

TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN
Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik
Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze

Technisches Potenzial eines Flexibilitätsmarktes auf Niederspannungsebene

Marco Wagler

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender	Univ.-Prof. Dr.-Ing.
Prüfer der Dissertation	1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann
	2. Univ.-Prof. Dr.-Ing.

Die Dissertation wurde am xx.12.2017 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik am xx.yy.20zz angenommen.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München.

Meinen besonderen Dank möchte ich Ihnen, Herrn Prof. Dr.-Ing. Witzmann, für die herausragende Betreuung während meiner Promotion aussprechen. Die großartige persönliche Unterstützung und Ihr stets offenes Ohr trugen maßgeblich zur Erstellung der Arbeit bei. Die vielen fachlichen Diskussionen im Bereich der elektrischen Energieverteilung und -übertragung waren wertvolle Anregungen weit über die hier präsentierte Dissertation hinaus.

Ein herzliches Dankeschön gilt auch meinen aktuellen und früheren Kollegen von der Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze und vom Lehrstuhl für Hochspannungs- und Anlagentechnik. Es war mir eine große Ehre und Freude mit euch zusammenzuarbeiten. Ich bin mir sicher, dass die entstandene Freundschaft auch noch lange nach unserer gemeinsamen Zeit an der Universität andauert.

Meiner Familie, meinen Freunden und meiner Freundin gebührt besonderer Dank. Ohne euch wäre der lange Weg bis hierher nicht möglich gewesen. Ihr wart in allen Lebenslagen immer für mich da, habt immer an mich geglaubt und mich unterstützt. Dankeschön.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	iii
1 Einleitung	1
2 Idee des Flexibilitätsmarktes	3
2.1 Zusammenspiel von Energiewirtschaft und technischem Netzbetrieb	3
2.2 Veränderte Auslastung der Niederspannungsnetze	6
2.2.1 Spannungsbandverletzungen	6
2.2.2 Überlastung der Betriebsmittel	10
2.3 Funktionsprinzip Flexibilitätsmarkt	11
3 Kernkomponenten des Flexibilitätsmarktes	19
3.1 Lastflussrechnung	19
3.1.1 Symmetrische Lastflussrechnung	19
3.1.2 Unsymmetrische Lastflussrechnung	22
3.2 Sensitivitätsanalyse	24
3.2.1 Spannungssensitivität im symmetrischen Fall	24
3.2.2 Zusammenhang der Spannungssensitivität zwischen symmetrischem und unsymmetrischem Fall	25
3.2.3 Ermittlung der Spannungssensitivität	29
3.2.4 Ermittlung der Sensitivität auf die Leitungsauslastung	33
3.2.5 Ermittlung der Sensitivität auf die Transformatorauslastung	34
3.3 Zustandsschätzung	36
3.3.1 Klassischer symmetrischer Ansatz	37
3.3.2 Zustandsschätzung in unsymmetrisch belasteten Netzen	42
3.3.3 Simulationsergebnisse für das Netz R1	46
4 Simulationsumgebung	53
4.1 Modellierung der Netzteilnehmer und deren Flexibilität	53
4.1.1 Haushaltsverbraucher	53
4.1.2 Elektroautos	56
4.1.3 Wärmepumpen	60

4.1.4	Photovoltaikanlagen und Heimspeicher	63
4.2	Untersuchte Netzgebiete	66
4.3	Mittelspannungslack	70
4.4	Modellierung des Flexibilitätsmarktes	72
5	Technisches Potenzial eines flexiblen Niederspannungsnetzbetriebs	73
5.1	Ergebnisse einer repräsentativen Verteilung im Netz R1	74
5.1.1	Knotenspannung und Betriebsmittelauslastung	74
5.1.2	Eingesetzte Flexibilität	78
5.2	Ergebnisse aller 100 Verteilungen im Netz R1	85
5.2.1	Knotenspannung und Betriebsmittelauslastung	85
5.2.2	Eingesetzte Flexibilität	89
5.3	Ergebnisse der Musternetze	91
5.4	Bewertung des technischen Potenzials	93
6	Erweiterte Problemstellungen	97
6.1	Vergütung der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung	97
6.1.1	Ermittlung der Erlösobergrenze	98
6.1.2	Konkrete Hemmnisse für die Einführung eines Flexibilitätsmarktes	101
6.2	Mindestteilnehmeranzahl	105
6.3	Wechselwirkungen innerhalb des Verbundnetzes	107
6.4	Berücksichtigung von Flexibilität in der Netzplanung	107
6.5	Negative Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit	108
7	Zusammenfassung und Empfehlung	111
	Literaturverzeichnis	113
	Abbildungsverzeichnis	123
	Tabellenverzeichnis	127
A	Anhang	129
A.1	Ergänzende Informationen zur Zustandsschätzung	129
A.1.1	Formeln für die Zustandsschätzung im symmetrischen Fall	129
A.1.2	Formeln für die Zustandsschätzung im unsymmetrischen Fall	131
A.1.3	Positionierung der Messgeräte im Netzgebiet R1	132
A.2	Ergänzende Informationen zur Simulationsumgebung	134
A.3	Ergänzende Informationen zu den Ergebnissen	136

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
B	Suszeptanz (Imaginärteil der Admittanz)
B_0	Bonus
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAPEX	Kapitalkosten
DC	Gleichstrom / Direct Current
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EF_t	Erweiterungsfaktor
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZS	Erzeuger-Zählpfeil-System
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb
G	Konduktanz (Realteil der Admittanz)
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
I/\underline{I}	Strombetrag / komplexer Strom
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
K_b	Beeinflussbare Kosten
K_{dnb}	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
K_{vb}	Vorübergehend beeinflussbare Kosten
K_{vnb}	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten
$KK A_t$	Kapitalkostenaufschlag
MG0	Mit-Gegen- und Nullsystem
MRL	Minutenreserveregelleistung
MS	Mittelspannung
NL	Neutralleiter
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Operative Kosten

OTC	Over-The-Counter
P	Wirkleistung
PRL	Primärregelleistung
Q	Blindleistung
Q_t	Qualitätselement
R	Ohmscher Widerstand
reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
RMSE	Root-Mean-Square-Error
SOC	State of Charge
SRL	Sekundärregelleistung
STATCOM	Static-Synchronous-Compensator
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
T	Dauer einer Regulierungsperiode
TN-C	Terra-Neutral-Combined
TP	Technisches Potential
TWh	Terawattstunde
U/U	Betrag der Knotenspannung (Leiter-Erde) / komplexe Knotenspannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
V_t	Verteilungsfaktor
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
VZS	Verbraucher-Zählpfeil-System
WLS	Weighted Least Square
X	Induktiver Widerstand
Y	Komplexe Admittanz
Z	Komplexe Impedanz

1 Einleitung

Eine der größten Herausforderungen unserer Zeit ist die Bekämpfung des weltweiten, von uns Menschen verursachten Klimawandels. Neben vielen weiteren Ländern hat sich daher auch die Bundesregierung Deutschland konkrete Klimaziele gesetzt. Um die schlimmsten Folgen des Klimawandels noch abzuwenden, sollen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % bezogen auf das Jahr 1990 reduziert werden [BMWi10]. Damit dieses ehrgeizige Ziel erreicht werden kann, muss auch der Stromsektor den CO₂-Ausstoß deutlich drosseln. Dazu wird die Erzeugungsstruktur radikal geändert. Große konventionelle Kraftwerksblöcke weichen Anlagen aus erneuerbaren Energien, die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) staatliche Förderung erhalten. Bis 2050 wird angestrebt, 80 % des Bruttostromverbrauchs durch Wind, Wasser, solare Strahlung und andere erneuerbare Quellen zu decken.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen der alten und der neuen Erzeugerlandschaft ist die Größe der einzelnen Einspeiseanlagen. Konventionelle Kraftwerksblöcke weisen häufig Nennleistungen mit mehreren 100 MW auf, wohingegen bei Anlagen aus erneuerbaren Energien in vielen Fällen Nennleistungen unter 100 kW anzutreffen sind. Dieser Gegensatz wird vor allem bei der Zuordnung des Netzverknüpfungspunktes deutlich. Einspeiser der neuen Generation sind aufgrund ihrer größtenteils geringeren Nennleistung oft auf Verteilnetzebene angeschlossen, sodass zunehmend eine Umkehr der bisherigen Lastflussrichtung eintritt. Abbildung 1.1 zeigt die regenerative Einspeiseleistung je Spannungsebene und quantifiziert, dass 95 % der EEG-Leistung auf Verteilnetzebene angeschlossen ist (Stand 08.2015 auf Basis der Daten in [DGS15]). Im Umkehrschluss bedeutet dieser Wert, dass nur 5 % der EEG-Leistung direkt in das Übertragungsnetz eingespeist wird.

Die rasant gestiegene Rückspeisung großer Energiemengen auf lokaler Ebene stellt die Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen im Hinblick auf die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte. Des Weiteren dürfen Betriebsmittel durch den abgeänderten Lastfluss nicht überlastet werden. Eine zuverlässige und robuste Lösung stellt der Netzausbau bzw. Netzneubau dar. In [Dena12] wird die von 2012 bis 2020 benötigte neue Stromkreislänge auf Verteilebene mit ca. 100.000 km angegeben, womit immense Kosten in Höhe von ca. 20 Mrd. € verbunden sind.

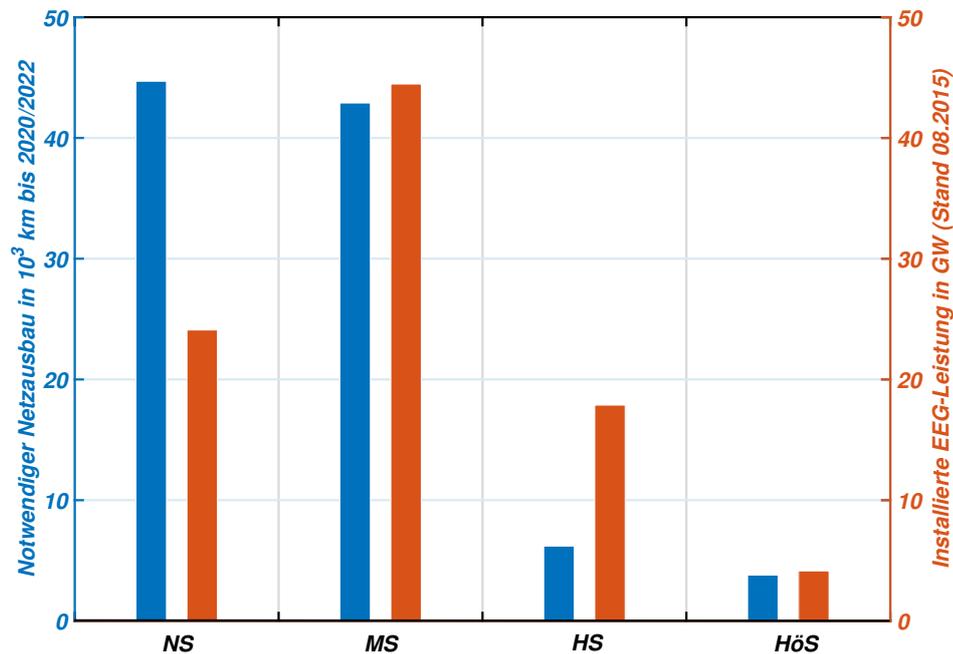


Abbildung 1.1: Prognostizierter Netzausbau bis 2020/2022 nach [Dena12, Sch12] und installierte EEG-Leistung auf Basis der Daten in [DGS15]

Abbildung 1.1 zeigt, dass ein Großteil der benötigten Leitungen bis 2020 auf Niederspannungsebene (NS) anfällt. Der hohe Ausbaubedarf auf dieser Ebene überrascht nicht, da hier über 95 % der insgesamt 1,6 Mio. regenerativen Anlagen angeschlossen sind (Stand August 2015 nach [DGS15]). Aus diesem Grund erscheint es besonders lohnend, bereits auf der niedrigsten Spannungsebene nach Alternativen zum Netzausbau zu suchen. Neben dem Einsatz innovativer Betriebsmittel wird derzeit auch das Konzept des flexiblen Verteilnetzbetriebs kontrovers diskutiert. Das auch unter dem Namen Flexibilitätsmarkt oder Flexmarkt bekannte Konzept sieht mit Hilfe eines Marktmodells vor, lokalen Netzengpässen durch die Modifikation der Wirk- und Blindleistungsflüsse entgegenzuwirken. Im Rahmen dieser Arbeit soll die Frage geklärt werden, ob dieses Konzept auf NS-Ebene aus technischer Sicht tatsächlich eine Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellt. Dazu wird im folgenden Kapitel die Idee und das Funktionsprinzip des Flexmarktes beleuchtet. Im Anschluss daran werden wichtige Kernkomponenten sowie die Simulationsumgebung vorgestellt. Auf Basis der Simulationen kann in Kapitel 5 das technische Potenzial des Flexmarktes ermittelt werden. Weitere Herausforderungen, die über die technische Wirksamkeit des Flexmarktes hinausgehen, werden ebenso eruiert. Am Ende der Arbeit werden die gesammelten Ergebnisse in eine Empfehlung übersetzt.

