increase robustness with a simultaneous reduction in costs and intelligent use of synergy effects. Further developments lead to increased computing and memory requirements, which are only available to a limited extent in the case of integration on a field component. This is also emphasised by the need for low-voltage grid automation to operate in real-time. In the representation of the low-voltage grid automation, the power flow calculation is an essential and required function that comes with high computing and memory demands. Different consecutive functions require the power flow calculation several times, which increases the problem (cf. section 2.3.3).

A comparison of different possibilities of power flow calculation shows, that the Newton-Raphson algorithm is the most suitable. This algorithm is very robust, with simultaneous efficient use of computing and memory capacity (cf. section 3.1.2).

In addition to the power flow calculation, which is an iterative calculation, there is also the possibility of using the sensitivity analysis, which can determine the arising grid utilisation based on power change. This vector calculation has an inherent inaccuracy due to the linearised operating point. This inaccuracy is strongly dependent on the voltage characteristics and power change. However, there is an enormous reduction in computing and memory capacity, compared to the power flow calculation (cf. section 3.4).

For this reason, an investigation assesses the possibility to substitute the power flow calculation by the sensitivity analysis. Additionally, besides the actual calculation basis, two further possibilities are presented that can reduce the inaccuracy. The adapted calculation equations are presented and evaluated. By reducing the inaccuracy, the power flow calculation can be substituted for some functions. The imprecision evaluation can isolate the three main influences (magnitude, nodes and type of power adjustment). A consecutive analysis function can cancel the substitution depending on the main influences (cf. section 3.5).

The substitution of power flow calculation can free up allocated computing and memory capacity and thus enables further development of low-voltage grid automation. The further developments carried out within the scope of the work related to the formulated research questions, which reduce installation and operating costs or increase added values.

Research question 1: How can parameterisation errors be detected and corrected independently by low-voltage grid automation?

The first further development deals with static parameters, which represent a computable grid model and are required for low-voltage grid automation. The developed function enables low-voltage grid automation to validate the parameterisation of the branch information. The first approach for automatic correction is also mentioned.

Two different methods validate the branch information. The first method uses measured voltage, and the second method uses metrologically registered power changes. Both procedures can detect different inconsistencies of the branch information, depending on the grid utilisation and voltage characteristics. A downstream analysis concept aggregates and refines the individual pieces of information. These validation methods enable low-voltage grid automation to detect an inconsistent grid model. The developed methods can also be used in the future to reduce the required static parameters, so that commissioning effort can be further reduced. Thus, chapter 4 answers the first research question and provides a function for validating the branch information.

Research question 2: How is the early detection of an actuator demand and an automatic integration of additional actuators possible?

The changes described in the low-voltage grid are also immanent after the installation of low-voltage grid automation. For this reason, the requirements for low-voltage grid automation change continuously. The installed actuator flexibility of the low-voltage grid automation enables a virtual grid expansion, which is inherently limited. Thus, in the event of persistent changes in the low-voltage grid, a limit violation, which cannot be controlled, can occur despite low-voltage grid automation (cf. section 5.1).

For this reason, three procedures, which determine an emerging need for new actuator flexibility or an increase in the virtual grid expansion requirement at an early stage, were developed. These procedures enable the grid operator to integrate a new actuator predictively before an uncontrollable limit violation occurs.

The three methods developed have complementing information and can thus be combined. This combination enables sufficient significance at an optimal time (cf. section 5.3).

When sensing the need for additional actuator flexibility, the grid operator should implement a new actuator in the low-voltage grid automation. This integration consists of a complex process that can be partially automated. Partial automation leads to a reduction of costs and can thus indirectly provide more actuator flexibility. Multi-use approaches are possible and benefit from increased actuator flexibility (cf. section 5.4).

The second further development enables low-voltage grid automation to identify the emerging need for actuator flexibility at an early stage. With automated detection, integrating the required actuator can also be streamlined, thus reducing the integration costs. The presentation of the function answers the second research question in chapter 5.

Research question 3: In what form can low-voltage grid automation be integrated as a sensor and actuator in medium-voltage grid automation?

The additionally integrated actuators can act as actuator flexibility for the upstream medium-voltage grid automation. This leads to effective distribution grid automation on the one side and further use of low-voltage actuators on the other (cf. section 6.1).

For this purpose, an interface between the medium- and low-voltage grid automation must be defined, which reflects the interdependent behaviour of the distribution grid automation across voltage levels (cf. section 6.4).

To realise this distribution grid automation across voltage levels, the low-voltage grid automation must first aggregate the available actuator flexibility and provide it to the medium-voltage grid automation as flexibility potential. The low-voltage grid automation must also react according to the medium-voltage grid automations setpoint specification and utilise suitable actuators for the control. The low-voltage grid automation solves the aggregation and control of the actuator flexibility differently. In particular, the influence on the low-voltage grid can vary significantly due to different control concepts, since, for example, the influence can be minimised or optimised (cf. sections 6.2 and 6.3).

The methods presented enable an interface between medium- and low-voltage grid automation, which exploits synergy effects. These methods can be easily adapted to pursue further optimisation goals and usability in new applications. Chapter 6 answers the 3rd research question and realises an interface between medium- and low-voltage grid automation.

The theoretically developed procedures must be fully validated for the realisation of low-voltage grid automation. This validation was carried out in a laboratory and field test, which come along with different advantages and disadvantages. (cf. sections 7.1 and 7.2).

All further developments were implemented in an existing low-voltage grid automation and validated through various extensive laboratory and field tests. Individual errors were discovered and eliminated through this validation.

Thus, extended low-voltage grid automation is developed, which operates on a field component in a decentrally autarkic way, detects inconsistent branch information and provides aggregated actuator flexibility for the medium-voltage grid automation. In addition, a function could be developed, which centrally analyses the recorded measured values for an actuator requirement that has arisen and detects it with sufficient accuracy.

Thus, within the scope of this work, the existing low-voltage grid automation was significantly improved and adapted to the advancing energy transition. In particular, through the presented possibilities of cost reduction and the utilisation of synergy effects, the work can contribute to increase the penetration of low-voltage grid automation for distribution grid automation across voltage levels.

Since the energy transition is continuously progressing and the resulting requirements are always subject to change, the other development process never completes. Further research potential for the following main topics is therefore available:

- Effects of digitalisation (smart meter and smart market) on the operation of distribution grids or distribution grid automation.
- Design on the interface between medium- and low-voltage grid automation through cross-voltage level control concepts to use synergy effects intelligently with simultaneous cost optimisation.
- Utilisation or optimisation of multi-use approaches in the context of distribution grid automation and the resulting changes in the individual sectors.
- Utilisation of artificial intelligence algorithms to process diverse and correlating data sets.

10. Verzeichnisse

10.1. Literaturverzeichnis

- [1] Vereinte Nationen:
Das Protokoll von Kyoto
Sekretariat der Klimarahmenkonvention, Bonn (1992)
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:
Erneuerbare Energien in Zahlen
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin (2017)
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:
Strom 2030
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin (2017)
- [4] Büchner, J.; Katzfey, J.; Flörcken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes, S.; van Leeuwen, T.; Verheggen, L.; Uslar, M.; van Amelsvoort, M.:
Moderne Verteilernetze für Deutschland
E-Bridge Consulting GmbH, Bonn (2014)
- [5] Steffens, P.:
Innovative Planungsgundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze
Neue Energie aus Wuppertal, Band 16, Zdrallek, M.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal (2018)
- [6] Harnisch, J. S.:
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen
Neue Energie aus Wuppertal, Band 20, Zdrallek, M.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal (2018)
- [7] Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H. H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.; Lehde, B.; Schmiesing, J.; Noske, T.; Hache, J.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze
Neue Energie aus Wuppertal, Band 8, Zdrallek, M.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal (2016)

- [8] Nasiri, B.; Wagner, C.; Häger, U.; Rehtanz, C.:
Distribution Grid Planning Considering Smart Grid Technologies
CIRED - Open Access Proceedings Journal (2017)
- [9] Schäfer, K.:
Netzberechnung Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze
Springer Vieweg, Wiesbaden (2020)
- [10] Korotkiewicz, K.:
**Koordinierte, teilsautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz
dezentraler Automatisierungslösungen**
Neue Energie aus Wuppertal, Band 31, Zdrallek, M.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal, (in Vorbereitung)
(2020)
- [11] Korotkiewicz, K.; Zdrallek, M.; Vormelker, J.; Friedrich, W.; Plötz, S.; Hetzel, S.:
**Grid Commander - Vernetzte, teilsautarke Steuerung von Mittel- und
Niederspannungsnetzen: Gemeinsamer Schlussbericht**
Stromnetze Forschungsinitiative der Bundesregierung, Wuppertal (2019)
- [12] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
Metastudie Smart Grid
FGH, Berlin (2016)
- [13] Bundesnetzagentur:
"Smart Grid" und "Smart Market"
Bundesnetzagentur, Bonn (2011)
- [14] Scholz, P.:
Softwareentwicklung eingebetteter Systeme
Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin Heidelberg (2005)
- [15] Neusel-Lange, N.:
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze
Neue Energie aus Wuppertal, Band 1, Zdrallek, M.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal (2013)

- [16] Echternacht, D.:
Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen
RWTH Aachen
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Aachen (2014)
- [17] Manitsas, E.; Singh, R.; Pal, B.; Strbac, G.:
Distribution System State Estimation Using an Artificial Neural Network Approach for Pseudo Measurement Modeling
IEEE Transactions on Power Systems (2012)
- [18] Abdel-Majeed, A.; Wang, H.; Braun, M.; Schöllhorn, D.:
Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern
Universität Stuttgart, Stuttgart (2012)
- [19] Merkt, B.:
Beitrag zur Zustandsidentifikation von elektrischen Energieversorgungsnetzen
Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover (2008)
- [20] Gelagaev, R.; Vermeyen, P.; Driesen, J.:
State estimation in distribution grids
13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Wollongong, Australien (2008)
- [21] Mangani, M.; Kienzle, F.; Eisenreich, M.; Farhat, Y.; Bacher, R.; Brenzikofer, A.:
Gridbox - An open Platform for Monitoring and Active Control of Distribution Grids
23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, Frankreich (2015)
- [22] Cramer, M.; Häger, S.; Goergens, P.; Schnettler, A.:
Untersuchung von Verfahren zur Pseudo-Messwert-Generierung bei der Zustandsschätzung von Niederspannungsverteilungsnetzen
14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2016)
- [23] Sauter, P. S.; Karg, P.; Kluwe, M.; Hohmann, S.:
Load Forecasting in Distribution Grids with High Renewable Energy Penetration for Predictive Energy Management Systems
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2018, Sarajevo, Bosnien und Herzegowina (2018)

- [24] Goergens, P.; Potratz, F.; Cramer, M.; Schnettler, A.; Willing, S.:
Review of the Smart Operator in the Field
CIRED Workshop 2016, Helsinki, Finland (2016)
- [25] Abdel-Majeed, A.; Tenbohlen, S.; Braun, M.; Schöllhorn, D.:
Platzierung von Messstationen zur Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen
Internationaler ETG-Kongress, Berlin (2013)
- [26] Echternacht, D.; Eickmann, J.; Moser, A.:
Quantifizierung des Nutzens von Smart Metern zur Zustandsschätzung in der Verteilnetzebene
13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2014)
- [27] Primadianto, A.; Lin, W. T.; Huang, D.; Lu, C.-N.:
Requirements of State Estimation in Smart Distribution Grid
23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, Frankreich (2015)
- [28] Jaya, C. K.; Sunitha, R.; Mathew, A. T.:
State estimation using Weighted Least Square method with minimum measurement data
International Conference on Control Communication & Computing India (ICCC),
Trivandrum, Indien (2015)
- [29] Hernández, C.; Maya-Ortiz, P.:
Comparison Between WLS and Kalman Filter Method for Power System Static State Estimation
International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Wien, Österreich (2015)
- [30] Cramer, M.; Offergeld, T.; Goergens, P.; Schnettler, A.:
Praktische Erprobung von kombinierter Zustandsschätzung und koordinierter Netzregelung bei Kommunikationsausfällen
14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2016)
- [31] Groß, D.; Wiest, P.; Rudion, K.; Rupp, L.:
Konzept einer praktikablen, stabilen und übertragbaren Zustandsschätzung für Verteilnetze
International ETG Congress, Bonn (2017)

- [32] Brüggemann, A.; Rehtanz, C.; Noll, T.:
Analysis of State Uncertainty for Distribution System State Estimation
13th IEEE PES Powertech Conference: Leading Innovation for Energy Transition
(PowerTech 2019), Mailand, Italien (2019)
- [33] Oerter, C.:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in der Niederspannung
Neue Energie aus Wuppertal, Band 4, Zdrallek, M.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal (2014)
- [34] Matrose, C.; Cremer, M.; Schnettler, A.; Smolka, T.; Sojer, M.; Frings, R.:
**Control Algorithms for Voltage Regulated Distribution Transformers - Maximum
Grid-Integration of PV and Minimal Wear**
23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, Frankreich (2015)
- [35] Zoeller, H.; Reischboeck, M.; Henselmeyer, S.:
Managing Volatility in Distribution Networks with Active Network Management
CIRED Workshop, Helsinki, Finnland (2016)
- [36] Campos, F.; Marques, L.; Silva, N.; Melo, F.; Seca, L.; Gouveia, C.; Madureira, A.;
Pereira, J.:
**ADMS4LV - Advanced Distribution Management System for Active Managemet of
LV Grids**
24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, Schottland (2017)
- [37] Stocker, N.; Toffanin, D.; Ulbig, A.:
**Result of the Sologrid Pilot Project - Decentralized Load Management to Increase
the Efficiency of Local Energy Communities**
CIRED Workshop, Ljubljana, Slowenien (2018)
- [38] Basse, H.:
**Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale
Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung**
Universität Karlsruhe, Karlsruhe (2008)
- [39] Noske, S.; Falkowski, D.; Swat, K.; Boboli, T.:
Upgrid Project - The Management and Control of LV Network
24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, Schottland (2017)