2 Idee des Flexibilitätsmarktes

2.1 Zusammenspiel von Energiewirtschaft und technischem Netzbetrieb

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definiert in § 1 Abs. 1 EnWG eine „sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ zum Zweck des Gesetzes. Der Ausdruck „sichere Versorgung“ lässt sich unter anderem in folgende technisch eindeutige Aufgaben übersetzen:

- Die Netzfrequenz als Indikator für das Verhältnis zwischen Erzeugung und Verbrauch ist auf einen Wert von 50 Hertz zu halten.
- Im Normalzustand soll sowohl die Spannung, als auch die Betriebsmittelauslastung unabhängig von der Spannungsebene innerhalb der vorgeschriebenen Grenzwerte gehalten werden.
- Kommt es im Netz zum Ausfall eines Betriebsmittels, soll nach [Heu13] die Versorgung unabhängig von der Spannungsebene nicht unterbrochen werden (n-1 Sicherheit).

Im TransmissionCode 2007 [VDN07] teilen die in § 13 EnWG als systemverantwortlich definierten Übertragungsnetzbetreiber die dazu benötigten sogenannten Systemdienstleistungen in die vier Bereiche Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und System-/Betriebsführung auf. Dabei spielt die Frequenzhaltung eine besondere Rolle, da sie als einzige Systemdienstleistung auf Basis von Marktmechanismen realisiert wird. Um einen Frequenzwert von 50 Hertz sicherzustellen, ist das erfolgreiche Zusammenspiel zwischen Märkten, physikalischen Prinzipien und anderen Instrumenten unabdingbar. Anhand von Abbildung 2.1 wird dieses Zusammenspiel und der zeitliche Ablauf erläutert.

Der Strommarkt bringt in erster Instanz die Erzeugung und den Verbrauch von Energie in Übereinstimmung. Grundsätzlich bieten Energieerzeuger an der Börse eine gewisse Menge an Energie für einen bestimmten Zeitpunkt und zu einem definierten Preis an. Unternehmen stellen entweder direkt oder als Stellvertretung für ihre Kunden ebenso eine Anfrage an die Börse in der sie Zeitpunkt, Menge und Preis der benötigten Energie festlegen. Die angebotenen Energiemengen werden im Anschluss nach dem Merrit-Order-Prinzip

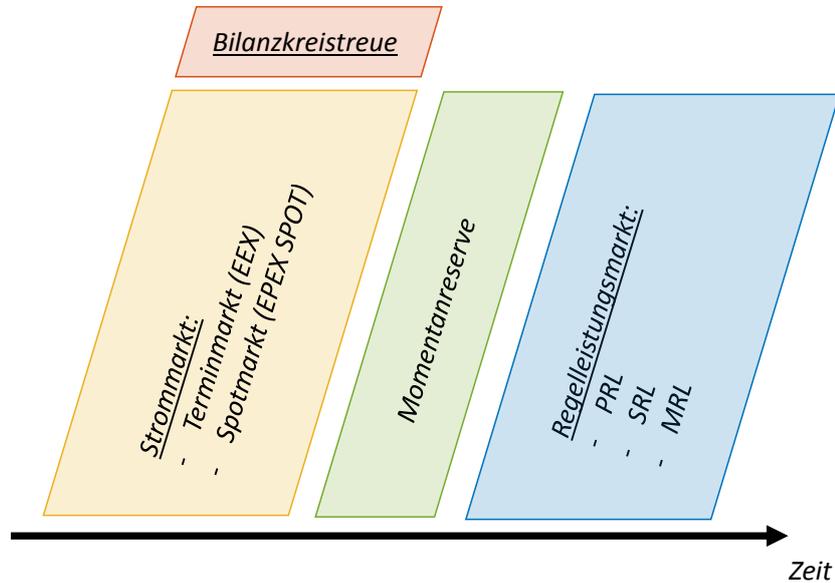


Abbildung 2.1: Zusammenspiel von Strommarkt, Regelleistung, Momentanreserve und Bilanzkreistreue zur Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch

preislich solange aufsteigend sortiert, bis ein Schnittpunkt mit der Nachfragekurve erreicht ist. Dieser Schnittpunkt legt den Market-Clearing-Preis fest, der für alle bezuschlagten Handelsteilnehmer Gültigkeit besitzt. Dabei ist zwischen den beiden Handelsplätzen Terminmarkt und Spotmarkt zu unterscheiden. Am Terminmarkt ist es möglich, längerfristigen Handel zu betreiben (bis zu sechs Jahre), wodurch eine Absicherung gegen auftretende Preisschwankungen getroffen werden kann. Der Terminmarkt wird durch die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig abgewickelt und umfasste im Jahr 2016 ein Handelsvolumen von 3920 TWh [EEX17]. Am Spotmarkt (EPEX SPOT in Paris) kann hingegen kurzfristig gehandelt werden. Hierbei ist es möglich, Energiemengen bis zu einer halben Stunde vor Lieferbeginn zu kontrahieren. Im Jahr 2016 wurde nach [EEX17] am Spotmarkt ein Handelsvolumen von 535 TWh erzielt. Zusätzlich zu den Auktionen besteht die Option, im Over-The-Counter (OTC) - Geschäft bilaterale Verträge abzuschließen.

Schlussendlich ergibt sich sowohl für Energieerzeuger als auch Verbraucher ein Fahrplan, der festlegt, wann welche Menge an Energie zu liefern bzw. zu verbrauchen ist. Gesetzt dem Fall, jede Vertragspartei hält sich an diesen Fahrplan, wäre somit bereits ein Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener Leistung sichergestellt. In der Realität kann davon allerdings nicht ausgegangen werden, da die Prognosen sowohl auf Erzeugerseite, als auch auf Verbraucherseite mit Unsicherheiten behaftet sind. Damit die ausgehandelten Fahrpläne

	PRL	SRL	MRL
Mindestangebot:	± 1 MW	aktuell: 5 MW ab Juli 2018: 1 MW	aktuell: 5 MW ab Juli 2018: 1 MW
Aktivierungsdauer:	≤ 30 Sekunden	≤ 5 Minuten	≤ 15 Minuten
Ausschreibung:	wöchentlich	aktuell: wöchentlich ab Juli 2018: täglich	aktuell: werktäglich ab Juli 2018: täglich
Bereitstellungsdauer:	1 Woche	aktuell: 12 h Scheiben ab Juli 2018: 4 h Scheiben	4 h Scheiben
Vergütung:	Leistung	Leistung + Arbeit	Leistung + Arbeit

Tabelle 2.1: Eckdaten für die Bereitstellung der verschiedenen Regellenergiearten nach den Daten in [Nex, Reg]

jedoch nicht nach Belieben verletzt werden, verpflichtet § 4 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) die sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen zu einer in jeder Viertelstunde ausgeglichenen Bilanz. Bilanzkreise sind nach § 3 Abs. 10a EnWG dabei als eine virtuelle Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen zu verstehen.

Die Menge an Prognosefehlern führt dazu, dass manche Bilanzkreise zu viel Leistung einspeisen (Überdeckung). Bei anderen ist hingegen eine Unterdeckung möglich. Deutschlandweit kommt es zu einer Durchmischung, wobei trotzdem von einem gewissen Grad an Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugehen ist. Tritt dieser Fall ein, wird das augenblicklich auszugleichende Leistungsdefizit durch die Schwungmassen der Kraftwerksgeneratoren bereitgestellt. Das physikalische Gesetz der Massenträgheit ermöglicht das Speichern von Energie in rotierenden Massen. Kommt es zu einem schlagartigen Anstieg des Energieverbrauchs, wird die benötigte Energie durch ein Abbremsen der rotierenden Massen bereitgestellt (und umgekehrt). Diese sogenannte Momentanreserve hat allerdings zur Folge, dass sich die Drehzahl der Generatoren und damit die Frequenz im Netz ändert. Überschreitet eine derartige Änderung das Totband von 49,99-50,01 Hertz, wird automatisch die Primärregelleistung (PRL) aktiviert. Die durch die Momentanreserve abgedämpfte Frequenzabweichung kann somit im bestmöglichen Fall stabilisiert werden. Die Verantwortung zur Rückführung der Frequenz auf ihren Ursprungswert von 50 Hertz trägt die Sekundärregelleistung (SRL). Im Gegensatz zur PRL verhindert der integrierende Anteil in der Regelstruktur eine bleibende Frequenzabweichung. Für langanhaltende Störungen ist der SRL als Sicherheitspuffer noch die Minutenreserve (MRL) unterstellt. In Tabelle 2.1 sind die Eckdaten für die Bereitstellung und den Handel von Regelleistung zusammengefasst. Die Kosten für den Einsatz der Sekundärregularbeit und Minutenreservearbeit werden mit Hilfe des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) auf die verantwortlichen Bilanzkreise umgelegt.

Die mit den erneuerbaren Energien einhergehende sinkende Prognosegüte sowie der Ersatz konventioneller rotierender Massen durch leistungselektronisch angebundene Erzeuger, stellt die Stabilität des gesamten Verbundnetzes vor große Herausforderungen. Der Fokus dieser Arbeit liegt allerdings nicht auf dem Gedanken der Systemstabilität. Vielmehr untersucht diese die lokalen Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf das Verteilnetz, insbesondere auf das Niederspannungsnetz. Dazu werden im nächsten Kapitel die lokalen Auswirkungen erläutert und Lösungsmöglichkeiten vorgestellt. Die Ergänzung der etablierten Märkte um lokale Flexibilitätsmärkte wird als alternatives Lösungskonzept eingeführt und im Laufe der Arbeit bewertet.

2.2 Veränderte Auslastung der Niederspannungsnetze

Der Zubau neuartiger dezentraler Netzteilnehmer auf Niederspannungsebene führt dort zu einer neuen Lastflusssituation. Infolgedessen ändern sich die Knotenspannungen sowie die Auslastung der Betriebsmittel. Da die Hauptprobleme auf NS-Ebene derzeit von vorwiegend im Süden angeschlossenen Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) ausgehen, werden diese für die Erklärungen herangezogen. Die präsentierten physikalischen Zusammenhänge und Wirkungsweisen in diesem Kapitel gelten jedoch gleichermaßen für andere Erzeuger und Lasten. Mit Ausnahme der Neutralleiterüberlastung werden für die präsentierten Zusammenhänge zum besseren Verständnis symmetrische Bedingungen vorausgesetzt.