- [40] Sirviö, K.; Laaksonen, H.; Kauhaniemi, K.:
Active Network Management Scheme for Reactive Power Control
CIRED Workshop, Ljubljana, Slowenien (2018)
- [41] Früh, H.; Wiest, P.; Rudion, K.:
Bewertung der Spannungshaltungsmaßnahmen in Niederspannungsnetzen mittels probabilistischer Ansätze
International ETG Congress, Bonn (2017)
- [42] Costa, H.; Miranda, M.; Ramos, J.; Seca, L.; Madureira, A.; Lemos, D.; Santana, R.; Louro, M.; Matos, P.; Rosa, L.; Silva, N.:
Voltage Control Demonstration for LV Networks with Controllable DER - The Sustainable Project Approach
CIRED Workshop, Helsinki, Finnland (2016)
- [43] Westermann, D.; Wolter, M.; Komarnicki, P.; Schlegel, S.; Schwerdfeger, R.; Richter, A.; Arendarski, B.:
Control strategies for a fully RES based power system
International ETG Congress, Bonn (2017)
- [44] Jupe, S.; Hoda, S.; Park, A.; Wright, M.; Hodgson, S.:
Active Management of Generation in Low Voltage Networks
24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, Schottland (2017)
- [45] Bletterie, B.; Kadam, S.; Friedl, W.; Bründlinger, R.:
Potential der Wirkleistungsbegrenzung zur Erhöhung der Erzeugungsaufnahmefähigkeit in Verteilnetzen
14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2016)
- [46] Viyathukattuva, M.; ALI, M.; Xiang, Y.; Marjan, J.; Vo, T. H.; Nguyen, P. H.; Cobben, J. F. G.:
Coordinated Voltage Control in LV Grid with Solar PVS: Development, Verification and Field Trial
24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, Schottland (2017)

- [47] Uhlig, R.:
Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen
Neue Energie aus Wuppertal, Band 13, Zdrallek, M.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal (2017)
- [48] Berthold, A.; Gerbracht, D.; Schmitt, S.:
3connect - Decentral optimization for e-mobility and demand management with Renewables
International ETG Congress, Bonn (2017)
- [49] Hattam, L.; Vukadinovic Greetham, D.; Heben, S.; Roberts, D.:
Electric Vehicles and Low Voltage Grid: Impact of Uncontrolled Demand Side Response
24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, Schottland (2017)
- [50] Hommel, S.; Blumhagen, C.; Bilsing, F.; Demmler, F.; Bodach, M.:
Erfahrungsbericht "Synergieeffekte zwischen E-Mobilität, erneuerbaren Energien und Energiespeichersystemen in lokalen Netzen"
International ETG Congress, Bonn (2017)
- [51] Kröger, D.; Rauma, K.; Spina, A.; Rehtanz, C.:
Scheduled charging of electric vehicles and the increase of hosting capacity by a stationary energy storage
CIRED 2019, Madrid, Spanien (2019)
- [52] Dorsemagen, F.:
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene
Neue Energie aus Wuppertal, Band 19, Zdrallek, M.
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal (2018)
- [53] Noll, T.; Greve, M.; Rehtanz, C.; Dierkes, S.; Albert, M.; Schäfer, P.; Vennegeerts, H.:
Flexibility of the distribution grid for system stability
19th Power Systems Computation Conference, Genua, Italien (2016)

- [54] Rui, H.; Wellssow, W.; Hauffe, P.; Zimmer, K.; Wendel, C.; Geiss, H.:
Assessing the Combination and Coordination of Voltage Control Applications in LV Networks with Smart Grid Metrics
CIRED Workshop, Helsinki, Finnland (2016)
- [55] Meyer, M.; Maucher, B.; Witzmann, R.:
Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen
14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2016)
- [56] Plank, A.; Zeilinger, F.; Einfalt, A.:
Untersuchung der Effektivität von Regelkonzepten im Verteilnetz
14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2016)
- [57] Bundesamt für Justiz:
Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in der Niederspannung
Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, Berlin (2006)
- [58] Quaschnig, V.:
Regenerative Energiesysteme
Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, München (2015)
- [59] Benjamin, B.; Marian, A.; Matschoss, P.; Thomas, H.:
Integration von Photovoltaikanlagen in die deutschen Niederspannungsnetze
Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS), Potsdam (2017)
- [60] Wirth, H.:
Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland
Fraunhofer ISE, Freiburg (2019)
- [61] Schulz, C.:
Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz
Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, Braunschweig (2007)

- [62] Gores, S.; Jörß, W.; Harthan, R.; Ziesing, H. J.; Horst, J.:
KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten
Umweltbundesamt, Berlin (2014)
- [63] Pielke, M.:
Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur netzorientierten Integration von Mini-Blockheizkraftwerken
Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, Braunschweig (2010)
- [64] Kleiner, S.:
Analyse von Warmwasser-Verbrauchsdaten
Fachhochschule Vorarlberg, Vorarlberg (2016)
- [65] Bundesnetzagentur:
Zahlen, Daten und Informationen zum EEG
Bundesnetzagentur, Referat 605 - EEG Datenerhebung, Bonn (2019)
- [66] Statista GmbH:
Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 2019
Blatt 4, ID 13547, BMWi, Hamburg (2020)
- [67] Statista GmbH:
Zugelassene KWK-Anlagen 2009 bis 2018
ID 463004, BAFA, Hamburg (2019)
- [68] Statistisches Bundesamt (Destatis):
Wirtschaftsrechnungen: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern und Versicherungen
Fachserie 15, Heft 1 (2018)
- [69] Nationale Plattform Elektromobilität:
Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase
Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin (2018)
- [70] Vennegeerts, H.; Tran, J.; Rudolph, F.; Pfeifer, P.:
Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität
FGH e.V., BDEW, Mannheim (2018)

- [71] Richard, P.; Vogel, L.:
dena-Positionspapier: Elektromobilität in der digitalen Energiewelt
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (2017)
- [72] Nobis, P.; Fischhaber, S.:
Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München (2015)
- [73] ETG Task Force RegioFlex:
Regionale Flexibilitätsmärkte
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main (2017)
- [74] März, A.; Nickel, A.; Jochem, P.; Fichtner, W.:
Der Einfluss von E-Pkw auf Niederspannungsnetze
11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich (2019)
- [75] Kraftfahrt-Bundesamt (KBA):
Anzahl der Elektroautos in Deutschland von 2006 bis 2020
Statista GmbH, ID: 265995, Berlin (2020)
- [76] Kötter, D.; Seack, A.; Kays, J.:
Analyse des Wärmepumpenverhaltens zur Erweiterung eines Verteilnetzplanungswerkzeugs
Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Dortmund (2015)
- [77] Rupp, L.; Brunner, M.; Tenbohlen, S.:
Einfluss dezentraler Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten des Niederspannungsnetzes
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Stuttgart (2015)
- [78] Bundesverband Wärmepumpe (BDH):
Absatz von Heizungswärmepumpen in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2019
Statista GmbH, ID: 217750, Hamburg (2020)
- [79] Haberschusz, D.:
PV-Heimspeicher in Deutschland
Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik, Wien, Österreich (2017)

- [80] Mischinger, S.; Seidl, H.; Limbacher, E.-L.; Fasbender, S.; Stalleicken, F.:
Innovationsreport Systemdienstleistungen
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (2017)
- [81] Energietechnische Gesellschaft (ETG):
Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main (2015)
- [82] Kaschub, T.:
Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung
Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe (2017)
- [83] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW):
Anzahl insgesamt installierter Photovoltaik-Stromspeicher in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017
Statista GmbH, ID: 1078876, Hamburg (2019)
- [84] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt:
Anzahl der Stromnetzbetreiber in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2018
Statista GmbH, Breitkopf, A., Hamburg (2019)
- [85] Bergmann, P.; Lied, A.; Theobald, C.; Zenke, I.; Jahnke, P.; Gilmer, J.; Taubert, G.; Eder, J.; Dessau, C.; Dietzel, A.; Lange, H.:
Verteilnetzbetreiber 2030
Becker Büttner Held Consulting AG, Berlin (2018)
- [86] Liu, L.:
Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze
Technische Universität Darmstadt, Darmstadt (2018)
- [87] Schlabbach, J.; Mombauer, W.:
Power Quality: Entstehung und Bewertung von Netzzrückwirkungen; Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen
VDE-Schriftenreihe Normen, Berlin (2008)

- [88] Angenend, M.; Banschbach, W.; Jahn, H. H.; Siegmund, D.:
Höhere Betriebsmittelauslastung im Verteilungsnetz
VDE-Kongress, VDE-Verlag, Verling, Offenbach (1998)
- [89] Schäfer, N.; Degner, T.; Keil, T.; Jäger, J.:
Schutzzuverlässigkeit in dezentralen Verteilnetzen
ep Photovoltaik, Kassel (2010)
- [90] Marwitz, S.; Klobasa, M.; Wietschel, M.:
Auswirkungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf die Finanzierung deutscher Niederspannungsnetze
Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe (2016)
- [91] Probst, A.:
Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung
Universität Stuttgart, Stuttgart (2014)
- [92] Götz, A.:
Zukünftige Belastungen von Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität
Technische Universität Chemnitz, Universitätsverlag Chemnitz, Chemnitz (2016)
- [93] Mischinger, S.; Kiese, P.; Wolke, M.; Mostertz, J.; Seidl, H.; Brückl, O.; Mayer, U.:
Wechselwirkungen zwischen Regelleistungserbringung und Netzengpässen in Verteilnetz
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (2017)
- [94] Flechtner, J.; Bolay, S.:
Faktenpapier Ausbau der Stromnetze
DIHK - Deutsche Industrie- und Handelskammertag Berlin | Brüssel, Berlin (2015)
- [95] Blazejczak, J.; Diekmann, J.; Edler, D.; Kempfert, C.; Neuhoff, K.; Schill, W.-P.:
Energiewende erfordert hohe Investitionen
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., DIW-Wochenbericht, Berlin (2013)

- [96] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena):
dena-Verteilnetzstudie
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (2012)
- [97] Hille, C.; Gödde, M.; Potratz, F.; et al.:
Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland –Marktanalyse und Bewertung
P3 Energy, Aachen (2013)
- [98] Mischinger, S.; Kiese, P.; Wolke, M.; Mostertz, J.; Seidl, H.; Brückl, O.; Mayer, U.:
dena-STUDIE Wechselwirkungen zwischen Regelleistungserbringung und Netzengpässen im Verteilnetz
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (2017)
- [99] Fattler, S.; Pichlmaier, S.; Estermann, T.; Ostermann, A.:
Einspeisemanagement - Auf der Suche nach den Ursachen
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67, Netze/Smart Grids, Heft 11, München (2017)
- [100] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin (2016)
- [101] Schuster, H.:
Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende
E-Bridge, Berlin (2017)
- [102] Samweber, F.:
Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmereizeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze
Technische Universität München, München (2018)
- [103] Schwab, A.:
Elektroenergiesysteme
Band 5, Springer-Verlag GmbH Deutschland, Karlsruhe (2017)

- [104] Wiest, P.; Eilenberger, S.; Tenbohlen, S.:
Ausfallarbeit bei einem Einspeisemanagement für Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz
Universität Stuttgart - IEH, Stuttgart (2014)
- [105] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
FNN-Studie: Statische Spannungshaltung
FNN VDE, Berlin (2015)
- [106] Kenfack, H.:
Ein System für die Inbetriebnahme und die Konfiguration eines eingebetteten TCP/IP-Netzwerks
Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Hamburg (2009)
- [107] PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der Informationstechnologie:
PSI Energie EE hochwertige Leittechnik für den Energiemarkt
PSI AG, Aschaffenburg (2014)
- [108] Bertetti, O.; Tröster, E.; Malmquist, A.:
Benchmarking of Smart Grid Concepts in Low-Voltage Distribution Grids
7th Int'l Solar Integration Workshop, Berlin (2017)
- [109] Seidl, H.; Mischinger, S.; Wolke, M.; Limbacher, E.-L.; Zander, W.; Lemkens, S.; Macharey, U.; Langrock, T.; Nailis, D.; Zdrallek, M.; Schäfer, F.; Steffens, P.; Kornrumpf, T.; Hummel, K.; Schalle, H.:
dena-NETZFLEXSTUDIE
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (2017)
- [110] Wolter, M.:
State Identification of Distribution Grids
Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover (2008)
- [111] Modemann, M.; Steinbusch, P.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.:
Probabilistic topology detection for efficient mv-micro grid control with autarkic smart grid systems
CIRED Workshop 2018, Ljubljana, Slowenien (2018)