2.2.1 Spannungsbandverletzungen

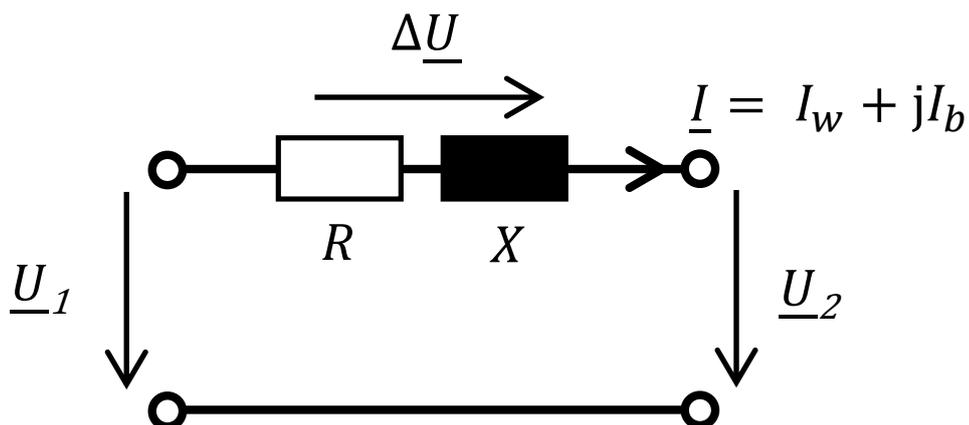


Abbildung 2.2: Leitungsersatzschaltbild für die Niederspannung

Abbildung 2.2 zeigt das prinzipielle symmetrische Ersatzschaltbild einer Niederspannungsleitung, bestehend aus einem ohmschen Anteil R und einem induktiven Widerstand X . Der

komplexe Spannungsabfall bzw. Spannungsanstieg ΔU über die Leitung ist nach Formel 2.1 sowohl von den Elementen der Leitung, als auch vom zu transportierenden Strom abhängig.

$$\begin{aligned} \Delta U &= (R + jX) \cdot (I_w + jI_b) \\ \rightarrow \Delta U &= \underbrace{(R \cdot I_w - X \cdot I_b)}_{= \text{Längsspannungsabfall}} + \underbrace{j(X \cdot I_w + R \cdot I_b)}_{= \text{Querspannungsabfall}} \quad (2.1) \\ &\rightarrow \Delta U \approx R \cdot I_w - X \cdot I_b \end{aligned}$$

Bei konstanter Eingangsspannung U_1 , kann zur Bestimmung des Spannungsbetrags U_2 in guter Näherung der Längsspannungsabfall verwendet werden. Die reine Einspeisung von Wirkleistung resultiert aufgrund des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) in einem negativen Wirkstrom, wodurch auch der Spannungsabfall ΔU ein negatives Vorzeichen erhält. Im Netz hat dies einen Spannungshub am Einspeisepunkt zur Folge. Die Abhängigkeit des Spannungshubes vom Leitungswiderstand R zeigt, dass vor allem weit abgelegene Einspeisepunkte (die durch Kabel mit geringem Querschnitt angebunden sind) mit einem großen Spannungsanstieg rechnen müssen.

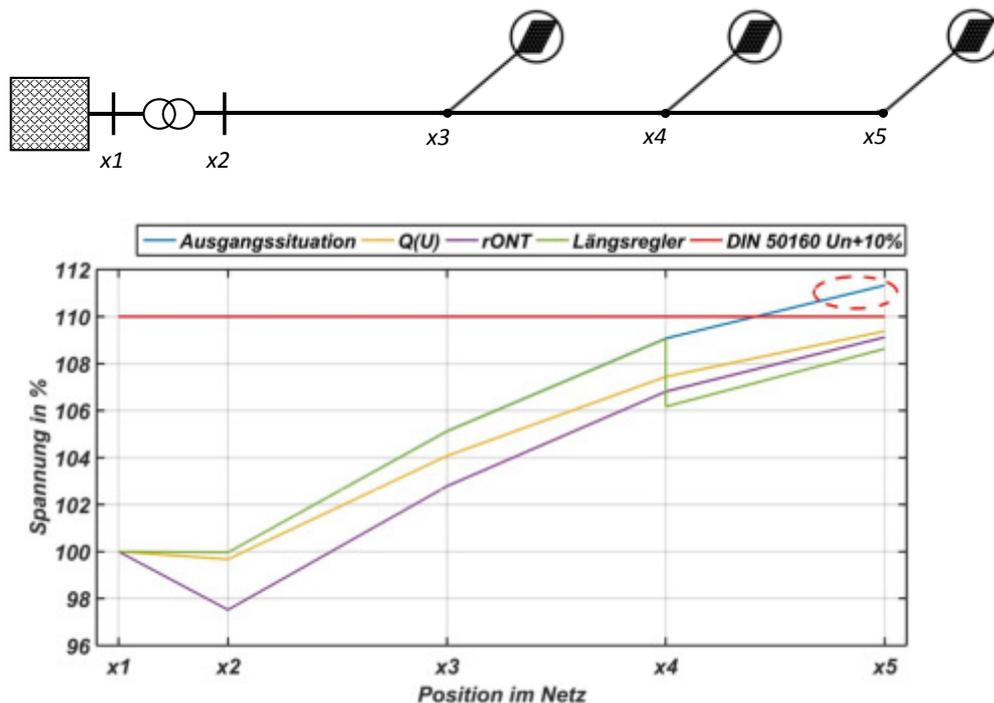


Abbildung 2.3: Spannungsanhebung im NS-Netz durch dezentrale PV-Einspeisung und mögliche Gegenmaßnahmen

In Abbildung 2.3 sind drei PV-Anlagen innerhalb eines Stranges mit dem NS-Netz verbunden. Anhand dieser beispielhaften Konstellation soll die Auswirkung der PV-Einspeisung analysiert werden. Der Fall reiner Wirkleistungseinspeisung ist durch die blaue Kurve („Ausgangssituation“) gekennzeichnet. Die Einspeisung der drei PV-Anlagen führt am Strangende zu einer Überschreitung des nach DIN EN 50160 erlaubten Spannungsbandes von $230\text{ V} \pm 10\%$ [DIN11]. Eine derartige Betriebsweise kann eine Abschaltung der betroffenen PV-Anlage nach sich ziehen, wodurch der Eigentümer bei nicht ausreichender Entschädigung finanzielle Nachteile davonträgt. Versagt die automatische Abschaltung, kann es auch zu Beschädigungen anderer, an diesem Knoten angeschlossener Geräte kommen. Eine effiziente Gegenmaßnahme zur Vermeidung von unzulässig hohen Knotenspannungen ist daher zu treffen. Im weiteren Verlauf werden verschiedene Gegenmaßnahmen vorgestellt.

- Konventioneller Netzausbau: Der Ausbau oder auch Neubau von Leitungen führt dazu, dass der ohmsche Widerstand in Formel 2.1 verringert wird und somit der Spannungsabfall kleiner ausfällt. Nachteilig sind jedoch die hohen Kosten dieser bewährten und zuverlässigen Gegenmaßnahme. In [Dena12] werden die Kosten für den konventionellen Netzausbau (inkl. Erdarbeiten) zwischen $60.000 \frac{\text{€}}{\text{km}}$ und $100.000 \frac{\text{€}}{\text{km}}$ angegeben. Nach dem Bundesländerszenario ergeben sich damit bis 2030 deutschlandweit Gesamtkosten für den Niederspannungsnetzausbau in Höhe von bis zu 4,2 Mrd. €. Darin enthalten sind auch Kosten, die durch eine Überlastung der Betriebsmittel entstehen. Spannungsbandverletzungen sind auf Niederspannungsebene jedoch Haupttreiber für den Netzausbaubedarf. Durch den Einsatz intelligenter Betriebsmittel können nach [Dena12] die hohen Kosten um bis zu 42 % reduziert werden.
- Einsatz von Blindleistung: Unter dem Begriff „intelligente Betriebsmittel“ wird in [Dena12] unter anderem der Einsatz von Blindleistung thematisiert. In Formel 2.1 äußert sich Blindleistung durch das Vorhandensein einer Blindstromkomponente. Je nach Vorzeichen trägt diese über die Induktivität zum Längsspannungsabfall bei. Wirkt die Blindleistung induktiv, was im Verbraucherzählpeilsystem einer negativen Blindstromkomponente entspricht, wird die Spannung gesenkt. Im Umkehrschluss dazu führt kapazitives Verhalten zu einem Anstieg der Spannung. Blindleistung kann ohne großen Zusatzaufwand beispielsweise durch PV-Wechselrichter bereitgestellt werden. In [VDE11] ist festgelegt, dass die am Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen abhängig von ihrer jeweiligen Größe einen $\cos\varphi$ von bis zu 0,9 (sowohl kapazitiv als auch induktiv) liefern können. Die im Jahr 2011 verabschiedete Niederspannungsrichtlinie [VDE11] schlägt dabei vor, Blindleistung mit Hilfe eines konstanten Leistungsfaktors oder durch eine $\cos\varphi(P)$ -Charakteristik bereitzustellen. Eine neuere Studie [Eng14] hat allerdings die Vorteile einer $Q(U)$ -Charakteristik herausgearbeitet, sodass diese bedarfsgerechte Variante für überarbeitete Versionen der Niederspannungsrichtlinie empfohlen wird. Abbil-

dung 2.3 zeigt, dass in dem vorgestellten Beispiel durch den Einsatz der $Q(U)$ -Regelung in jeder PV-Anlage die Einhaltung der Spannungsgrenzen sichergestellt werden kann.

Neben umrichterbasierten Einspeiseanlagen kann Blindleistung auch durch parallel eingebundene Kapazitäten, Induktivitäten oder auch durch Flexible-Alternative-Current-Transmission-Systems (FACTS) bereitgestellt werden. Zukünftig ist vor allem der Einsatz von Static-Synchronous-Compensators (STATCOM) zur Spannungshaltung auf NS-Ebene nach [Eng14] denkbar. STATCOMs sind parallel angebundene Wechselrichter, welche stufenlos ausschließlich Blindleistung mit dem Netz austauschen [Wit17].

- Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT): Der rONT als intelligentes Betriebsmittel bewirkt durch die Änderung des Übersetzungsverhältnisses eine Spannungsregelung im gesamten Netzgebiet. Dabei wird ein herkömmlicher Transformator bevorzugt auf Oberspannungsseite um sogenannte Stufenschalter erweitert, wodurch sich eine variable Windungszahl auf der modifizierten Seite ergibt. Je nach Art der Regelung wird damit die Spannung auf der Unterspannungsseite oder die Spannung eines bestimmten Netzknotens geregelt. In Abbildung 2.3 stuft der rONT die Spannung auf NS-Seite um 2,5 % nach unten, sodass dem unzulässig hohen Spannungshub am Ende des Strangs erfolgreich entgegengesteuert werden kann.
- Einsatz eines Längsreglers: Im Gegensatz zum rONT wird der Längsregler im Niederspannungsnetz innerhalb des Netzgebiets eingesetzt. Bei inhomogenen Netzstrukturen hat der Längsregler somit gegenüber dem rONT den Vorteil, Netzstränge einzeln regeln zu können. Technisch umgesetzt wird der Längsregler meist durch eine seriell eingekoppelte, diskrete Spannung, die sowohl die Ausgangsspannung erhöhen, als auch senken kann. In Abbildung 2.3 ist der Längsregler direkt nach der zweiten PV-Anlage an Position x_4 eingebaut, sodass die Spannung an dieser Stelle sprunghaft sinkt. Eine Verletzung des Normgrenzwertes von 110 % wird verhindert.
- Einspeisemanagement: Die Verteilernetzstudie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [Büc14] hat gezeigt, dass der notwendige Netzausbau auf Verteilernetzebene um fast die Hälfte reduziert werden kann, wenn 3 % der Jahresenergie aus PV- und Windanlagen aberegelt werden darf. In § 13 Abs. 2 EnWG wird den Netzbetreibern daher erlaubt, das Instrument der Spitzenkappung bei der Netzplanung zu berücksichtigen. Im Hinweis des Forums für Netztechnik und Netzbetrieb (FNN) zur Spitzenkappung [FNN17] wird beschrieben, wie sich der für die Netzplanung resultierende verringerte Leistungswert der jeweiligen Einspeiseanlage berechnet. Kommt es im Betrieb zu einem Netzengpass, dürfen Netzbetreiber nach § 14 EEG die Leistung der Einspeiseanlagen drosseln. Demzufolge reduziert sich auch die Wirkstromkomponente auf der Leitung und der Spannungsanstieg wird abgeschwächt. Vergleicht man

das Einspeisemanagement mit dem Einsatz von Blindleistung, ist die Abregelung von Wirkleistung auf Niederspannungsebene deutlich effektiver. Grund hierfür ist das hohe R/X Verhältnis mit einem Wert von ca. 2,5 [Ker11]. Nichtsdestotrotz, sollte die Abregelung von EEG-Anlagen nur in Ausnahmefällen stattfinden, sodass nach § 14 Abs.1 EEG die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien eingespeist wird.