- [112] Becker, R.:
Entwurf und Betrieb von Regelungs- und Monitoringsystemen für dezentrale Energiesysteme auf der Basis von verteilten Embedded Systems
Universität Kassel, Kassel (2009)
- [113] Wolter, M.:
Agent Based Energy Management Systems
Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover (2011)
- [114] Grahn, P.; Briggner, V.; Johansson, L.; Babazadeh, D.; Nordström, L.:
Centralized Versus Distributed State Estimation for Hybrid AC/HVDC Grid
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe),
Turin, Italien (2017)
- [115] Dallmer-Zerbe, K.; Biener, W.; Wille-Hausmann, B.:
Reactive Power Control in Low Voltage Distribution Grids: Comparison of Centralized and Decentralized Q(U)-controller Designs Based on Probabilistic Power Flow Analysis
Internationaler ETG-Kongress, Berlin (2013)
- [116] Oswald, B.:
Berechnung von Drehstromnetzen
Vieweg+Teubner, Wiesbaden (2009)
- [117] Oeding, D.; Oswald, B.:
Elektrische Kraftwerke und Netze
Springer-Verlag GmbH Deutschland, Berlin (2016)
- [118] Coffrin, C.; Van Hentenryck, P.:
A Linear-Programming Approximation of AC Power Flows
INFORMS Journal on Computing, Catonsville, USA (2014)
- [119] Sriyawong, T.; Sriyanyong, P.; Koseeyaporn, P.; Kongsakorn, P.:
A Modified Fast Decoupled Power Flow Algorithm
Department of Teacher Training in Electrical Engineering, Bangkok, Thailand (2005)

- [120] Sedghi, M.; Aliakbar-Golkar, M.:
Analysis and Comparison of Load Flow Methods for Distribution Networks Considering Distributed Generation
International Journal of Smart Electrical Engineering (2012)
- [121] Afolabi, O.; Ali, W.; Cofie, P.; Fuller, J.; Obiomon, P.; Kolawole, E.:
Analysis of the Load Flow Problem in Power System Planning Studies
Energy and Power Engineering, Prairie View (2015)
- [122] Vijayvargia, A.; Jain, S.; Meena, S.; Gupta, V.; Lalwani, M.:
Comparison between Different Load Flow Methodologies by Analyzing Various Bus Systems
International Research Publication House, Kota, Indien (2016)
- [123] Bokka, N.:
Comparison of Power Flow Algorithms for inclusion in On-line Power Systems Operation Tools
University of New Orleans, New Orleans, USA (2010)
- [124] Kipkirui, S.:
De-Coupled Load Flow Study Method
University of Nairobi, Nairobi, Kenia (2014)
- [125] Stott, B.:
Review of Load-Flow Calculation Methods
University of Waterloo, Waterloo, Belgien (1974)
- [126] Singh, J.; Bala, R.:
A Case Study: Comparison on Newton-Raphson and Gauss-Seidal Load Flow Solution Techniques in Distributed Transmission and Generation Electricity Networks
Electrical Engg Department BBSBEC, Fatehgarh Sahib, Indien (2016)
- [127] Gilbert, G. M.; Bouchard, D. E.; Chikhani, A. Y.:
A comparison of load flow analysis using distflow, Gauss-Seidel, and optimal load flow algorithms
Department of Electrical and Computer Engineering Royal Military College of Canada, Kingston, Kanada (1998)

- [128] Chatterjee, S.; Mandal, S.:
A Novel Comparison of Gauss-Seidel and Newton-Raphson Methods for Load Flow Analysis
Department of Micro and Nano Electronics VIT University Vellore, Vellore, Indien
(2017)
- [129] Danish, M.; Sabory, N.; Funabashi, T.; Senjyu, T.:
Comparative Analysis of Load Flow Calculation Methods with Considering the Voltage Stability Constraints
Kabul University, Kabul, Afghanistan (2016)
- [130] Wagler, M.; Witzmann, R.:
Interaction of State Estimation and Sensitivity Analysis for the Operation of a Real Flexible Distribution Grid
CIRED Workshop, Helsinki, Finland (2016)
- [131] Günter, H.:
"Dirty Power" Oberschwingungen durch nichtlineare Verbraucher
GMC-I Messtechnik GmbH, Nürnberg (2016)
- [132] Zimmerman, R.; Murillo-Sánchez, C.:
MATPOWER (Version 7.0)
<https://matpower.org>, [Software] (2019)
- [133] Ludwig, M.; Korotkiewicz, K.; Zdrallek, M.; Derksen, C.; Loose, N.; Törsleff, S.; Wassermann, E.:
Rapid Grid State Detection for Time-Series based on Optimized Powerflow Calculation
5th International Conference Smarter Europe, Essen (2018)
- [134] Crastan, V.:
Elektrische Energieversorgung 1 -Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt-und Schutztechnik
Springer, Berlin/Heidelberg (2007)
- [135] Kersting, W.; Phillips, W.:
Distribution Feeder Line Models
IEEE, Proceedings 1995 IEEE Transactions on Industry Applications (1995)

- [136] Modemann, M.; Steinbusch, P.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Blanaru, S.:
Considerations of Different Features of Photovoltaic Power Plants for an Efficient Integration in a Smart Distribution Grid
Solar Integration Workshop, Berlin (2017)
- [137] Quadflieg, D.:
Regelbare Ortsnetztrafos sinnvoll einsetzen
VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Forum
Netztechnik / Netzbetrieb im VDE FNN, Berlin (2016)
- [138] Bernhard, W.-H.:
Einsatz der symbolischen Modellreduktion zur Untersuchung der Betriebsführung im "Smart Grid"
FernUniversität in Hagen, Hagen (2011)
- [139] Dieckhoff, C.; Appelrath, H.-J.; Fishedick, M.; Grunwald, A.; Höffler, F.; Mayer, C.;
Weimer-Jehle, W.:
Zur Interpretation von Energieszenarien
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V, München (2014)
- [140] Regett, A.; Zeiselmaier, A.; Wachinger, K.; Heller, C.:
Merit Order Netz-Ausbau 2030
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München (2017)
- [141] Zander, W.; Rosen, U.; Nolde, A.; Patzack, S.; Seier, S.; Hübschmann, M.; Piske, M. T.;
Lemkens, S.; Boesche, K. V.:
Digitalisierung der Energiewende
B E T, Aachen (2018)
- [142] Mattern, F.:
Die technische Basis für M2M und das Internet der Dinge
ETH Zürich, Zürich, Schweiz (2013)
- [143] Reichwald, J.; Pfisterer, D.:
Autonomie und Intelligenz im Internet der Dinge
CR Report und Technik, Mannheim (2013)

- [144] Kehrer, W.; Volk, K.; Rupp, L.; Kurka, C.:
grid-control - Zusammenspiel von Smart Grid, Smart Market und Smart Home
VDE-Kongress 2016, Mannheim (2016)
- [145] Unterweger, M.:
Vom Internet der Dinge (IoT) zum Internet der Energie (IoE)
ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Nürnberg (2018)
- [146] Kotthaus, K.; Hermanns, J.; Paulat, F.; Pack, S.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Schweiger, F.; Schweiger, R.:
Concrete design of local flexibility markets using the traffic light approach
CIRED Workshop 2018, Ljubljana, Slowenien (2018)
- [147] Paulat, F.; Hermanns, J.; Kotthaus, K.; Pack, S.; Meese, J.; Zdrallek, M.:
Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene
15. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2018)
- [148] Meese, J.; Zdrallek, M.:
Die Bedeutung von Virtuellen Kraftwerken für die Energiewende
20. Fachkongress Zukunftsenergien, Essen (2016)
- [149] Netztransparenz.de:
EEG-Anlagenstammdaten
Auf: EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018.
Bereitgestellt auf: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> am 23.
Januar 2020
- [150] Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Ludwig, M.; Dorsemagen, F.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Friedrich, W.:
Medium and Low Voltage Control Strategies for a Smart Distribution Grid
17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, Prag,
Tschechien (2016)
- [151] Limbacher, E.-L.; Richard, P.:
dena-Analyse Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (2018)

[152] Wiest, M.; Finkel, M.; Engel, B.:

Innovatives Energiemanagement bei Haushaltskunden - ein Beitrag zur Netzstabilität

13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2014)

[153] Dallmer-Zerbe, K.:

Probabilistische Modellierung dezentraler Energieanlagen und Sekundärtechnik für die Verteilnetzplanung

Technische Universität Dresden, Dresden (2017)

[154] Wieland, T.:

Eine neuartige probabilistische Methode zur Betriebsmitteldimensionierung in aktiven urbanen Niederspannungsnetzen

Technischen Universität Graz, Graz, Österreich (2016)

[155] Kerber, G.:

Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen

Technischen Universität München, München (2011)

10.2. Formelzeichen

i. Allgemeine Konventionen und Notationen

\underline{x}	Komplexe Größe
\mathbf{X}	Matrix
x, X	Skalar
\vec{x}	Vektor

ii. Formelzeichen und Symbole

AF_g	Geregelte Aktorflexibilität
AF_u	Ungeregelte Aktorflexibilität
$\cos \varphi$	Leistungsfaktor
$\Delta \vec{I}$	Stromänderungsvektor
$\Delta \underline{I}$	Komplexe Stromänderung
$\Delta \underline{I}_K$	Komplexe Stromänderung am Knoten K
$\Delta \underline{I}_{K;B}$	Komplexe Stromänderung am Knoten K für die Bezugsreserve
$\Delta \underline{I}_{K;E}$	Komplexe Stromänderung am Knoten K für die Einspeisereserve
ΔP_{Aktor}	Wirkleistungsänderung eines Aktors
ΔP_{gem}	Gemessene Wirkleistungsänderung
$\Delta P_{\text{MS-NS}}$	Wirkleistungsänderung am Verknüpfungspunkt
ΔP_{un}	Ungemessene Wirkleistungsänderung
ΔQ_{Aktor}	Blindleistungsänderung eines Aktors
$\Delta Q_{\text{MS-NS}}$	Blindleistungsänderung am Verknüpfungspunkt
$\Delta \underline{S}$	Scheinleistungsänderung
$\Delta \underline{S}_K$	Scheinleistungsänderung an Knoten K
ΔS_{MS}	Scheinleistungsänderung im Mittelspannungsnetz
ΔS_{NS}	Scheinleistungsänderung im Niederspannungsnetz

$\Delta \vec{u}$	Spannungsänderungsvektor
ΔU	Spannungsänderung
$\Delta \underline{U}$	Komplexe Spannungsänderung
$\Delta \underline{U}_{K;B}$	Mögliche Spannungsänderung für die Bezugsreserve
$\Delta \underline{U}_{K;E}$	Mögliche Spannungsänderung für die Einspeisereserve
$\underline{U}_{K;ist}$	Aktuelle Spannung am Knoten K
$\Delta \underline{U}_{min}$	Minimal benötigte Spannungsänderung
η_{MS-NS}	Ausnutzungsgrad
F_{aU}	Erwarteter Spannungsmessfehler der Messung
$\bar{f}_{Spf,max}$	Mittleren maximalen Spannungsfehler
$f_{Spf,n_{Sz}}$	Maximale Spannungsfehler jedes einzelnen Szenarios
$\underline{I}_{K,1}$	Komplexer Strom an Knoten K zum Zeitpunkt 1
$\underline{I}_{K,2}$	Komplexer Strom an Knoten K zum Zeitpunkt 2
\underline{I}_1	Komplexer Strom zum Zeitpunkt 1
\underline{I}_2	Komplexer Strom zum Zeitpunkt 2
K	Knotennummer
n_K	Anzahl der Knoten im Niederspannungsnetz
$n_{K;rel}$	Relative Anteil der Knoten
$n_{K;rel;B}$	Relative Anzahl der Knoten für die Bezugsreserve
$n_{K;rel;E}$	Relative Anzahl der Knoten für die Einspeisereserve
n_{Sz}	Anzahl der Szenarien
P	Wirkleistung
P_{aAF}	Aggregierte Aktorflexibilität (Wirkleistung)
P_{ist}	Aktuelle Wirkleistung
P_{MS-NS}	Wirkleistung am Verknüpfungspunkt

$P_{RB;K}$	Bezugsreserve (Wirkleistung) für den Knoten K
$P_{RB;N}$	Bezugsreserve für alle Knoten
$P_{RE;K}$	Einspeiserreserve (Wirkleistung) von Knoten K
$P_{RE;N}$	Einspeiserreserve für alle Knoten
$P_{R;k}$	Kumulativ vorzuhaltende Netzreserve (Wirkleistung)
$P_{R;s}$	Singular vorzuhaltende Netzreserve (Wirkleistung)
P_{soll}	Wirkleistungssollwert
$P_{soll;MS}$	Mittelspannungswirkleistungssollwert
Q	Blindleistung
Q_{aAF}	Aggregierte Aktorflexibilität (Blindleistung)
Q_{ist}	Aktuelle Blindleistung
Q_{MS-NS}	Blindleistung am Verknüpfungspunkt
Q_{soll}	Blindleistungssollwert
$Q_{soll;MS}$	Mittelspannungsblindleistungssollwert
$\underline{S}_{K,1}$	Komplexe Scheinleistung an Knoten K zum Zeitpunkt 1
$\underline{S}_{K,2}$	Komplexe Scheinleistung an Knoten K zum Zeitpunkt 2
$S_{n;U}$	Anzahl der verfügbaren Stufen der direkten Spannungsregelung
Sz	Szenario
\underline{S}_1	Komplexe Scheinleistung zum Zeitpunkt 1
\underline{S}_2	Komplexe Scheinleistung zum Zeitpunkt 2
T	Toleranz
U	Spannung
U_{Est}	Geschätzte Spannung
$\underline{U}_{K,ist}$	Aktuelle komplexe Spannung am Knoten K
$\underline{U}_{K,1}$	Komplexe Spannung am Knoten K zum Zeitpunkt 1

$\underline{U}_{K,2}$	Komplexe Spannung am Knoten K zum Zeitpunkt 2
U_{\max}	Maximal erlaubte Spannung bzw. obere Spannungsgrenze
U_{Mess}	Gemessene Spannung
U_{\min}	Minimal erlaubte Spannung bzw. untere Spannungsgrenze
U_{Nenn}	Nennspannung
\underline{U}_1	Komplexe Spannung zum Zeitpunkt 1
\underline{U}_2	Komplexe Spannung zum Zeitpunkt 2
\underline{Y}	Knotenpunkt-Admittanzmatrix
$\underline{Y}_{\text{mod}}$	Modifizierte Knotenpunkt-Admittanzmatrix
$\underline{Y}_{\text{mod};K,K}^{-1}$	Invertierte modifizierte Knotenpunkt-Admittanzmatrix (Element K,K)
$\underline{Y}_{\text{mod};K,i;\text{Aktor}_A}^{-1}$	Invertierte modifizierte Knotenpunkt-Admittanzmatrix (Aktor A)
$\underline{Y}_{\text{mod};K,i;\text{Aktor}_B}^{-1}$	Invertierte modifizierte Knotenpunkt-Admittanzmatrix (Aktor B)
$\underline{Y}_{\text{mod};K,i;\text{Aktor}_M}^{-1}$	Invertierte modifizierte Knotenpunkt-Admittanzmatrix (Aktor M)
$\xi_{i;B}$	Anzahl der Knoten unterhalb der Netzreserve (Bezugsreserve)
$\xi_{i;E}$	Anzahl der Knoten unterhalb der Netzreserve (Einspeiserreserve)

10.3. Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerke
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
DEA	dezentralen Energiewandlungsanlagen
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbaren Energien-Gesetz
EN	Europäische Norm
GIS	Geoinformationssystem
IEC	International Electrotechnical Commission
M2M	Machine-to-Machine
μ-BHKW	Micro-Blockheizkraftwerke
PLC	Power Line Communication
PV-Anlagen	Photovoltaik Anlagen
RTU	Remote Terminal Unit
SAP	Systeme, Anwendungen, Produkte
TAB	Technischen Anschlussbedingungen
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System

10.4. Publikationen des Verfassers

- [I] **Probabilistische Modellierung von Verteilnetzen mit verteilten Reglern im Projekt Green Access**
Dallmar-Zerbe, K.; Biener, W.; Wille-Hausmann, B.; Wittwer, C.; Reimer, A.; Rohr, M.; Steinbusch, P.; Fischer, S.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Pistor, G.; Kumm, T.; Lüken, T.; Klement, P.; Hanke, B.; Maydell, K.; Agert, C.; Neusel-Lange, N.; Hühnergarth, F.; Braje, T.
Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz
„Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“
Berlin, Deutschland, 2016
- [II] **Self-detection of new photovoltaic power plants using low voltage smart grid system**
Fischer, S.; Steinbusch, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.
Proceedings of the SmartER Europe,
Essen, Deutschland, 2016
- [III] **Medium and Low Voltage Control Strategies for a Smart Distribution Grid**
Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Ludwig, M.; Dorsemagen, F.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Braje, T.; Friedrich, W.
17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering
Prag, Tschechische Republik, 2016
- [IV] **Kombinierter markt- und netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten auf Basis der Netzkapazitätsampel**
Meese, J.; Kornrumpf, T.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.
Tagungsband zum VDE-Kongress 2016 „Internet der Dinge“
Mannheim, Deutschland 2016
- [V] **Adaptive Smart-Energy Lösungen für zukunftsfähige Verteilnetze – Automatische Detektion von neuen Einspeisern und Lasten**
Steinbusch, P.; Fischer, S.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Pistor, G.; Kumm, T.; Hühnergarth, F.; Friedrich, W.
Tagungsband zum VDE-Kongress 2016 „Internet der Dinge“
Mannheim, Deutschland, 2016

- [VI] **Automatic Integration of Photovoltaic Inverters in a Smart Grid System to establish Additional Power Grid Beneficial Functions**
Steinbusch, P.; Uhlig, R.; Fischer, S.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Bülo, T.; Friedrich, W.; Schlüter, U.
Tagungsband zum 6. Solar Integration Workshop
Wien, Österreich, 2016
- [VII] **Interaction of MV- and LV-automation systems for a smart distribution grid**
Steinbusch, P.; Modemann, M.; Meese, J.; Uhlig, R.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Kumm, T.; Friedrich, W.; Schlüter, U.
Proceedings of the 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2017) Glasgow, Großbritannien, 2017
- [VIII] **Determination of the future actuator demand of adaptive Smart low voltage Grids**
Steinbusch, P.; Meese, J.; Uhlig, R.; Mehlich, J.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Heldmaier, W.; Blanaru, S.; Friedrich, W., Schlüter, U.
Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Torino, Italy, 2017
- [IX] **Modelling and Simulation of a Public Transport System with Battery-trolleybuses for an Efficient E-mobility Integration**
Baumeister, D.; Salih, M.; Wazifehdust, M.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Mour, S.; Lenuweit, L.; Deskovic, P.; Ben Zid, H
Proceedings of the 1st E-Mobility Power System Integration Symposium
Berlin, Deutschland, 2017
- [X] **Considerations of Different Features of Photovoltaic Power Plants for an Efficient Integration in a Smart Distribution Grid**
Modemann, M.; Steinbusch, P.; Uhlig, R.; Zdrallek, M., Friedrich, W.; Blanaru, S
Proceedings of the Solar Integration Workshop
Berlin, Deutschland, 2017
- [XI] **Probabilistic topology detection for efficient mv-micro grid control with autarkic smart grid systems**
Modemann, M.; Steinbusch, P.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.
Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on micrigrids and local energy communities
Ljubljana, Slovenia, 2018

- [XII] **Impact Assessment of Integrating Novel Battery-Trolleybuses, PV Units and EV Charging Stations in a DC Trolleybus Network**
Salih, M.; Baumeister, D.; Wazifehdust, M.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Mour, S.; Deskovic, P.; Küll, T.
Proceedings of the 2nd E-Mobility Power System Integration Symposium
Stockholm, Sweden, 2018
- [XIII] **Fast Distribution Grid State Estimation Using Improved Sensitivity Analysis**
Steinbusch, P.; Modemann, M.; Wazifehdust, M.; Zdrallek, M.
Proceedings of the 8th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe
Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2018
- [XIV] **Adaptive Integration of Photovoltaic Inverters in a Smart Grid System**
Steinbusch, P.; Modemann, M.; Uhlig, R.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Schlüter, U.
Proceedings of the 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-7)
Waikoloa, United States, 2018
- [XV] **Potential Analysis for the Integration of Renewables and EV Charging Stations within a Novel LVDC Smart-Trolleybus Grid**
Wazifehdust, M.; Baumeister, D.; Salih, M.; Koch, M.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Mour, S.; Troullier, C.
Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2019)
Madrid, Spanien, 2019
- [XVI] **Adaptive Smart Energy Lösung für zukunftsfähige Verteilungsnetze – Lastflusssubstitution für die Netzzustandsschätzung**
Steinbusch, P.; Korotkiewicz, K.; Modemann, M.; Zdrallek, M.; Mour, S.
Tagungsband zum ETG-Kongress 2019
Esslingen am Neckar, Deutschland, 2019
- [XVII] **Adapted Newton-Raphson Power Flow Method for a DC Traction Network Including Non-Receptive Power Sources and Photovoltaic Systems**
Salih, M.; Koch, M.; Baumeister, D.; Wazifehdust, M.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.
Proceedings of the 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe
Bukarest, Rumänien, 2019

- [XVIII] **Scenario Analyses of a Dynamic LVDC Smart-Trolleybus-Network with Battery-Assisted Traction Loads**
Baumeister, D.; Salih, M.; Wazifehdust, M.; Koch, M.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Mour, S.; Troullier, C.
Proceedings of the 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium
Dublin, Großbritannien, 2019
- [XIX] **Optimized Positioning for Storage Systems in an LVDC Traction Grid with Non-Receptive Power Sources and Photovoltaic Systems**
Salih, M.; Baumeister, D.; Wazifehdust, M.; Koch, M.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Mour, S.; Troullier, C.
Proceedings of the 9th Solar & Storage Integration Workshop
Dublin, Großbritannien, 2019
- [XX] **Abschlussbericht: Verbundvorhaben: Green Access Intelligente Verteilnetzautomatisierung für einen erhöhten Zugang regenerativer Energien**
Kumm, T.; Zdrallek, M.; Steinbusch, P.; Modemann, M.; Stadler, M.; Behrends, H.; Erge, T.; Biener, W.; Flore, A.; Schlüter, U.; Bülo, T.; Hühnergath, F.
Stromnetze Forschungsinitiative der Bundesregierung
Oldenburg, Deutschland, 2019
- [XXI] **Verteilnetzregelung über die Spannungsebenen hinweg – Potenzial, Realisierung und Erprobung mit vernetzten PV-Anlagen**
Bülo, T.; Thiel, R.; Kumm, T.; Verheggen, L.; Erge, T.; Biener, W.; Uslar, M.; Flore, A.; Hühnergath, F.; Schlüter, U.; Stadler, M.; Behrends, H.; Steinbusch, P.; Modemann, M.; Zdrallek, M.
Tagungsband zum PV-Symposium 2020 Online
Pforzheim, Deutschland, 2020
- [XXII] **Laboratory- and Field-Test Validation of a Smart Distribution Grid System**
Steinbusch, P.; Koch, M.; Korotkiewicz, K.; Zdrallek, M.; Uhlig, R.; Stiegler, M.; Kornrumpf, T.
Proceedings of the CIRED Workshop 2020 Berlin Online
Berlin, Deutschland, 2020

[XXIII] Medium Voltage Grid State Control as a Basic towards a Holistic Automation in Smart Distribution Systems

Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Modemann, M.; Paulat, F.; Zdrallek, M.;
Vormelker, J.; Hetzel, S.; Dietzler, U.; Schlüter, U.
Proceedings of the CIRED Workshop 2020 Berlin Online
Berlin, Deutschland, 2020

[XXIV] Recommendations for the Implementation of DC-DC Converters Based on Wide Band Gap Semiconductors for Off-Grid Photovoltaic Systems

Cano-Tirado, D.; Forchheim, M.; Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.;
Proceedings of the PESS 2020; IEEE Power and Energy Student Summit
Online, VDE, Deutschland, 2020

[XXV] Development of a Non-Residential Building Model for an Enhanced Identification and Utilization of Flexibilities in Smart Distribution Grids

Forchheim, M.; Wazifehdust, M.; Cano-Tirado, D.; Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.;
Zdrallek, M.;
Proceedings of the PESS 2020; IEEE Power and Energy Student Summit
Online, VDE, Deutschland, 2020

10.5. Betreute Abschlussarbeiten

Martin Gluchowski

Bachelor-Thesis

Analyse des Ertragspotentials von dezentralen Flexibilitäten am Regelleistungsmarkt

Sebastian Firgens

Master-Thesis

Optimierung einer Smart Grid Simulationsumgebung für die Validierung von adaptiven Funktionen

Johannes Frowein

Master-Thesis

Bereitstellung und Bewertung der Sensitivitätsanalyse zur Substitution iterativer Leistungsflussberechnungen in der Niederspannungsnetzautomatisierung

Marcel Modemann

Master-Thesis

Aggregation von Niederspannungsaktorik zur Nutzung von Synergien für eine spannungsübergreifende Verteilnetzautomatisierung

Simon Buhr

Master-Thesis

Weiterentwicklung von Verfahren zur effektiven Nutzung von Messdaten zur Ermittlung des aktuellen Netzzustandes und Validierung der Netz- und Topologiedaten

Lennart Willwoll

Master-Thesis

Verhinderung von ungewolltem Inselnetzbetrieb im Verteilungsnetz

Seminararbeiten zum Modul aktuelle Fragen der Energietechnik, -wirtschaft und -politik

Yasemin Seyrek, Gülizar Yurdakul

Datenschutz & Datensicherheit in der elektrischen Energieversorgung

Gökhan Güzel, Stefan Pickshaus, Oliver Krauledat

Strukturen und Konsequenzen der deutschen Energiewende

Nursel Ay, Hasan Ay

Elektromobilitätskonzepte und deren Einbindung in die Smart-City der Zukunft

Jessica Hermand, David Respondek

Recherche zum Stand von Smart Grid Lösungen und Projekte für die erfolgreiche Energiewende

11. Anhang

11.1. Diskretisierung der Simulationsparameter

Tabelle 10-1 Diskretisierung der Simulationsparameter zur Bewertung der Sensitivitätsanalyse

Parameter	Variation
Position der Leistungsanpassung	Knoten 2
	Knoten 11
	Knoten 16
Art der Leistungsanpassung	Positive Wirkleistungsanpassung
	Negative Wirkleistungsanpassung
	Positive Blindleistungsanpassung
	Negative Blindleistungsanpassung
Einspeisedominiertes bzw. bezugsdominiertes Niederspannungsnetz	Einspeisedominiert
	Bezugsdominiert
Homogenes bzw. heterogenes Verhalten der Netzteilnehmer	Homogen
	Heterogen
Auslastung des Niederspannungsnetzes	Geringe Auslastung
	Normale Auslastung
	Hohe Auslastung
	Sehr hohe Auslastung
Wirk- und Blindleistungsanteil Leistungsfaktor $\cos \varphi$	1
	0,9
	0,8
	0,7
	0,6
	0,5
	0,4
	0,3
	0,2