Konträr zu dem durch Einspeisung hervorgerufenen Spannungsanstieg, kommt es bei hoher Last zu einem Spannungsabfall. Die vorgestellten Instrumente können in diesem Fall analog eingesetzt werden und agieren lediglich in die entgegengesetzte Richtung.

2.2.2 Überlastung der Betriebsmittel

Neben Spannungsbandproblemen führt die veränderte Netzteilnehmerstruktur auch zu einer veränderten Auslastung der Betriebsmittel. Die existierenden Netze sind in der Regel so ausgelegt, dass bisherige Lastflüsse problemlos transportiert werden können. Die Integration der erneuerbaren Energien, auf NS-Ebene allem voran der PV, aber auch die prognostizierte Laststeigerung durch Elektroautos und Wärmepumpen, können die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel übersteigen. Die Lösungsmöglichkeiten lassen sich grundsätzlich in drei Kategorien einteilen.

- Aufteilung des verursachenden Stroms: In diese Kategorie fallen beispielsweise bei Leitungsüberlastungen der Zubau paralleler Leitungen.
- Reduzierung des verursachenden Stroms: Die zeitliche Verschiebung der Einspeiseleistung durch den Einsatz netzdienlich betriebener Speicher ist eine denkbare, aber bisher noch im Forschungsstadium befindliche Möglichkeit, Überlastungen von Transformatoren und Leitungen entgegenzuwirken [Zeh13]. Bereits in Anwendung ist das Einspeisemanagement, wodurch die zu transportierende Leistung über eine Leitung bzw. über einen Transformator verkleinert wird.
- Erhöhung der thermischen Belastungsgrenze: Konkret bedeutet dies, alte Betriebsmittel durch neue, robustere zu ersetzen.

Abhängig von der Art des Netzanschlusses der neuartigen Netzteilnehmer kann es darüber hinaus vorkommen, dass es zu einer Überlastung des Neutralleiters (NL) kommt. Ein beispielhaftes Szenario ist in Abbildung 2.4 gegeben. Hierbei speist eine PV-Anlage einphasig auf Phase L1 ein und bezieht gleichzeitig ebenfalls auf L1 induktive Blindleistung. Auf Phase L3 wird zur gleichen Zeit ein Elektroauto geladen. Die beiden komplexen Ströme \underline{I}_1 und \underline{I}_3 summieren sich im Sternpunkt zum Strom \underline{I}_{NL} , welcher über den Neutralleiter abtransportiert werden muss. Da der Neutralleiter in vielen Fällen historisch bedingt mit einem

reduzierten Querschnitt ausgeführt ist, liegt die thermische Belastbarkeit unterhalb des Phasenleitergrenzwertes. Eine thermische Überlastung und damit eine mögliche Beschädigung des Neutralleiters ist vor allem in Netzen nach dem Terra-Neutral-Combined (TN-C) System sehr kritisch zu beurteilen. Hierbei übernimmt der Neutralleiter gleichzeitig die Aufgabe des Schutzleiters. Kommt es bei Unterbrechung des Rückleiters gleichzeitig zu einem dahinterliegenden einphasigen Erdschluss, liegt die volle Leiter-Erde Spannung an den Gehäusen diverser Verbrauchergeräte an, womit eine potenzielle Stromschlaggefahr gegeben ist. Die Neuverlegung von Leitern mit einer gesteigerten Neutralleiterbelastbarkeit oder eine Modifikation der Installation kann vor Überlastung und somit vor Zerstörung des Neutralleiters schützen. Der nach [DIN11] definierte Grenzwert für die Spannungsunsymmetrie von 2% wird erfahrungsgemäß erst deutlich nach Überschreiten des erlaubten Neutralleiterstroms erreicht und kann somit in dieser Arbeit vernachlässigt werden.

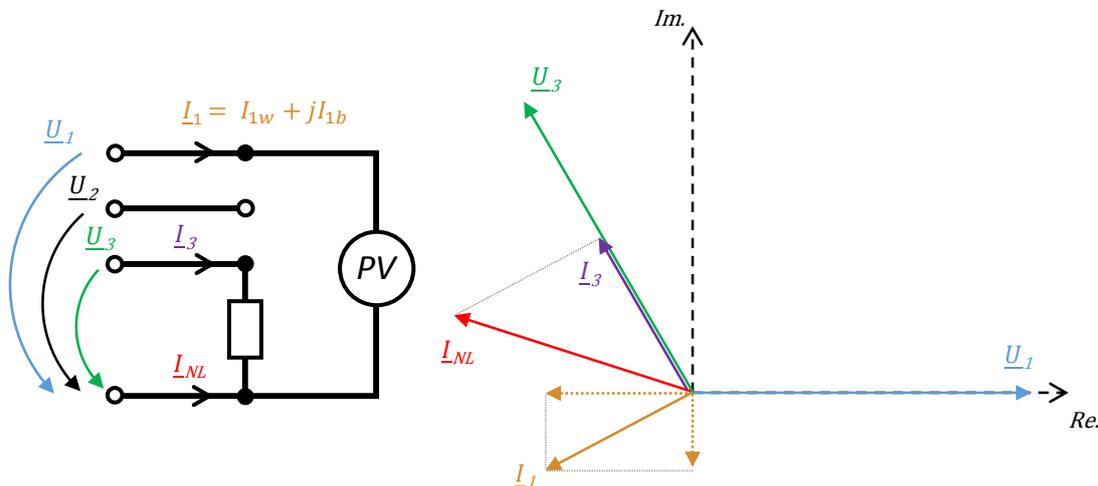


Abbildung 2.4: Zusammensetzung des Neutralleiterstroms bei gleichzeitiger Einspeisung auf L1 und Lastbezug auf L3

Alle vorgestellten konventionellen und innovativen Möglichkeiten zur Lösung von stationären NS-Netzproblemen fungieren als Alternative zur Idee des Flexmarktes und werden daher im weiteren Verlauf der Arbeit zusammenfassend als „alternative Lösungsmöglichkeiten“ bezeichnet.

2.3 Funktionsprinzip Flexibilitätsmarkt

Neben den in Kapitel 2.2 vorgestellten Gegenmaßnahmen ist derzeit das Konzept des Flexibilitätsmarktes Gegenstand vieler Diskussionen. Grundsätzlich fußt dieses Konzept auf einer von den Netzteilnehmern freiwillig initiierten und monetär vom Netzbetreiber vergüteten Veränderung ihrer Wirk- und Blindleistungsflüsse. Einen Vorschlag zur konkreten

Ausgestaltung liefert das vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) entwickelte Ampelkonzept [BDEW15]. Dabei wird der Netzzustand und die dazugehörigen Maßnahmen in drei Phasen eingeteilt:

- Grüne Ampelphase: Alle Netzteilnehmer können ihren Wirk- und Blindleistungsfahrplan individuell ohne Einschränkungen gestalten. In dieser Phase sind keinerlei Grenzwertverletzungen im Netz zu erwarten.
- Gelbe Ampelphase: In dieser Phase werden lokale Netzprobleme erwartet, die durch den Einsatz netzdienlicher Flexibilität von diversen Anbietern bzw. Aggregatoren beseitigt werden sollen. Ursprünglich erstellte, wirtschaftlich optimierte Fahrpläne müssen bei Flexibilitätslieferung geändert werden. Prinzipiell ist dieses Vorgehen mit dem aus der Übertragungsebene bekannten Redispatch vergleichbar. Ein Anreiz für die Teilnahme an einem möglichen Flexibilitätsmarkt wird durch eine monetäre Vergütung seitens der Netzbetreiber geschaffen.
- In der roten Ampelphase liegt aktuell ein Netzengpass oder eine andere Grenzwertverletzung vor. Eine Gefahr für Betriebsmittel oder mit dem Netz verbundener Geräte ist somit gegeben. Der Verteilnetzbetreiber hat in dieser Phase das Recht und die Pflicht, sein Netzgebiet durch Notfallmaßnahmen (z.B. Abregelung) wieder in einen ordnungsgemäßen Zustand zu versetzen.

Ziel des Ampelkonzeptes ist es, eine volkswirtschaftlich kostengünstige Alternative zum konventionellen Netzausbau zu generieren. Somit sollen neben den bisherigen Handelsplätzen, wie Strombörse und Regelenergiemarkt, eine Vielzahl an kleinen, lokalen Märkten entstehen. Auf diesen Märkten wird netzdienliche Flexibilität (Wirk- und Blindleistung) von einzelnen Netzteilnehmern bzw. aggregierten Lieferanten angeboten und vom Verteilnetzbetreiber in Anspruch genommen. Ein ähnliches Modell wurde auch in einer Studie des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) veröffentlicht [Ape14], wodurch ein gesteigertes Interesse an einem flexiblen Verteilnetzbetrieb von Seiten der Verbände gezeigt wird. Eine Vielzahl von Forschungsaktivitäten unterstreicht das allgemeine Interesse an diesem Themenkomplex. In einer vom BDEW beauftragten Studie [BDEW2016a] sind diverse Forschungsprojekte rund um das Themengebiet der Interaktion von Markt und Netz zusammengefasst. Aktuelle Projekte (sowohl abgeschlossene als auch noch laufende) mit dem Schwerpunkt Flexibilität sind dabei beispielsweise grid control, PolyEnergyNet, Modellstadt Mannheim und Proaktives Verteilnetz [Kie13, Schw17, Sta17, Wie]. Die Studie kommt dabei zu dem Schluss, dass eine konkrete Ausgestaltung des Ampelkonzepts nur unzureichend abgedeckt ist und bisher sowohl qualitative als auch quantitative Inhalte fehlen. Demzufolge sind keine Untersuchungen bekannt, die das tatsächliche Potenzial eines

netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes ermitteln. Grundsätzlich ist eine Einführung nur dann sinnvoll, wenn mit Hilfe der gelben Phase eine rote Phase zu nahezu allen Zeitpunkten verhindert werden kann. Das Einschreiten des Netzbetreibers in der roten Phase muss eine absolute Ausnahmesituation sein.