11.2. Genauigkeitsanalyse der Sensitivitätsanalyse

11.2.1. Verschiedene Bezugsverteilung (Knoten 16)

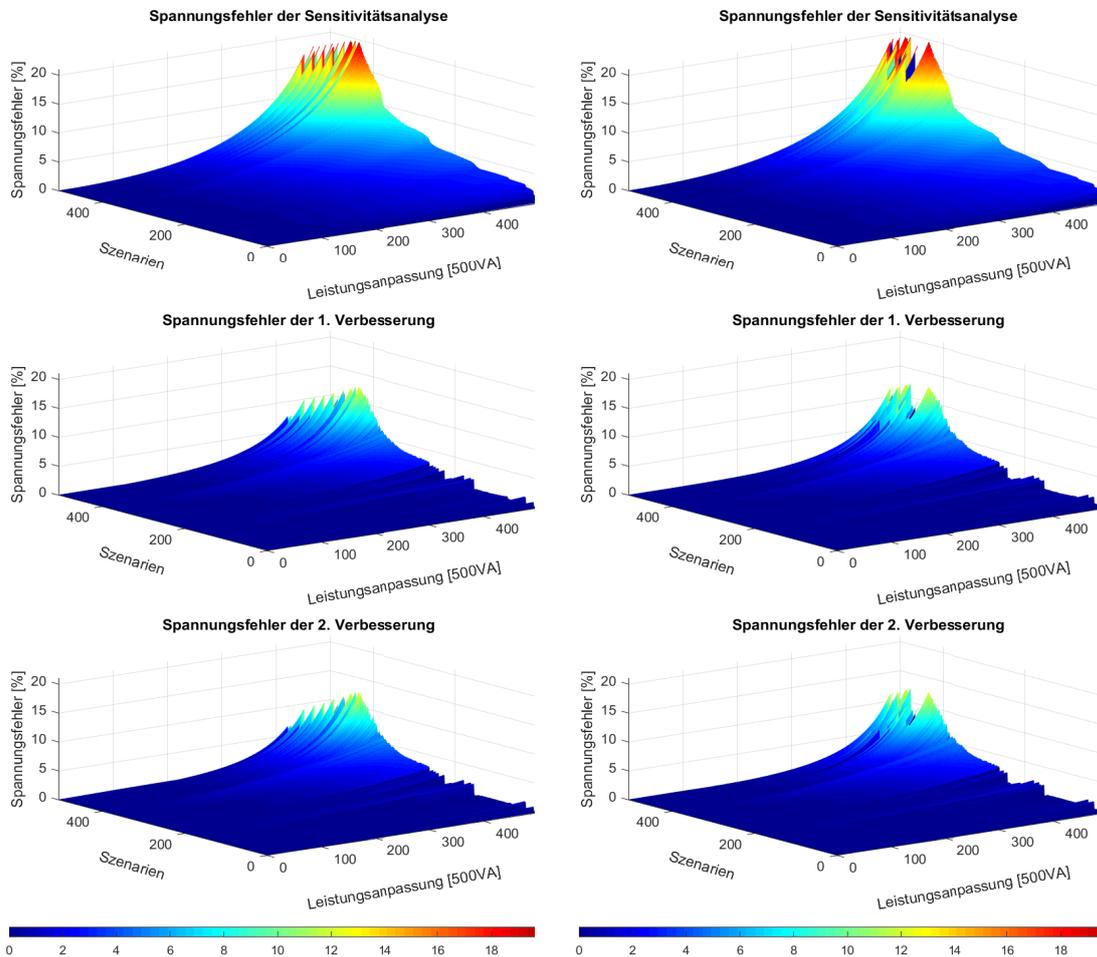


Abbildung 10-1 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine homogene Bezugsverteilung (Knoten 16)

Abbildung 10-2 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine heterogene Bezugsverteilung (Knoten 16)

11.2.2. Verschiedene Netzauslastung (Knoten 16)

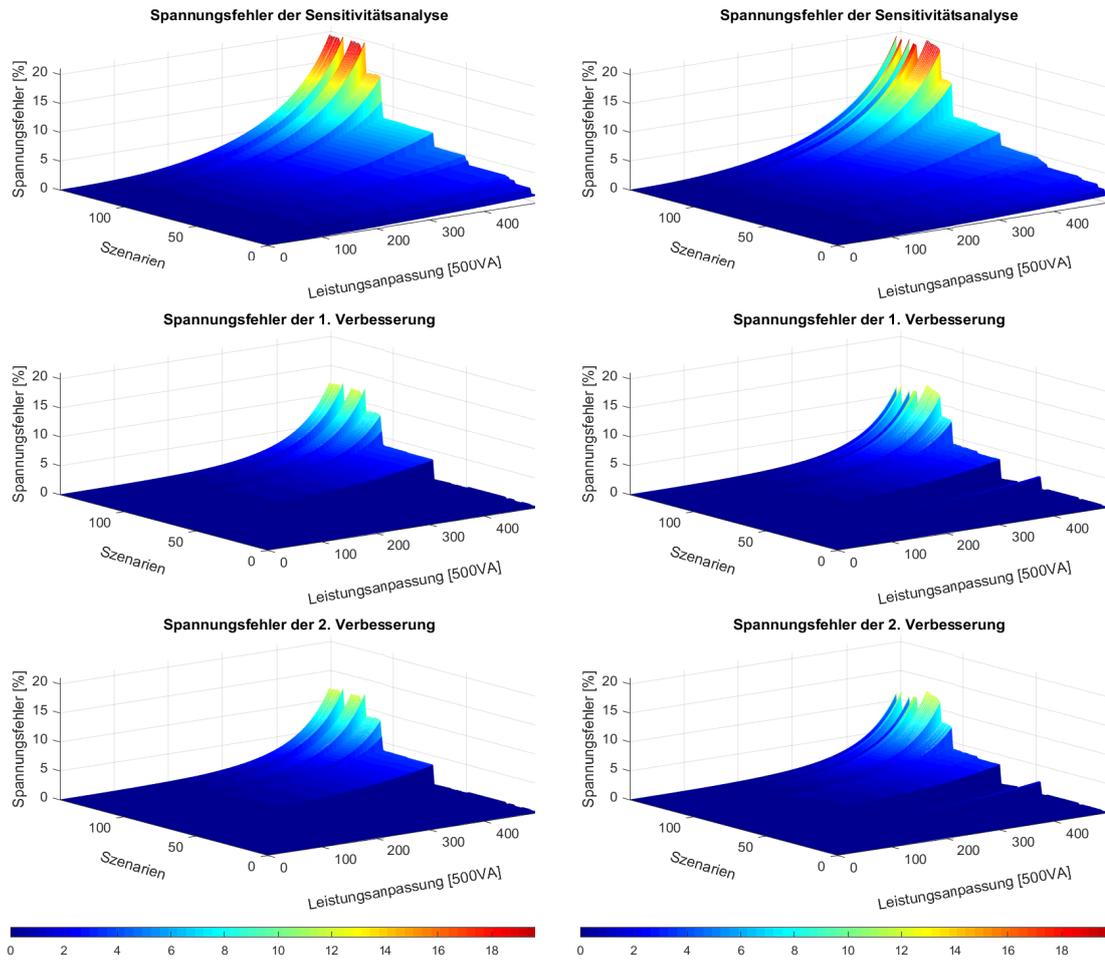


Abbildung 10-3 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine Knotenscheinleistung von 900 VA (Knoten 16)

Abbildung 10-4 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine Knotenscheinleistung von 3000 VA (Knoten 16)

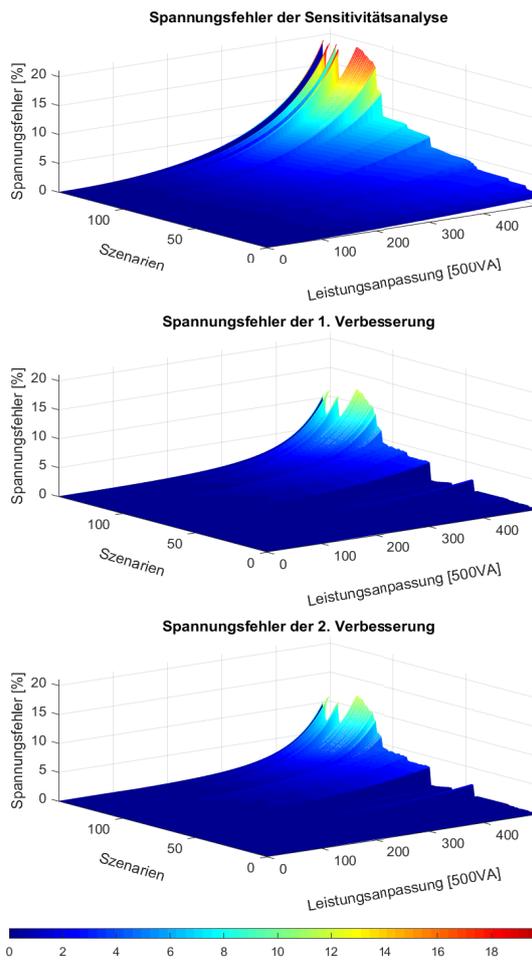


Abbildung 10-5 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine Knotenscheinleistung von 6000 VA (Knoten 16)

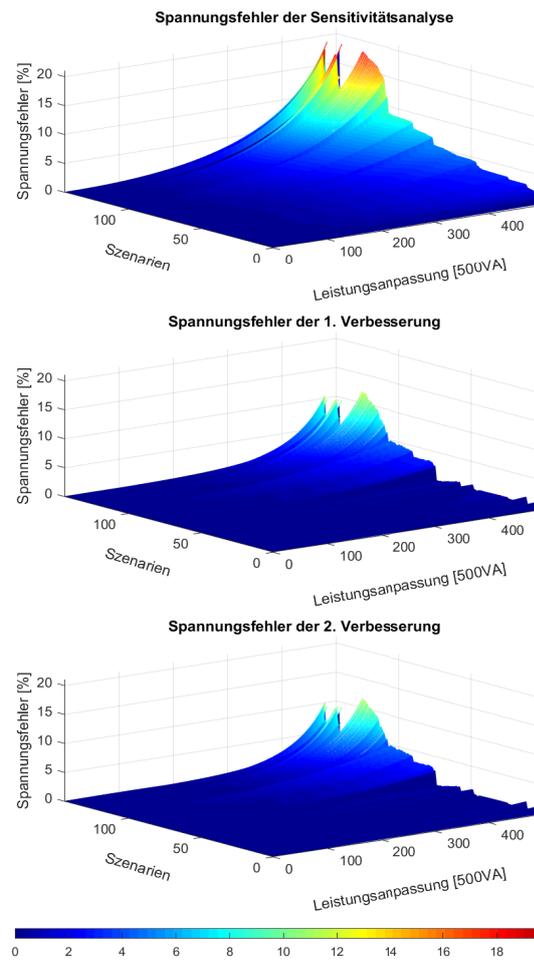


Abbildung 10-6 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine Knotenscheinleistung von 9000 VA (Knoten 16)

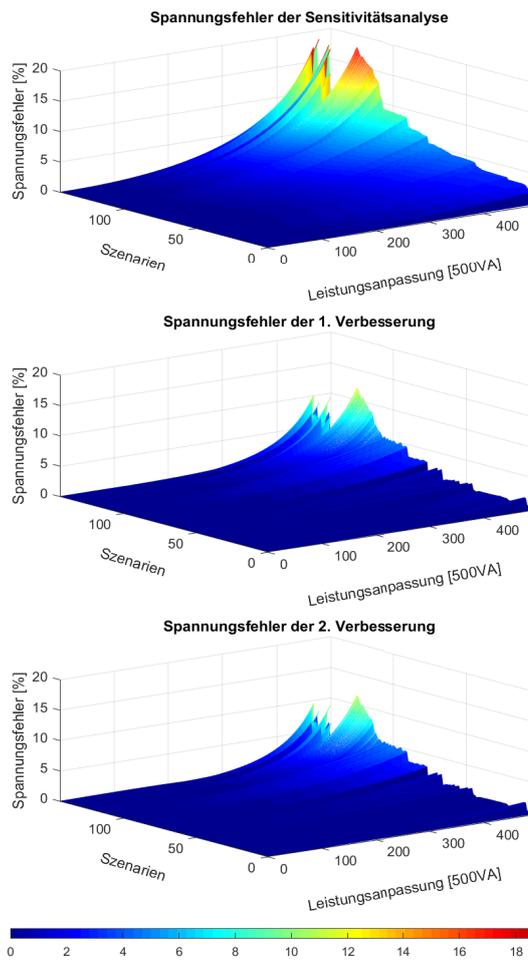


Abbildung 10-7 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine Knotenscheinleistung von 12000 VA (Knoten 16)

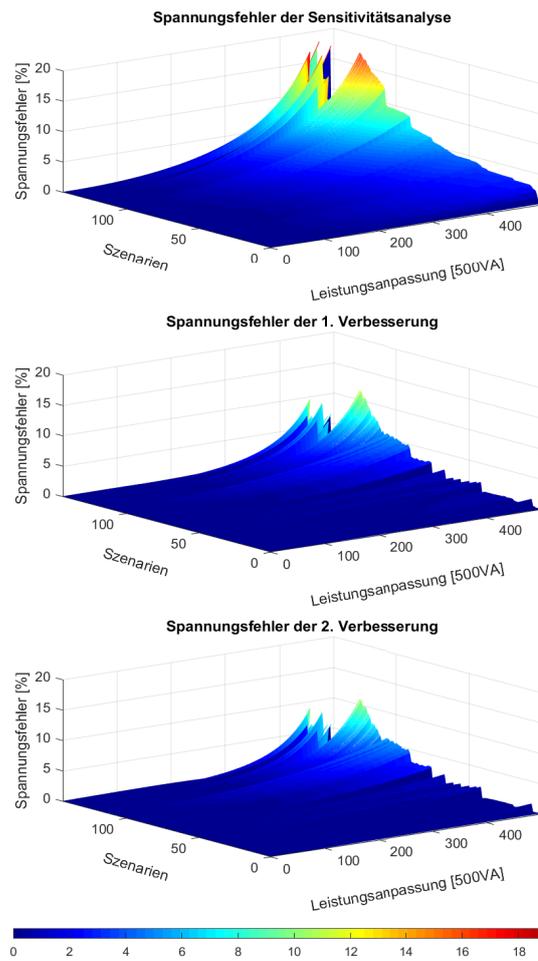


Abbildung 10-8 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für eine Knotenscheinleistung von 15000 VA (Knoten 16)

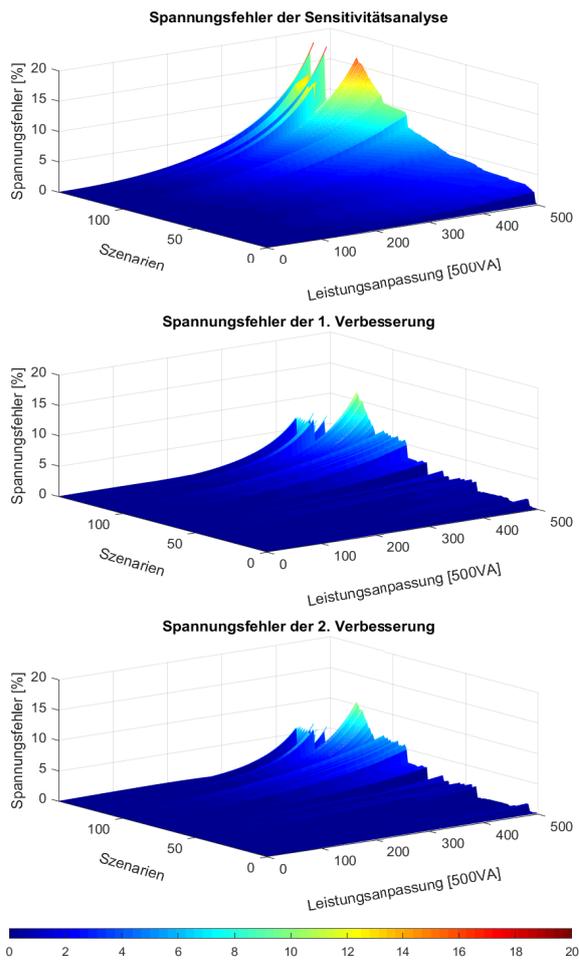


Abbildung 10-9 Genauigkeitsanalyse der
Verfahren für eine Knotenscheinleistung von 18000 VA
(Knoten 16)

11.2.3. Verschiedene Wirk- und Blindleistungsverhältnis der Knoten (Knoten 16)

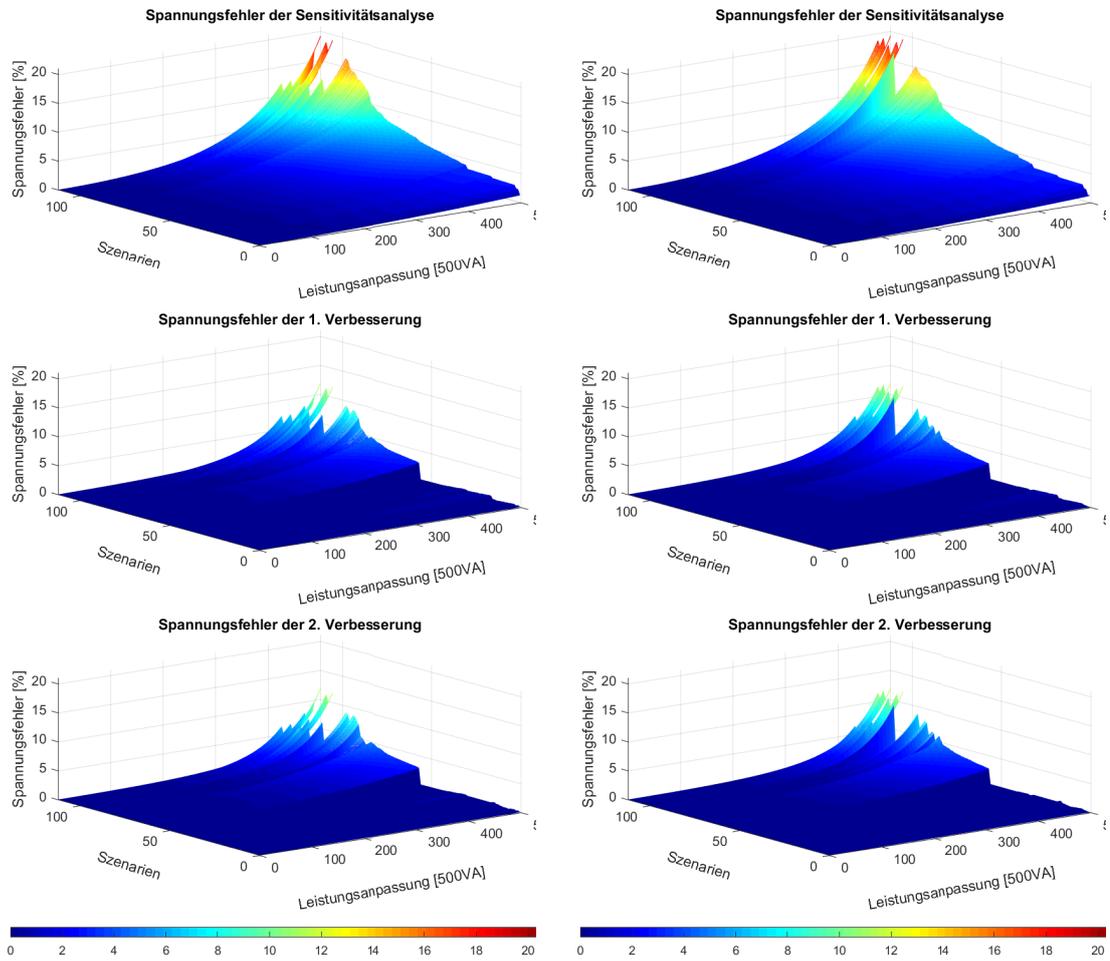


Abbildung 10-10 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 100%/0% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

Abbildung 10-11 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 90%/10% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

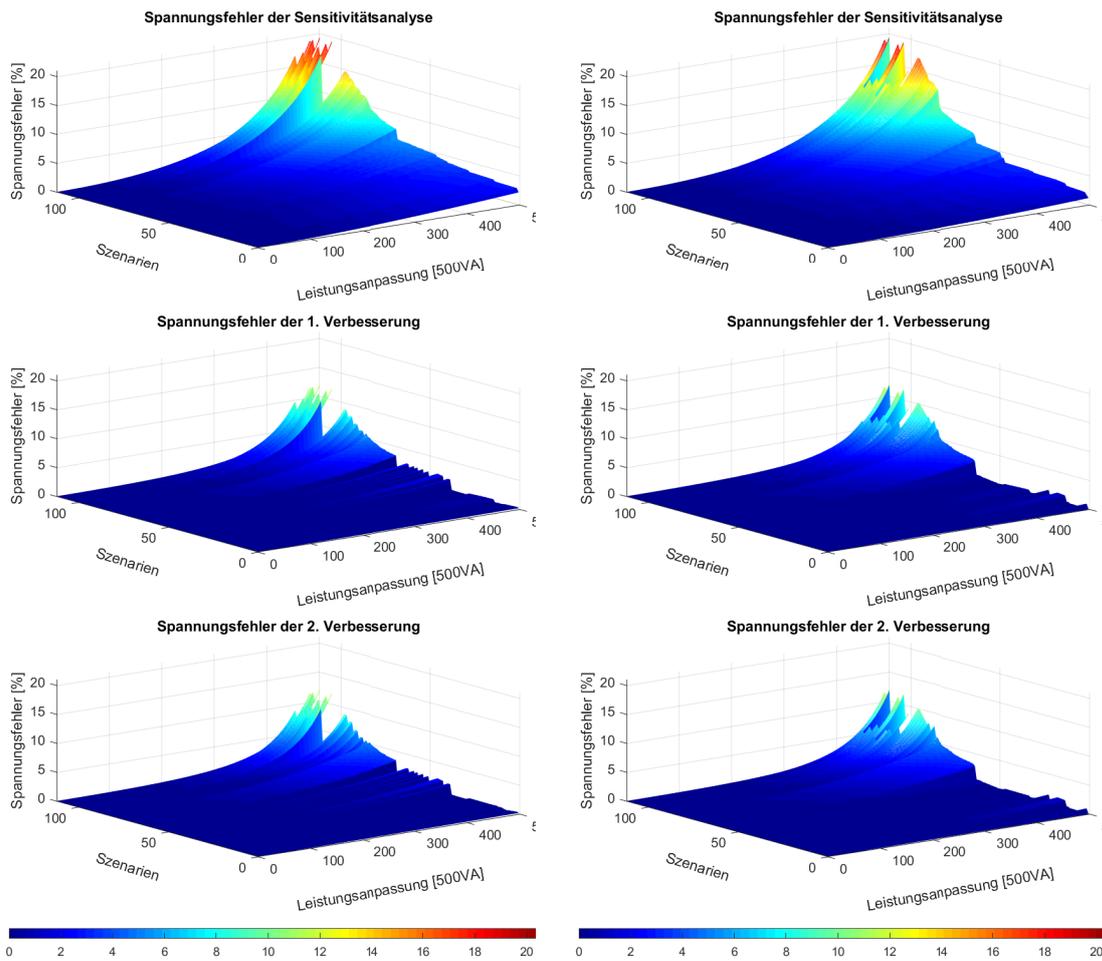


Abbildung 10-12 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 80%/20% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

Abbildung 10-13 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 70%/30% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

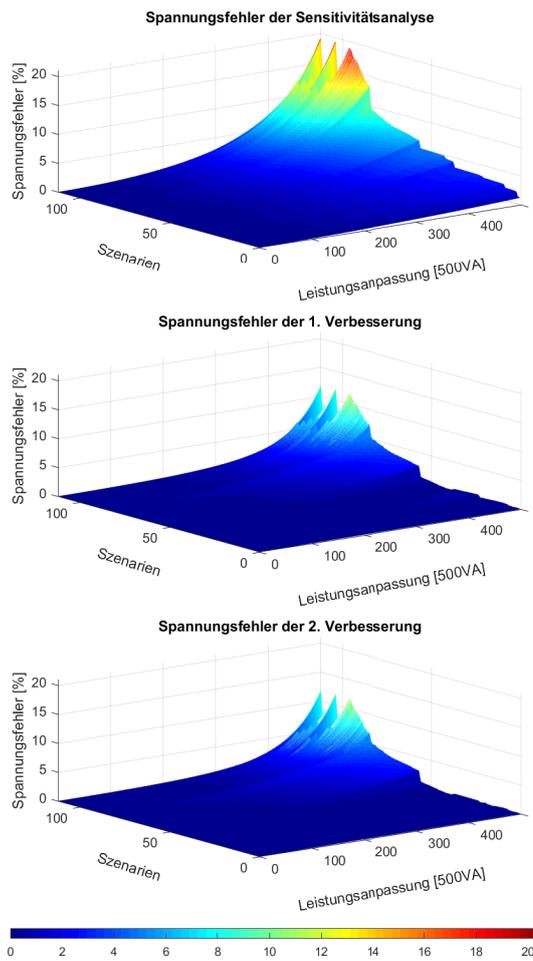


Abbildung 10-14 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 60%/40% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

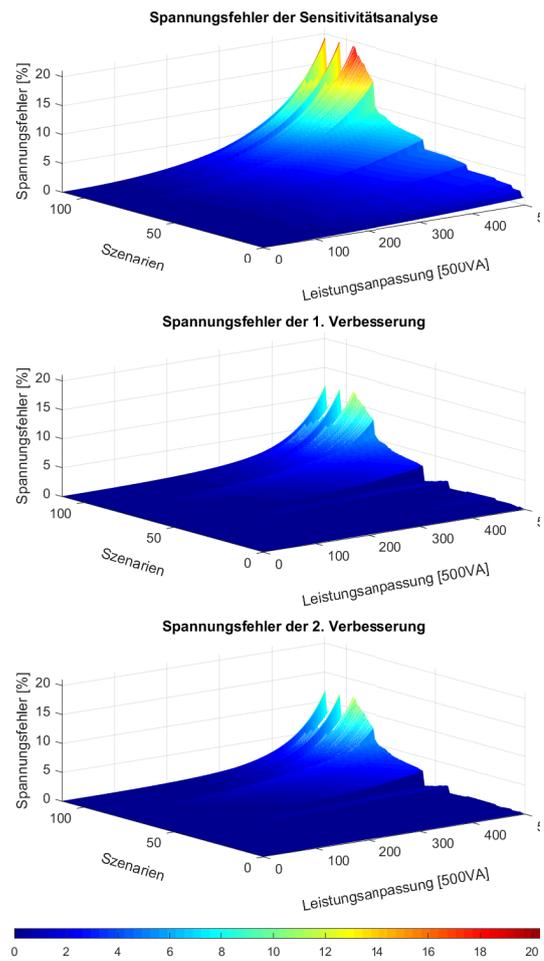


Abbildung 10-15 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 50%/50% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