Im weiteren Verlauf wird eine Ausgestaltungsvariante präsentiert, welche teilweise vom Ampelmodell des BDEW abweicht. Das Modell des BDEW sieht vor, Netzengpässe und Grenzwertverletzungen auf Basis von Prognosen zu ermitteln [BDEW17]. Mit Hilfe von Last- und Erzeugungsprognosen führt der Netzbetreiber Lastflussberechnungen durch und ermittelt somit beispielsweise für den nächsten Tag mögliche Problemstellen in seinem Netz. In dieser Arbeit soll der Abstimmungsprozess zwischen Flexibilitätsanbieter und Netzbetreiber jedoch auf aktuellen Messwerten beruhen. Begründet wird diese Herangehensweise wie folgt:

- Voruntersuchungen in [van16] weisen darauf hin, dass für die erfolgreiche Umsetzung eine sehr hohe Prognosegüte aller Netzteilnehmer eine Mindestvoraussetzung darstellt. Ist die Prognose fehlerhaft, kann ein flexibler Verteilnetzbetrieb auf day-ahead-Basis sogar zu einer Verschlechterung des Netzzustands führen. Da der Lastverlauf vor allem bei Haushalten und Elektroautos stark durch das individuelle Verhalten geprägt ist, der genaue Phasenanschluss der einzelnen Geräte nicht bekannt ist und auch die Einspeiseleistung speziell an wechselhaften Tagen nicht adäquat vorhersagbar ist, wird eine Ausgestaltungsform auf Basis aktueller Messwerte bevorzugt.
- Neben dem Problem der ungenauen Netzzustandsvorhersage auf Prognosebasis, existieren auch beim Angebot der Flexibilität Hemmnisse. Wollen Netzteilnehmer Flexibilität auf einem lokalen Markt anbieten, muss diese auch in dem angebotenen Zeitraum sicher abrufbar sein. In Niederspannungsnetzen kommen als Anbieter unter anderem Elektroautos in Frage. Allerdings kann nur durch große Komforteinbußen sichergestellt werden, dass zu einem bestimmten, in der Zukunft liegenden Zeitpunkt das Elektroauto eine definierte Flexibilität liefert. Möchte der Benutzer zum Zeitpunkt der Flexibilitätserbringung eine Fahrt antreten, kommt es zu einer Konfliktsituation. Wird hingegen die Flexibilität immer aktuell angeboten (z.B. im 15-Minuten Takt), werden etwaige Probleme umgangen.
- Untersuchungen im Rahmen des Forschungsprojektes In2VPP [InV17] haben gezeigt, dass Flexibilität auf Niederspannungsebene nicht im Überfluss vorhanden ist. Eine Ausgestaltung auf Basis des aktuellen Netzzustands stellt die bedarfsgerechte Allokation von Flexibilität sicher. Einem unnötigen Einsatz von Flexibilität durch mangelnde Prognosegüte wird somit vorgebeugt.

Das Ablaufdiagramm in Abbildung 2.5 zeigt die einzelnen Verfahrensschritte bei einem flexiblen Verteilnetzbetrieb. Der Netzbetreiber, diverse Flexibilitätsanbieter (oder auch Aggregatoren) und der Flexmarkt selber sind hierbei die drei Hauptakteure. Die einzelnen Schritte sind farblich hinterlegt und kennzeichnen den in erster Linie hauptverantwortlichen Akteur. Die grauen Pfeile repräsentieren den zu spezifizierenden Datenverkehr zwischen den Akteuren. Kommt es im Fall einer realen Umsetzung zu regulatorischen Beschränkungen im Datenfluss, kann das sich ergebende Ablaufdiagramm durchaus abweichende Formen annehmen. Das hier präsentierte Ablaufdiagramm stellt somit einen möglichen naheliegenden Konzeptentwurf dar, der die im Folgenden vorgestellten Informationsflüsse toleriert.

Im ersten Schritt muss der Netzbetreiber seinen Netzzustand erfassen (1). Dazu gehört das Wissen über alle Knotenspannungen, Leitungsbelastungen (inkl. Neutralleiter) und die Transformatorauslastung. Da die vollständige Vermessung von Niederspannungsnetzen finanziell nicht umsetzbar ist, müssen hier andere Verfahren gefunden werden. Ein erprobtes Verfahren ist die Zustandsschätzung (State Estimation), welche bei sachgemäßer Handhabung mit wenigen Messungen auskommt und dennoch Informationen (Betrag und Winkel) über alle Netzgrößen liefert. Eine genaue Beschreibung der Zustandsschätzung ist in Kapitel 3.3 zu finden. Basierend auf den aktuellen Werten muss der Netzbetreiber entscheiden, ob Handlungsbedarf besteht. Werden Grenzwertverletzungen festgestellt, muss der Netzbetreiber den Ausgangszustand ermitteln (3). Dieser beinhaltet die Anzahl aller festgestellten Grenzwertverletzungen. Darüber hinaus bildet der Ausgangszustand anhand von acht Werten die phasenscharfen, maximalen Grenzwertverletzungen im gesamten Netz ab:

- Drei Werte: Maximale Spannungsbandverletzung im gesamten Netz (L1/L2/L3).
- Vier Werte: Maximale Leitungsüberlastung im gesamten Netz (L1/L2/L3/NL).
- Einen Wert: Maximale Transformatorüberlastung im gesamten Netz.

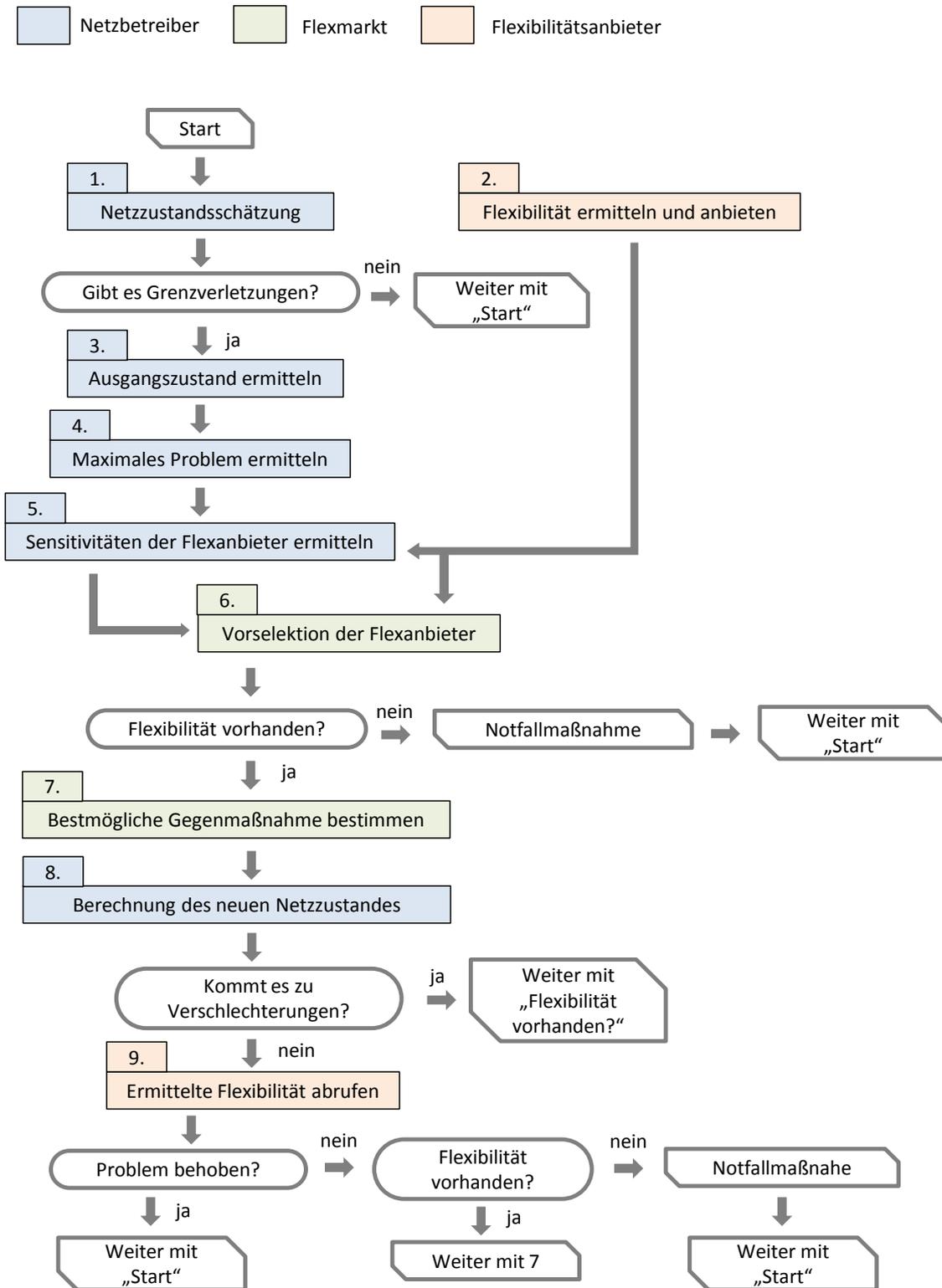


Abbildung 2.5: Ablaufdiagramm eines flexiblen Verteilnetzbetriebs

Der Ausgangszustand repräsentiert eine harte Grenze, die durch Handlungen auf dem Flexibilitätsmarkt in keinem Fall weiter überschritten werden darf. Im nächsten Schritt wird vom Netzbetreiber die größte Grenzwertverletzung, die dem im aktuellen Durchlauf zu lösenden Problem entspricht, ermittelt (4). Um eventuellen Unsicherheiten im Verlauf des Prozesses vorzubeugen, wird der Wert des maximalen Problems um 10 % vergrößert. Eine Sicherheitsmarge ist somit gegeben. Diverse Flexibilitätsanbieter schicken dem Netzbetreiber parallel dazu ihren aktuellen Status (2). Dieser enthält Informationen über den Netzanschlusspunkt, die Art der Flexibilität (Wirk- oder Blindleistung), die maximal mögliche Flexibilitätsmenge und die angeschlossene Phase. Mit diesen Informationen kann der Netzbetreiber für jedes einzelne Flexibilitätsangebot die physikalische Hebelwirkung auf die Problemstelle ermitteln (5). Die Berechnung der Sensitivitäten wird im Kapitel 3.2 ausführlich behandelt. Mit Hilfe der Flexibilitätsangebote, der dazugehörigen Sensitivität und der Problemhöhe (z.B. $\Delta U = 5,5 \text{ V}$) werden die Angebote auf dem Flexmarkt selektiert, sodass nur geeignete Flexibilitäten in die nähere Auswahl gelangen (6). Eine Nichtberücksichtigung kann dabei aus folgenden Gründen eintreten:

- A Zu geringe Sensitivität auf die Problemstelle: Um sicherzustellen, dass die Wirk- bzw. Blindleistungsmodifikation tatsächlich zu einer Verbesserung führt, werden nur Angebote in Betracht gezogen, die eine Sensitivität größer der Grenzsensitivität aufweisen. Für den Neutralleiter beträgt die Grenzsensitivität 20 % der maximal möglichen Sensitivität. Für alle anderen Netzprobleme wird die Grenzsensitivität zu 20 % der maximal möglichen dreiphasigen Sensitivität gewählt.
- B Verbot gegensätzlicher Handlungen: Liefert eine Anlage Flexibilität, darf im selben Zeitschritt keine weitere Lieferung mit gegensätzlichem Vorzeichen erfolgen. Eine mögliche gegensätzliche Handlung wird vom Flexibilitätsmarkt erkannt und das Flexibilitätsangebot wird für das aktuell zu behebende Problem nicht weiter berücksichtigt. Beispielsweise ist folgende Konstellation möglich: Zur Lösung eines Spannungsproblems (Iterationsschritt 1) bezieht eine PV-Anlage induktive Blindleistung und trägt damit zur Lösung des Problems bei. Im selben Zeitschritt kommt es allerdings zusätzlich zu einer Überlastung des Neutralleiters. Um dieser Grenzwertverletzung (Iterationsschritt 2) entgegenzuwirken, wäre der Bezug kapazitiver Blindleistung notwendig, welcher mit großer Wahrscheinlichkeit das bereits gelöste Spannungsproblem wieder aktiviert. Zur Lösung der Neutralleiterüberlastung steht die PV-Anlage damit nicht zur Verfügung.
- C Erreichen physikalischer Grenzen: Es steht keine Flexibilität mehr zur Verfügung, da die physikalischen Grenzen der Anlage erreicht sind. Beispielsweise ist es denkbar, dass ein PV-Heimspeicher in einem vorherigen Iterationsschritt bereits seine gesamte angebotene Leistung aufgebraucht hat und damit vom Flexmarkt nicht mehr berücksichtigt

werden kann. Ein weiteres Beispiel ist ein vollgeladenes Elektrofahrzeug, welches aufgrund seines Ladezustands keine Ladeleistungsreduktion mehr durchführen kann (Rückspeisungen von E-Fahrzeugen in das Netz werden nicht berücksichtigt).