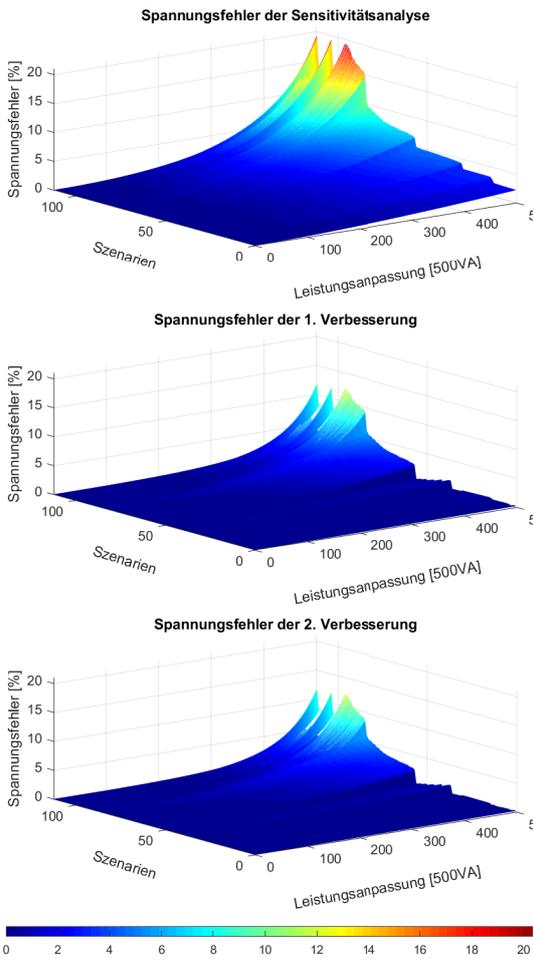


Abbildung 10-16 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 40%/60% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

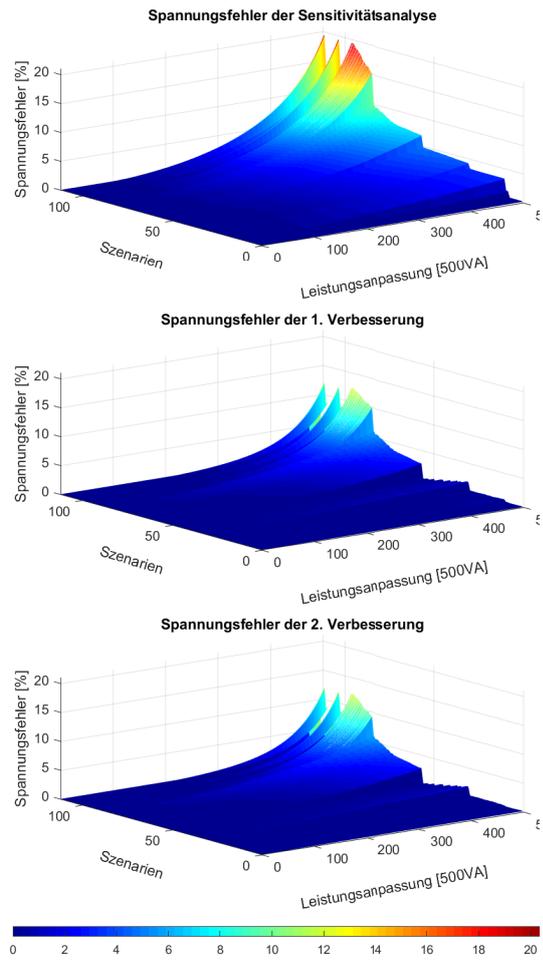


Abbildung 10-17 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 30%/70% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

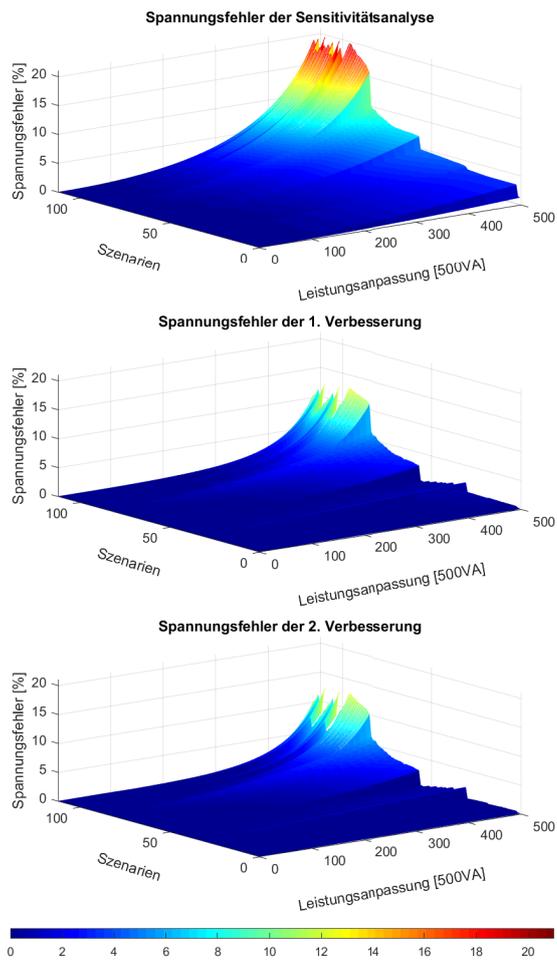


Abbildung 10-18 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für ein 20%/80% Verhältnis von Wirk- und Blindleistung (Knoten 16)

11.2.4. Knotenscharfe Genauigkeitsanalyse für ein weiteres Szenario (Knoten 16)

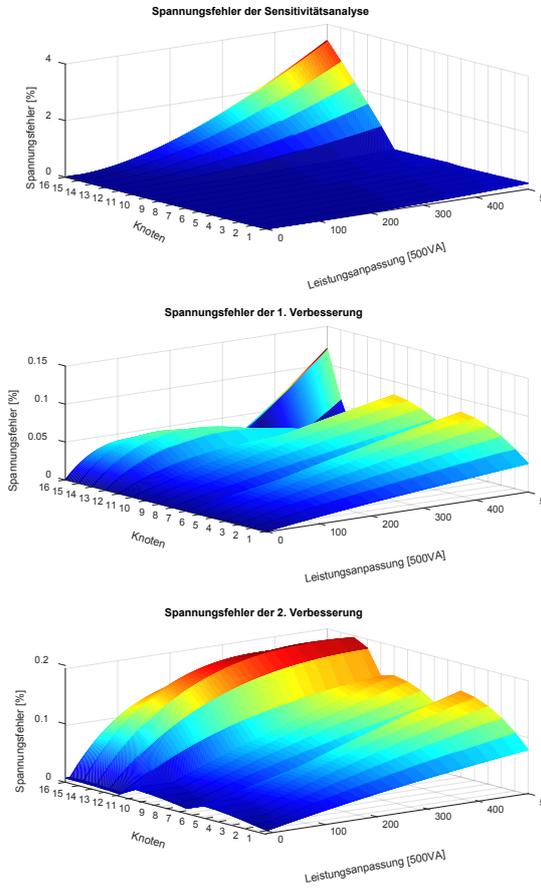


Abbildung 10-19 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für jeden Knoten im Netz für eine positive Wirkleistungsanpassung (Knoten 16)

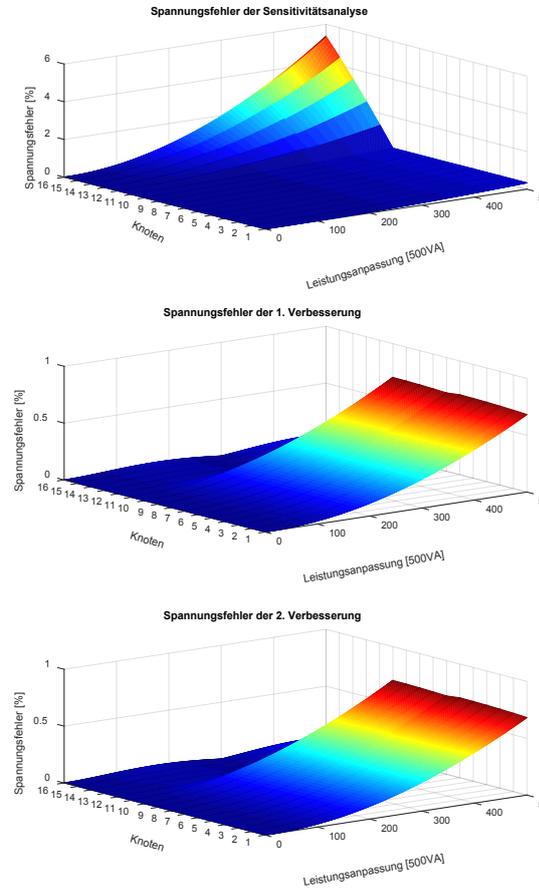


Abbildung 10-20 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für jeden Knoten im Netz für eine negative Wirkleistungsanpassung (Knoten 16)

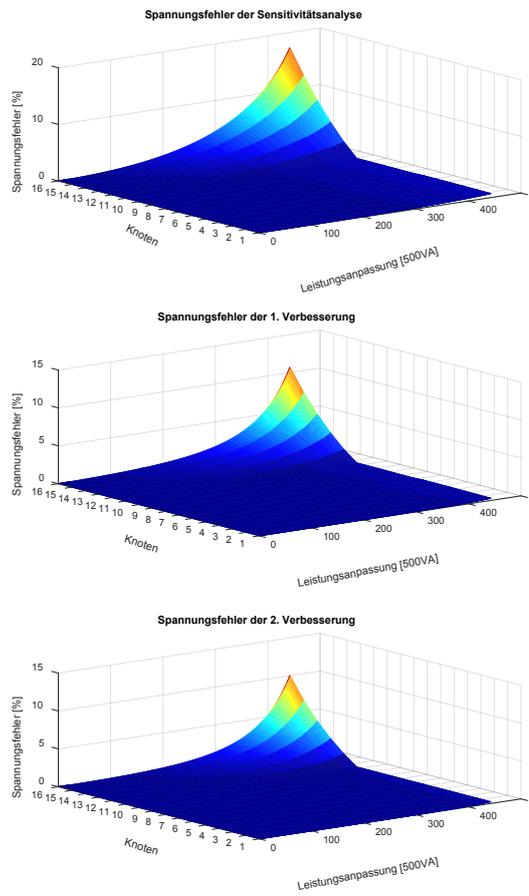


Abbildung 10-21 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für jeden Knoten im Netz für eine positive Blindleistungsanpassung (Knoten 16)

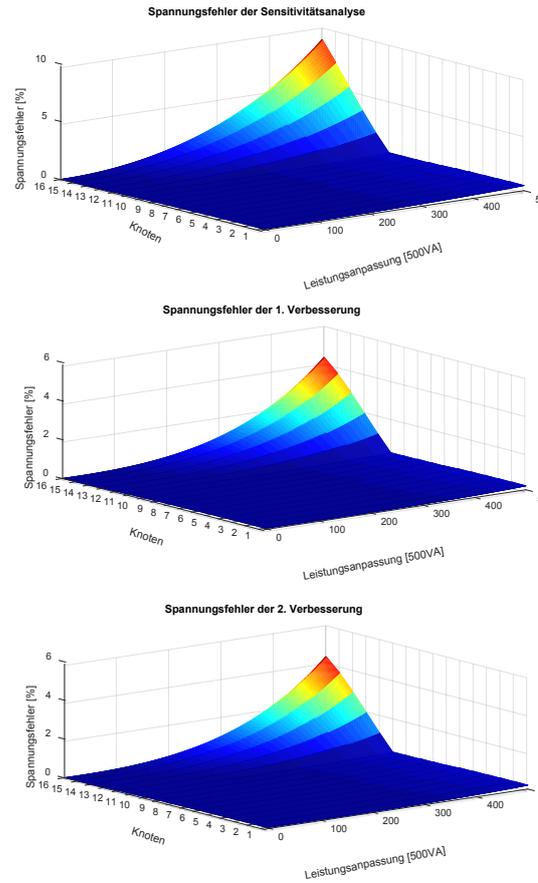


Abbildung 10-22 Genauigkeitsanalyse der Verfahren für jeden Knoten im Netz für eine negative Blindleistungsanpassung (Knoten 16)

11.3. Online Validierung von Netzparametern

11.3.1. Tabellarische Darstellung der Parametrierung

Tabelle 10-2 Benötigte Informationen für die Parametrierung der Niederspannungsautomatisierung

Zweiginformation									
Von Knoten	Nach Knoten	Länge in Meter	R in Ohm pro Meter	X in Ohm pro Meter	Maximaler Strom in Ampere				
Knoteninformation Bezugs- und Einspeisecharakteristik									
Knoten	Art des Knoten	Anzahl installierter Energie-zähler	Installierte Leistung in kW	Installierte Leistung der Ladesäule in kW	Installierte Leistung der Wärmepumpe in kW	PV-Leistung in kW	PV-Ausrichtung in °	PV-Neigung in °	Installierte Einspeiseleistung in kW
Knoteninformation Sensor									
Knoten		Gemessener Abgang			Gemessene Phase				
Knoteninformation Aktor									
Knoten	Art des Aktors	Ansteuercharakteristik	Minimaler Wirkleistungs-sollwert	Maximaler Wirkleistungs-sollwert	Minimaler Blindleistungs-sollwert	Maximaler Blindleistungs-sollwert	Benötigte Wartezeit	Mögliche Perioden	
Knoteninformation Transformator									
Knoten		Installierte Scheinleistung in kVA			Transformatorimpedanz in Ohm				