Sind nach der Vorselektion noch eine von null verschiedene Anzahl an Angeboten verfügbar, wird das bestmögliche Angebot ausgewählt und die Amplitude der Flexibilität bestimmt (7). Da das technische Potenzial des Flexmarktes analysiert werden soll, wird unter dem Adjektiv „bestmöglich“ die Flexibilität mit dem größten Hebelarm verstanden. Für eine reale Umsetzung muss hier das Optimum aus Kosten und physikalischer Sensitivität gesucht werden. Auf die Erstellung und Übermittlung von Angebotspreisen (z.B. $1 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$) wird in dieser Arbeit verzichtet. Die Amplitude der Flexibilität ist in jedem Fall kleiner gleich der maximal möglichen Angebotsmenge aus (2). Es soll verhindert werden, dass durch die eingesetzte Flexibilität eine Verschlechterung des restlichen Netzzustands auftritt. Aus diesem Grund werden vor der finalen Kontrahierung die Auswirkungen des möglichen Redispatches auf das restliche Netzgebiet berechnet (8). Im Detail wird mit Hilfe der Sensitivitätsmatrix die Veränderung aller Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen durch den geplanten Flexibilitätseinsatz bestimmt. Wird dabei die Anzahl an Grenzwertverletzungen oder die Höhe mindestens einer maximalen Grenzwertverletzung aus dem Ausgangszustand überschritten, kommt der Flexibilitätsabruf nicht zustande. Die Entstehung neuer Grenzwertverletzungen wird dadurch nicht ausgeschlossen. Übersteigt die Anzahl behobener Grenzwertverletzungen die der neu generierten und werden dabei die maximalen Grenzwertverletzungen nicht vergrößert, findet ein Abruf statt (9). Neu generierte Problemfälle werden auf Kosten einer Verbesserung des gesamten Netzzustands wohl wissend in Kauf genommen. Führt die Kontrahierung der bestmöglichen Flexibilität nicht zur vollständigen Lösung des Problems, werden die noch zur Verfügung stehenden Flexibilitätsangebote nach gleichem Schema geprüft. Analog dazu werden alle weiteren Grenzwertverletzungen iterativ abgearbeitet. Dabei ist es möglich, dass durch die Lösung schwerwiegender Probleme, marginale Grenzwertverletzungen automatisch mit behoben werden. Kommt es trotz Flexibilitätseinsatz nicht zur vollständigen Behebung aller Grenzwertüberschreitungen, muss der Netzbetreiber als letztes Mittel zur Sicherung des Netzbetriebs Notfallmaßnahmen einleiten. Neben den bereits hervorgehobenen Gründen A bis C sind zusammenfassend noch folgende Gründe für die Nichtberücksichtigung von Flexibilitätsangeboten möglich:

- D Verschlechterung des Ausgangszustands: Der mögliche Einsatz von Flexibilität führt im Vergleich zum Ausgangszustand zu einer Verschlechterung des Netzzustands.
- E Bevorzugung anderer Angebote: Andere Angebote weisen eine bessere Sensitivität auf die Problemstelle auf und können die Grenzwertverletzung vollständig beheben.

3 Kernkomponenten des Flexibilitätsmarktes

In diesem Kapitel werden die für den Betrieb eines flexiblen Verteilnetzes wichtigen technischen Kernkomponenten vorgestellt. Dabei wird zu Beginn eine kurze mathematische Einführung sowohl in das Themengebiet der symmetrischen, als auch der unsymmetrischen Lastflussrechnung gegeben. Basierend auf diesen Grundlagen wird im Anschluss die Berechnung der Sensitivitätsmatrix und der Algorithmus zur Zustandsschätzung vorgestellt.

3.1 Lastflussrechnung

3.1.1 Symmetrische Lastflussrechnung

Gängige Methoden zur Berechnung symmetrischer stationärer Spannungsverteilungen und Betriebsmittelauslastungen sind die Stromiteration und das Newton-Raphson-Verfahren. Die hier vorgestellten mathematischen Zusammenhänge wurden auf Basis von [Wit15] erarbeitet. Ausgangspunkt für die Berechnung der Knotenspannungen ist in beiden Verfahren die Anwendung der Kirchhoffschen Knotenregel, die besagt, dass die Summe aller ein- und abfließenden Ströme eines Knotens null ergibt. Ströme aus dem Knoten heraus werden dabei positiv gezählt. Formel (3.1) verdeutlicht diesen Zusammenhang am Beispiel von Knoten K1 aus Abbildung 3.1. Da es in der Niederspannung üblich ist, von P -konstant Lasten auszugehen, wird der eingeprägte Strom auf der rechten Seite der Gleichung durch die entsprechende Leistung und Spannung ersetzt. Die im Folgenden verwendete Variable N repräsentiert die Anzahl der vorhandenen Knoten im Netz. Im symmetrischen Fall genügt es, eine Phase zu analysieren, da davon ausgegangen werden kann, dass auf den beiden anderen Phasen identische Verhältnisse vorliegen. Da Verbrauchs- bzw. Einspeiseleistungen im Normalfall dreiphasig angegeben sind, wird in Formel (3.1) sowohl Wirk- als auch Blindleistung durch den Faktor drei dividiert.

$$\begin{aligned}
 & \underline{I}_{12} + \underline{I}_{13} + \underline{I}_{14} = \underline{I}_1 \\
 & \rightarrow (\underline{U}_1 - \underline{U}_2) \cdot \frac{1}{\underline{Z}_{K12}} + (\underline{U}_1 - \underline{U}_3) \cdot \frac{1}{\underline{Z}_{K13}} + (\underline{U}_1 - \underline{U}_4) \cdot \frac{1}{\underline{Z}_{K14}} = \frac{P_1 - jQ_1}{3 \cdot \underline{U}_1^*} \\
 & \rightarrow \underline{U}_1 \cdot \underbrace{\left(\frac{1}{\underline{Z}_{K12}} + \frac{1}{\underline{Z}_{K13}} + \frac{1}{\underline{Z}_{K14}} \right)}_{=\underline{Y}_{11}} + \underbrace{\underline{U}_2 \cdot \left(-\frac{1}{\underline{Z}_{K12}} \right)}_{=\underline{Y}_{12}} + \underbrace{\underline{U}_3 \cdot \left(-\frac{1}{\underline{Z}_{K13}} \right)}_{=\underline{Y}_{13}} + \underbrace{\underline{U}_4 \cdot \left(-\frac{1}{\underline{Z}_{K14}} \right)}_{=\underline{Y}_{14}} = \frac{P_1 - jQ_1}{3 \cdot \underline{U}_1^*}
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

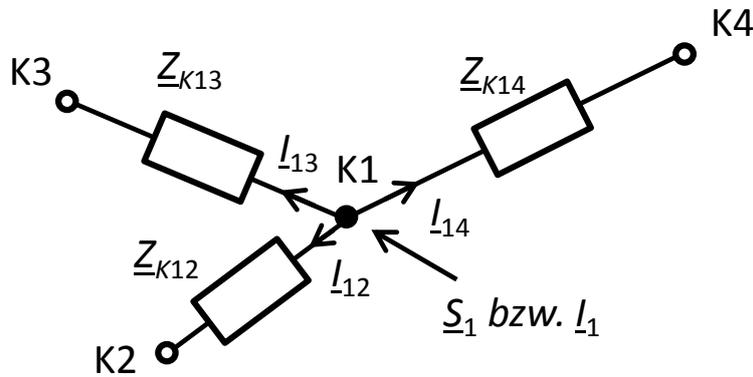


Abbildung 3.1: Stromsummenregel nach Kirchhoff

Stromiteration

Wird Gleichung (3.1) für jeden Knoten im Netz aufgestellt, entsteht ein Gleichungssystem mit insgesamt N Zeilen. Aufgrund der als bekannt vorausgesetzten Slackspannung am Knoten mit dem Index 1 kann diese Zeile im Gleichungssystem gestrichen werden. Die Abhängigkeit anderer Knotengleichungen von der Slackspannung erfordert allerdings, dass der entsprechende Summand auf die rechte Seite gebracht wird. Eine vollständige Darstellung des resultierenden Gleichungssystems der Größe $N-1$ wird im Formel (3.2) gezeigt.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} & \dots & \underline{Y}_{2N} \\ \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} & \dots & \underline{Y}_{3N} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{N2} & \underline{Y}_{N3} & \dots & \underline{Y}_{NN} \end{bmatrix}}_{=\text{Knotenadmittanzmatrix}} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \vdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_1 \\ -\underline{Y}_{31} \cdot \underline{U}_1 \\ \vdots \\ -\underline{Y}_{N1} \cdot \underline{U}_1 \end{bmatrix} \quad \text{mit} \quad \begin{bmatrix} \underline{I}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{3 \cdot \underline{U}_2^*} \\ \underline{I}_3 = \frac{P_3 - jQ_3}{3 \cdot \underline{U}_3^*} \\ \vdots \\ \underline{I}_N = \frac{P_N - jQ_N}{3 \cdot \underline{U}_N^*} \end{bmatrix} \tag{3.2}$$

Da es sich hierbei aufgrund der P -konstant Lasten um ein quadratisches Gleichungssystem handelt, muss zur Berechnung der Knotenspannungen ein iterativer Prozess durchlaufen werden. Hierbei werden im ersten Schritt die Startwerte für die Spannungen geschätzt und damit der Stromvektor berechnet. Nach Invertierung der Knotenadmittanzmatrix und Multiplikation mit dem Stromvektor, erhält man die Spannungswerte im ersten Iterationsschritt. Dieser Prozess wird solange durchgeführt, bis der Unterschied aller Knotenspannungen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Iterationsschritten ein im Vorfeld festgelegtes Fehlerminimum unterschreitet.

Newton-Raphson-Verfahren

Eine weitere Möglichkeit, die Spannungen der Netzknoten zu berechnen, besteht in der Anwendung des Newton-Raphson-Verfahrens. Die mathematische Herangehensweise unterscheidet sich jedoch von der Stromiteration. Formel (3.3) repräsentiert die allgemeine Form der Knotenpunktgleichung am Knoten k , wobei für die Admittanzen und die unbekanntenen Knotenspannungen eine Aufteilung in Wirk- und Blindanteil durchgeführt wird.

$$\begin{aligned}
 3 \cdot \sum_{n=1}^N (U_{wk} \cdot (U_{wn} \cdot G_{kn} - U_{bn} \cdot B_{kn}) + U_{bk} \cdot (U_{bn} \cdot G_{kn} + U_{wn} \cdot B_{kn})) &= P_k \\
 3 \cdot \sum_{n=1}^N (U_{bk} \cdot (U_{wn} \cdot G_{kn} - U_{bn} \cdot B_{kn}) - U_{wk} \cdot (U_{bn} \cdot G_{kn} + U_{wn} \cdot B_{kn})) &= Q_k
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

Wird die auf Linearisierung beruhende Newton Raphson-Methode auf alle Knotengleichungen angewendet, entsteht ein $2(N-1)$ großes Gleichungssystem, das analog zur Stromiteration iterativ zu lösen ist. Die Größe ist darauf zurückzuführen, dass jeder Knoten zwei Gleichungen (P und Q) zum Gleichungssystem beiträgt und die Slackspannung bekannt ist. Formel (3.4) gibt das vollständige Gleichungssystem wieder, wobei der Index 1 erneut für die Slackspannung reserviert ist.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial U_{w2}} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial U_{wN}} & \frac{\partial P_2}{\partial U_{b2}} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial U_{bN}} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial U_{w2}} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial U_{wN}} & \frac{\partial P_N}{\partial U_{b2}} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial U_{bN}} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial U_{w2}} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial U_{wN}} & \frac{\partial Q_2}{\partial U_{b2}} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial U_{bN}} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial U_{w2}} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial U_{wN}} & \frac{\partial Q_N}{\partial U_{b2}} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial U_{bN}} \end{bmatrix}}_{= \text{Jacobi-Matrix}} \cdot \begin{bmatrix} \Delta U_{w2} \\ \vdots \\ \Delta U_{wN} \\ \Delta U_{b2} \\ \vdots \\ \Delta U_{bN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_{w2} \\ \vdots \\ \Delta P_{wN} \\ \Delta Q_{b2} \\ \vdots \\ \Delta Q_{bN} \end{bmatrix} \tag{3.4}$$

3.1.2 Unsymmetrische Lastflussrechnung

Ein Großteil der elektrischen Haushaltsverbraucher wird einphasig an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Erneuerbaren Erzeugungsanlagen wird nach [VDE11] eine maximale Verzerrung von 4,6 kVA pro Phase gestattet. Die sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Lastseite bedingten Unsymmetrien haben zur Folge, dass der herkömmliche symmetrische Ansatz für eine exakte Bestimmung des Netzzustands nicht mehr genügt. Eine Möglichkeit zur Berechnung unsymmetrischer Netzzustände besteht in der Verwendung eines dreiphasigen Ersatzschaltbildes unter Berücksichtigung des Neutralleiters. Allerdings setzt dieses Vorgehen die Ermittlung der dreiphasigen Ersatzschaltbildelemente voraus, die deutlich von den im Normalfall gegebenen Größen abweichen. Aus diesem Grund wird für die Ermittlung unsymmetrischer Netzzustände auf die Methode des Mit-Gegen- und Nullsystems (MG0) zurückgegriffen, das im Folgenden auf Basis von [And08] erläutert wird.

Nach [Osw12] kann jedes unsymmetrische Drehstromsystem durch die Zerlegung in ein Mit-Gegen- und Nullsystem beschrieben werden. Beispielhaft ist in Abbildung 3.2 die Zerlegung eines unsymmetrischen Drehstromsystems dargestellt, wobei aus Gründen der Anschaulichkeit der Unsymmetriegrad realistische Werte überschreitet. Das Mitsystem besteht aus drei symmetrisch angeordneten Spannungszeigern, die gegen den Uhrzeigersinn rotieren. Geht man von symmetrischen Verhältnissen aus, werden diese ausschließlich durch das Mitsystem repräsentiert. Gegen- und Nullsystem kommen erst bei einer Abweichung von den symmetrischen Bedingungen zum Einsatz. Das Gegensystem ist durch die vertauschte räumliche Anordnung der Zeiger U_{g2} und U_{g3} im Vergleich zum Mitsystem gekennzeichnet. Im Nullsystem haben alle drei Zeiger eine identische Phasenlage. Der obere Teil von Abbildung 3.2 illustriert die Verhältnisse in allen Systemen. Im unteren Abschnitt wird beispielhaft gezeigt, wie sich die unsymmetrischen Phasenspannungen durch Addition ihrer jeweiligen Mit-Gegen- und Nullsystemspannungen ergeben. Formel 3.5 verdeutlicht nochmals die Addition. An dieser Stelle soll angemerkt werden, dass für Ströme das gleiche Prinzip und die gleichen mathematischen Zusammenhänge gelten.

$$\begin{aligned}U_{L1} &= U_{m1} + U_{g1} + U_{01} \\U_{L2} &= U_{m2} + U_{g2} + U_{02} \\U_{L3} &= U_{m3} + U_{g3} + U_{03}\end{aligned}\tag{3.5}$$

Es ist ersichtlich, dass jede Phase grundsätzlich ihr eigenes Mit-Gegen- und Nullsystem besitzt. Durch die spezielle räumliche Anordnung der Zeiger untereinander ist es jedoch ausreichend, ausschließlich mit dem Mit-Gegen- und Nullsystem von Phase 1 zu arbeiten. Gleichung 3.6 beschreibt die gebräuchliche mathematische Form zur Berechnung der realen Knotenspannungen aus den Komponenten der transformierten Systeme.

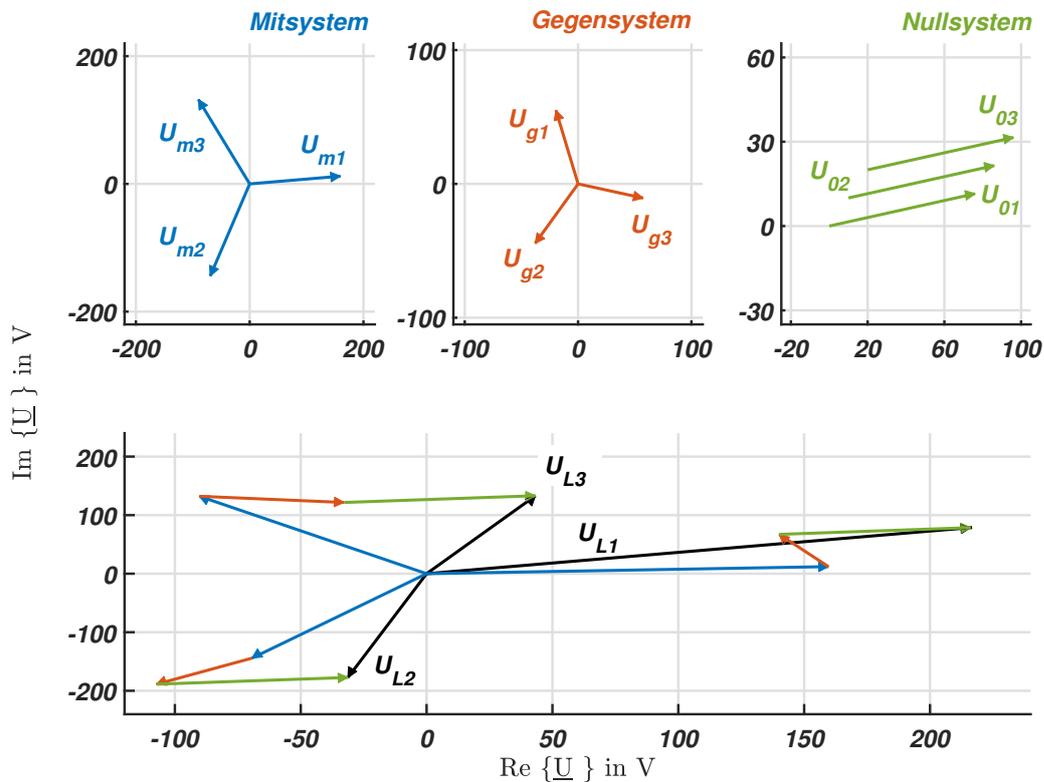


Abbildung 3.2: Zerlegung eines unsymmetrischen Spannungsdrehstromsystems in Mit-, Gegen- und Nullsystemkomponenten

$$\begin{bmatrix} U_{L1} \\ U_{L2} \\ U_{L3} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix}}_{\text{=Entsymmetrierungsmatrix } T} \cdot \begin{bmatrix} U_{m1} \\ U_{g1} \\ U_{01} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Zur Berechnung der gesuchten Größen im Netz wird für das Mit-Gegen- und Nullsystem jeweils ein einphasiges Ersatzschaltbild verwendet, das bezüglich der Elementverschaltung dem symmetrischen Ersatzschaltbild entspricht. Eine Kopplung der Ersatzschaltbilder ist für den Fall eines symmetrischen Netzaufbaus, der in dieser Arbeit immer angenommen wird, nicht erforderlich. Lediglich die Elementwerte können sich im Gegen- und Nullsystem von denen des Mitsystems unterscheiden. Speziell beim Nullsystem von Transformatoren ergeben sich hierbei in Abhängigkeit von der Wicklungsart und Erdung gravierende Unterschiede. Details zur Nachbildung der Netzelemente in symmetrischen Komponenten können [Heu13, Osw12] entnommen werden. Nach Transformation der realen Einspeise- und Lastströme (Berechnung erfolgt auf Basis der gegebenen Leistungen und Startspannungen) in symmetrische Kompo-

nenten werden im ersten Iterationsschritt in allen drei Systemen die Komponentenspannungen berechnet. Nach anschließender Rücktransformation in den Zielbereich wird evaluiert, ob die Spannungen bereits die akzeptierte Fehlerschwelle unterschritten haben. Basierend darauf startet der Prozess erneut bzw. wird beendet. Das Vorgehen entspricht der symmetrischen Stromiteration, wobei im unsymmetrischen Fall drei einphasige Komponentenersatzschaltbilder betrachtet werden und jeweils vor Beginn und am Ende eines Durchlaufs eine Transformation in den entsprechenden Bereich vollzogen wird.

3.2 Sensitivitätsanalyse

Als wichtige Kernkomponenten des Flexibilitätsmarktes dient die Sensitivitätsanalyse als Entscheidungshilfe, welche Anlage zur Lösung bestimmter Netzprobleme herangezogen wird. Das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse ist eine Matrix, die eine quantitative Aussage darüber liefert, wie sich eine Änderung der Wirk- bzw. Blindleistung an einem beliebigen Knoten auf alle Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen im Netz auswirkt. In den folgenden Abschnitten wird die Herleitung der Sensitivitätsmatrix beleuchtet und deren Genauigkeit analysiert.

3.2.1 Spannungssensitivität im symmetrischen Fall

Ausgangspunkt für die Ermittlung der Spannungssensitivitätswerte im symmetrischen Fall ist die Jacobi-Matrix aus Gleichung 3.4. Allerdings enthalten die dort dargestellten Matrixelemente ausschließlich Aussagen über die Auswirkung einer Wirk- bzw. Blindspannungsänderung auf den Leistungsfluss. Die gesuchte betragsmäßige Änderung der Spannung in Abhängigkeit von der Änderung des Wirk- bzw. Blindleistungsflusses ergibt sich durch die Invertierung der Jacobi-Matrix und die Anwendung von Ableitungsregeln. Gleichung 3.7 zeigt exemplarisch die Berechnung der Spannungssensitivität am Knoten k in Abhängigkeit von der Wirkleistungsänderung am Knoten l . Weitere Details zur Herleitung können [Wag16c] entnommen werden.

$$\frac{\partial |U_k|}{\partial P_l} = \frac{\sqrt{U_{wk}^2 + U_{bk}^2}}{\partial P_l} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\sqrt{U_{wk}^2 + U_{bk}^2}} \cdot (2U_{wk} \cdot \frac{\partial U_{wk}}{\partial P_l} + 2U_{bk} \cdot \frac{\partial U_{bk}}{\partial P_l}) \quad (3.7)$$

Aus Gleichung 3.7 geht hervor, dass die symmetrischen Sensitivitätswerte vom aktuellen Netzzustand abhängen. Infolgedessen wirkt sich eine Änderung der Wirk- bzw. Blindleistung am Knoten l zu jedem Zeitpunkt leicht anders auf den Betrag der Spannung am Knoten k aus. Begründen lässt sich diese Abhängigkeit durch die Verwendung von P/Q -konstant Lasten und Einspeisern, die analog zur Lastflussberechnung ein nicht lineares Verhalten in

das Gleichungssystem induzieren. Die Streuung der Spannungssensitivitätswerte bei variablen Netzzustand ist jedoch marginal und kann für die weitere Betrachtung vernachlässigt werden.

3.2.2 Zusammenhang der Spannungssensitivität zwischen symmetrischem und unsymmetrischem Fall

Im Abschnitt 3.2.1 wurde der Berechnungsablauf der Sensitivitätsmatrix im symmetrischen Fall vorgestellt. Eine triviale Übertragung auf den unsymmetrischen Fall ist nicht ohne Weiteres durchführbar, da hierfür keine unsymmetrische Jacobi-Matrix vorhanden ist. Die nachfolgende Überlegung legt jedoch nahe, dass der Zusammenhang zwischen symmetrischen und unsymmetrischen Sensitivitätswerten mit Hilfe simpler Faktoren beschrieben werden kann:

Wird eine Last nicht symmetrisch, sondern nur an eine Phase des Niederspannungsnetzes angeschlossen, fließt über die betroffene Leitung der dreifache Strom. Daraus resultiert ein Spannungsabfall über der Leitung in dreifacher Höhe. Des Weiteren fließt dieser Strom im Gegensatz zum symmetrischen Fall auch über den Neutralleiter wieder zurück, auf dem ebenso ein vergleichbarer Spannungsabfall erzeugt wird. In Summe führt die unsymmetrische Last daher zu einem Spannungsabfall, der um den Faktor sechs größer ist als im symmetrischen Fall. Es liegt daher die Vermutung nahe, dass der unsymmetrische Sensitivitätswert im Vergleich zum symmetrischen Sensitivitätswert in der belasteten Phase auch um den Faktor sechs größer ist. Der Zusammenhang in den unbelasteten Phasen ist nicht ohne weiterführende Überlegungen offensichtlich, da dieser von der geometrischen Verschiebung des Sternpunktes abhängt.