11.4. Aggregation der Niederspannungsflexibilität

11.4.1. Boxplot der Wirk- und Blindleistungsveränderung am Verknüpfungspunkt

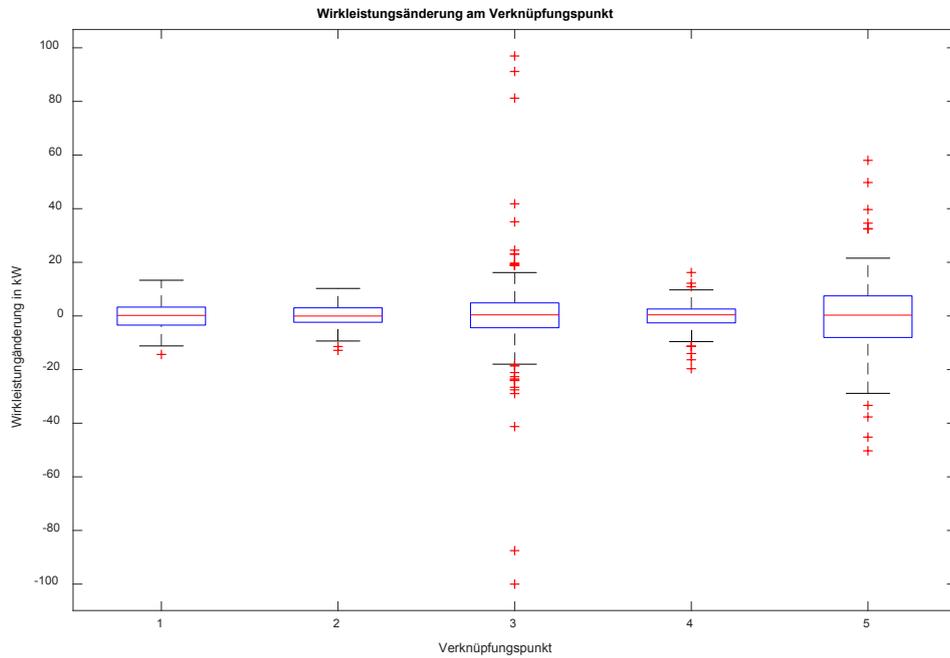


Abbildung 10-23 Wirkleistungsveränderung am Verknüpfungspunkt

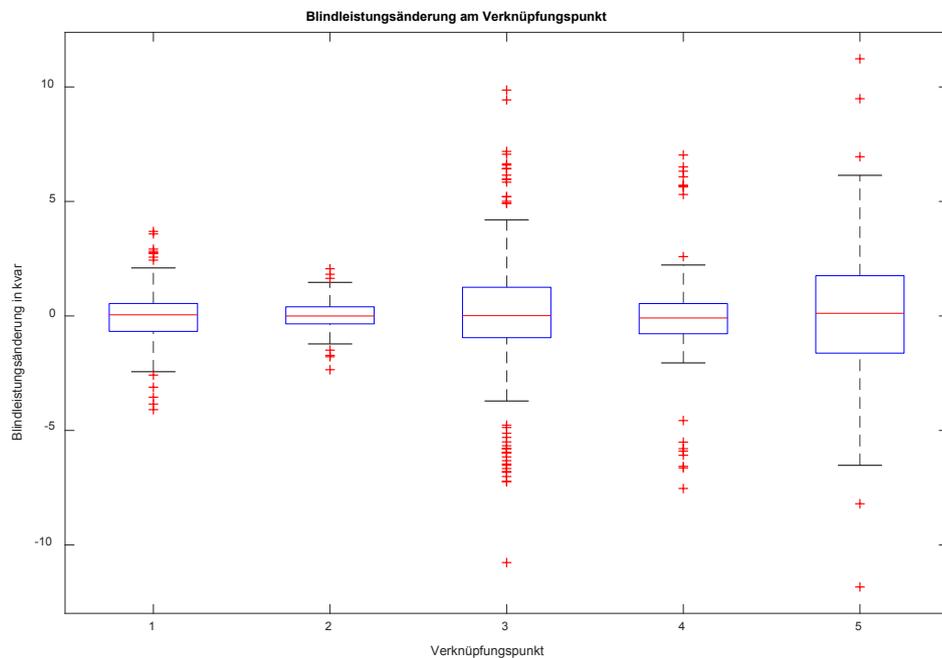


Abbildung 10-24 Blindleistungsveränderung am Verknüpfungspunkt

11.5. Priorisierungsprozess der Aktoren für Mittelspannungssollwerte

11.5.1. Priorisierungsprozess zur Spannungsbandoptimierung

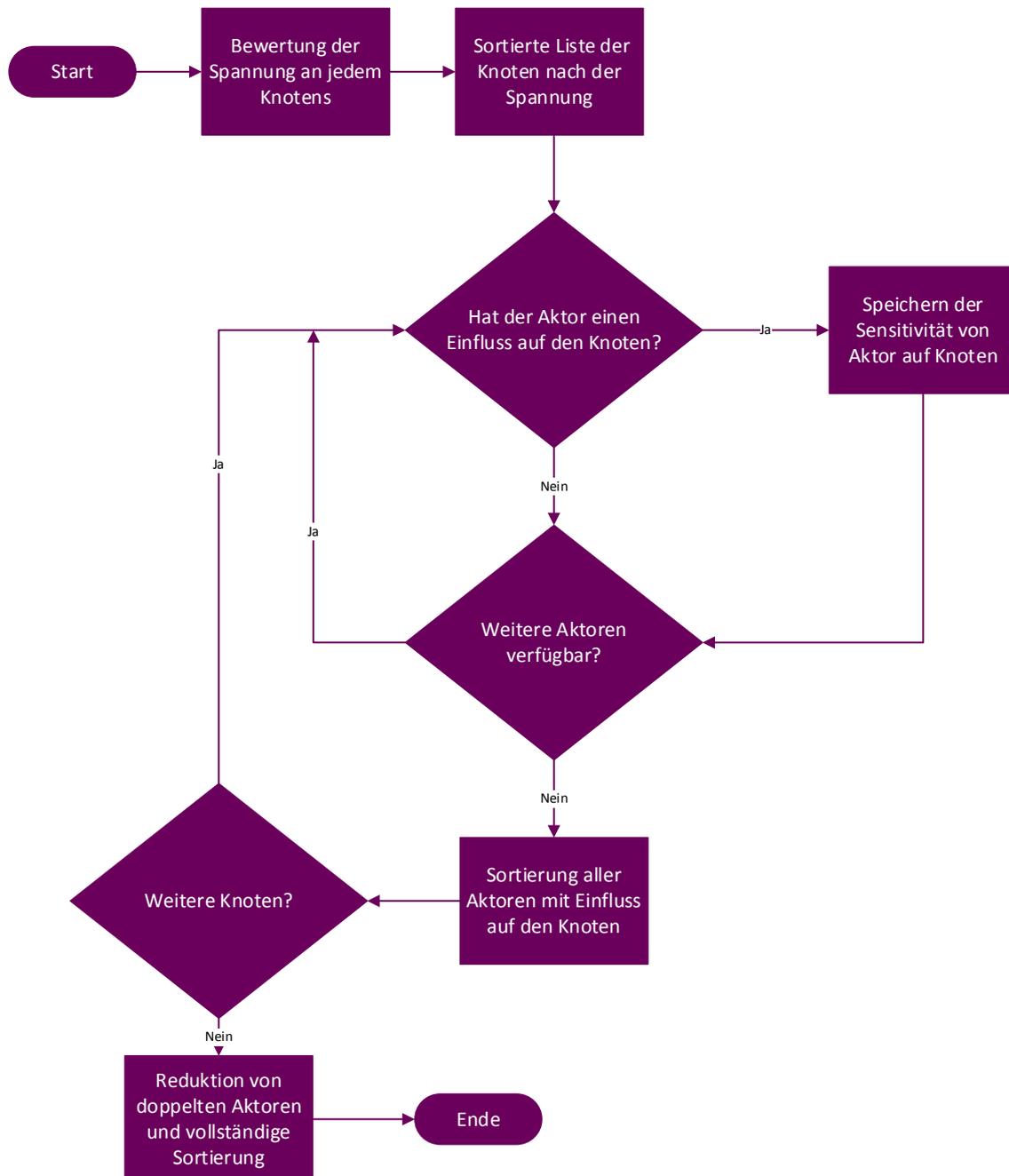


Abbildung 10-25 Priorisierungsprozess mit dem Sekundärziel der Spannungsbandoptimierung

11.5.2. Priorisierungsprozess zur Optimierung der Betriebsmittelauslastung

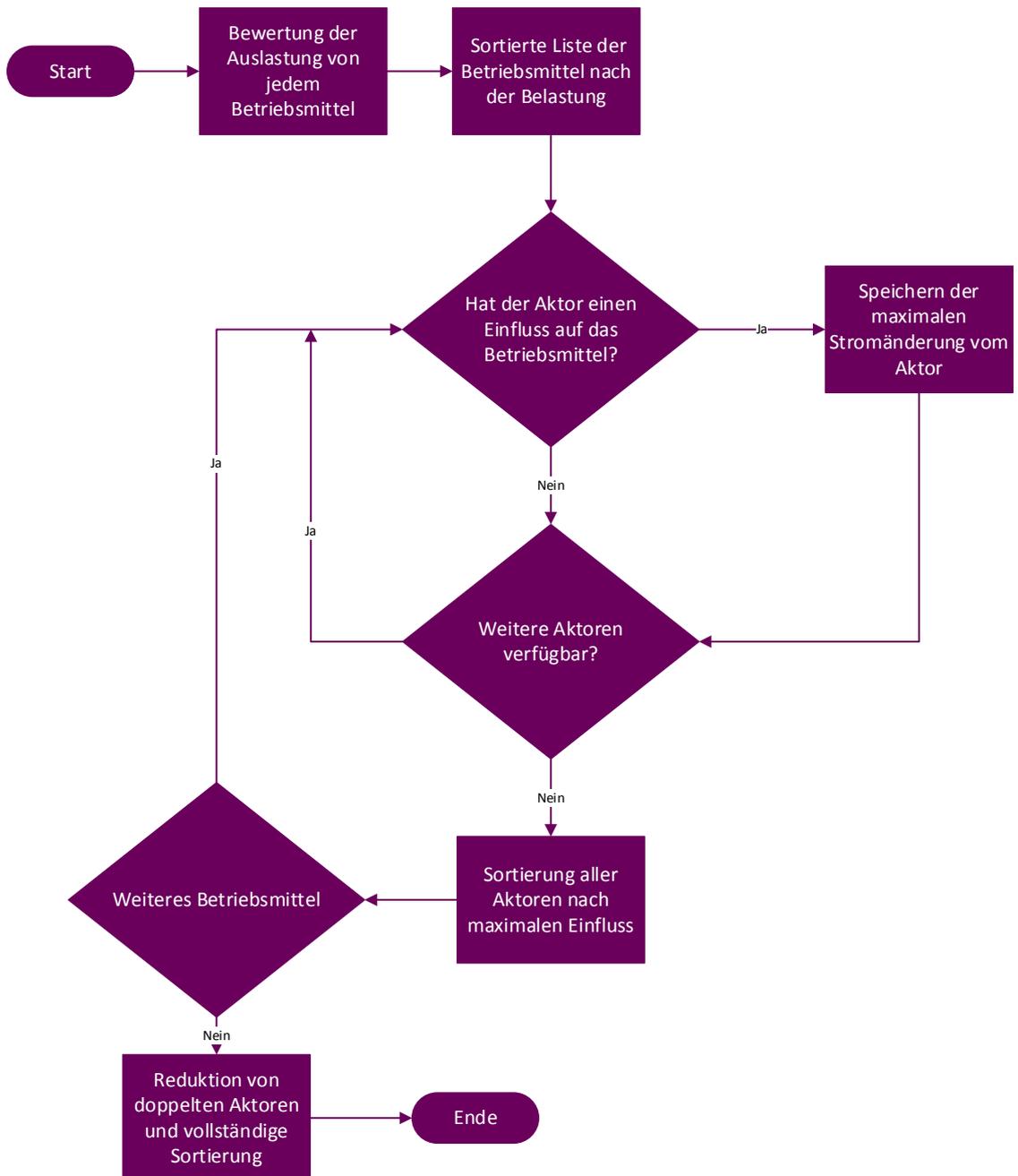


Abbildung 10-26 Priorisierungsprozess mit dem Sekundärziel zur Optimierung der Betriebsmittelauslastung

11.5.3. Priorisierungsprozess zur Nivellierung der Ausnutzung

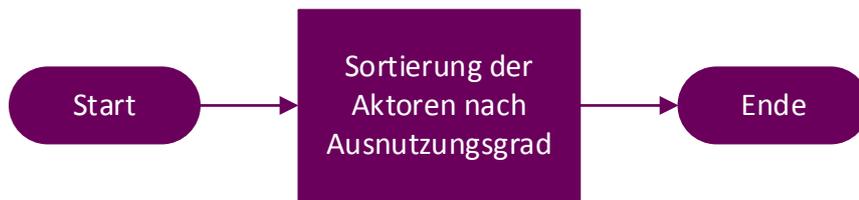


Abbildung 10-27 Priorisierungsprozess mit dem Sekundärziel der Nivellierung der Ausnutzung

11.5.4. Priorisierungsprozess zur Wirtschaftlichkeitsoptimierung



Abbildung 10-28 Priorisierungsprozess mit dem Sekundärziel zur Reduktion der Kosten