Herleitung am Beispiel eines Netzstrahls

Die Überlegung soll anhand einer einfachen Leitung, wie diese in Abbildung 3.3 oben dargestellt ist, überprüft werden. Dabei wird eine Last von 5 kW sowohl einphasig (auf Phase L2) als auch dreiphasig an die Leitung angeschlossen. Für verschiedene R/X -Verhältnisse und Leitungslängen wird die Auswirkung auf die Spannung am Verknüpfungspunkt berechnet. Aus den Ergebnissen wird ein Faktor nach Gleichung 3.8 berechnet. Dieser beschreibt das Verhältnis zwischen unsymmetrischer und symmetrischer Spannungsänderung für jede Phase.

$$\begin{aligned} \text{Faktor} &= \frac{U_{\text{unsym},5 \text{ kW}} - \frac{400 \text{ V}}{\sqrt{3}}}{U_{\text{sym},5 \text{ kW}} - \frac{400 \text{ V}}{\sqrt{3}}} \\ &\rightarrow \text{Faktor} = \frac{\Delta U_{\text{unsym}}}{\Delta U_{\text{sym}}} \end{aligned} \quad (3.8)$$

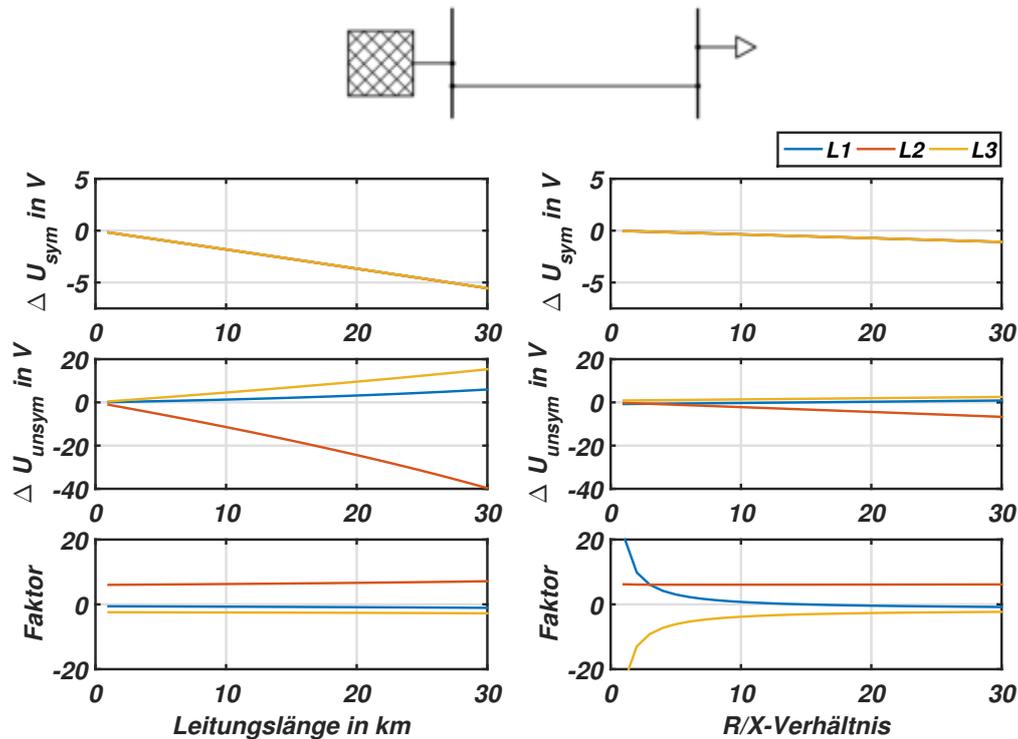


Abbildung 3.3: Spannungsunterschied zwischen symmetrischem und unsymmetrischem Lastfall für verschiedene Leitungslängen und variable R/X -Verhältnisse an einem einfachen Netzstrang

Auf der linken Seite der Abbildung 3.3 ist in der oberen Grafik der zu erwartende Spannungsabfall am Verknüpfungspunkt mit steigender Leitungslänge erkennbar. Kommt es zu einem unsymmetrischen Anschluss auf L2, sinkt dort der Betrag der Spannung am Leitungsende, unabhängig von der Leitungslänge, sechsmal so stark wie im symmetrischen Fall. Aufgrund der Sternpunktverschiebung kommt es bei den anderen beiden Leitern L1 und L3 zu einem Spannungsanstieg, der auf Phase L3 stärker ausfällt als auf L1. Das Verhältnis zwischen unsymmetrischem Spannungsanstieg und symmetrischem Spannungsabfall bleibt in den unbelasteten Phasen auch hier unabhängig von der Leitungslänge nahezu konstant. Wird die Leitungslänge konstant gehalten und das R/X -Verhältnis variiert, sind ab einem Verhältnis von $R/X = 2$ identische Faktoren erkennbar. Nach [Ker09] kann auf Niederspannungsebene sogar von einem Verhältnis von $R/X = 2,5$ ausgegangen werden. Dies bestätigt, dass sich die Auswirkung unsymmetrischer Wirkleistungsflüsse auf die Spannung, zumindest auf NS-Ebene, aus den symmetrischen Zusammenhängen und einem Faktor ableiten lässt. Wird anstatt der Last eine Einspeisung simuliert, können gleichwertige Ergebnisse gewonnen werden.

Übertragung auf ein komplettes Niederspannungsnetz

Anhand des realen Netzes R1, welches in Kapitel 4.2 näher vorgestellt wird, soll der annähernd lineare Zusammenhang zwischen symmetrischer und unsymmetrischer Spannungsänderung bei Lastflussmodifikation nochmals überprüft werden. Dazu wird eine Sommerwoche mit realen symmetrischen Last- und Einspeiseprofilen mit einer viertelstündlichen Auflösung simuliert (Details zur Beschreibung der verschiedenen Netzteilnehmer und deren Profile werden in Kapitel 4.1 präsentiert). An einer Sammelschiene in der Netzmitte wird eine zusätzliche Testlast von 15 kW sowohl einphasig an L2, als auch in einer weiteren Simulation dreiphasig angeschlossen. Eine dritte Simulation, bei der diese Testlast keine Leistung mit dem Netz austauscht, dient als Referenz. Im Anschluss daran werden wiederum die Unterschiede zwischen dem unsymmetrischen und dem symmetrischen Fall genauer analysiert. Ausgehend von der symmetrischen Sensitivitätsmatrix kann mit Gleichung 3.9 der tatsächlich benötigte Faktor für jeden Knoten und in jedem Zeitschritt phasenscharf ermittelt werden.

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{unsym},k} &= \text{Faktor} \cdot \frac{\partial |U_{\text{sym},k}|}{\partial P_l} \cdot \Delta P_l \\ \rightarrow \text{Faktor} &= \frac{\Delta U_{\text{unsym},k}}{\frac{\partial |U_{\text{sym},l}|}{\partial P_l} \cdot \Delta P_l}\end{aligned}\tag{3.9}$$

In Abbildung 3.4 wird anhand eines Boxplots¹ gezeigt, dass auch im Fall des realen Netzes gleichwertige Ergebnisse wie im Fall des einfachen Netzstrahls auftreten. Jede Box repräsentiert dabei einen Netzknoten. Die Vielzahl an Werten für einen speziellen Netzknoten kommt durch die Simulationsdauer von einer Woche zustande. In der Grafik sind nur Netzknoten dargestellt, die eine vernünftig feststellbare Spannungsänderung aufweisen. Vernünftig feststellbar wird in diesem Fall so definiert, dass der Spannungsunterschied zwischen Referenzfall und unsymmetrischer Einspeisung oberhalb der Iterationsgenauigkeit liegen muss. Die Simulation wurde darüber hinaus mit Testlasten an weiteren Stellen im Netz, in anderen Netzen und mit unsymmetrischen Testeinspeiseleistungen durchgeführt, wobei in allen Fällen gleichwertige Ergebnisse feststellbar sind.

¹Die mittlere rote Linie in den Boxen repräsentiert den Median. Die blauen Kanten der Boxen stehen für das 25 % bzw. das 75 % Quantil. Die sogenannten Whisker (schwarze Striche) decken den Bereich zwischen dem 5 % und dem 95 % Quantil ab. Alle Werte, die nicht in diesem Bereich liegen, werden als rote Sterne dargestellt. Alle in dieser Arbeit dargestellten Boxplots weisen die gleiche Formatierung auf.

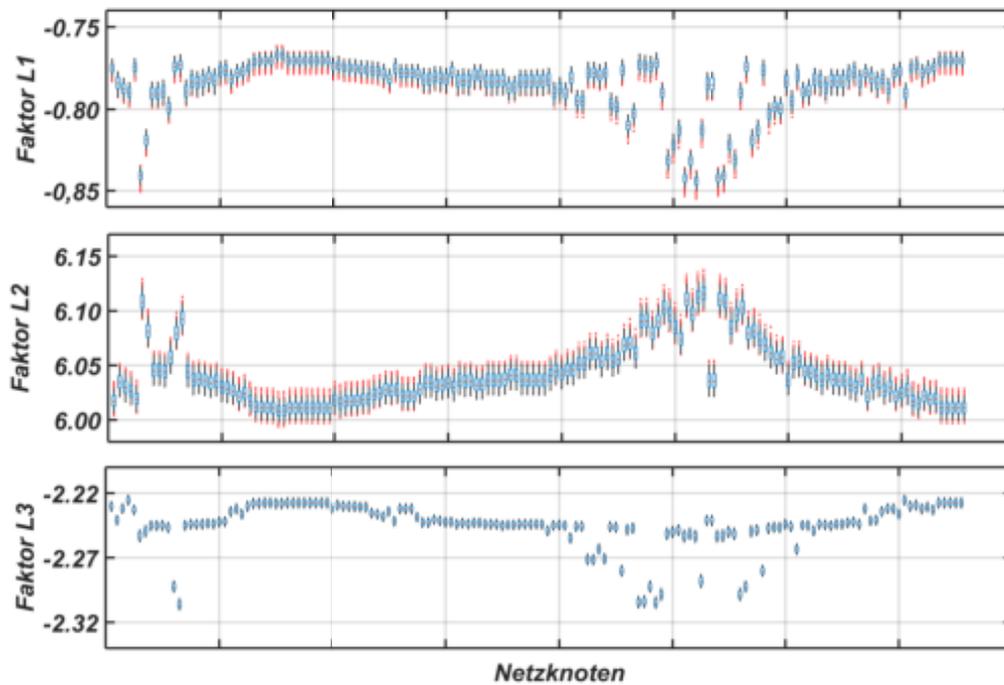


Abbildung 3.4: Faktor zur Berechnung des unsymmetrischen Spannungsanstiegs auf Basis symmetrischer Sensitivitätswerte

Werden die gleichen Versuche jedoch mit einer Blindleistungstestlast durchgeführt, ist ein deutlich nichtlinearer Zusammenhang zwischen symmetrischem und unsymmetrischem Fall, unabhängig von der betrachteten Phase, sichtbar. Dies ist auf die nichtlineare Wurzeloperation bei der Betragsbildung der Spannung zurückzuführen. Wird wie im realen Netz R1 der Lastfluss hauptsächlich durch Wirkleistung dominiert (PV und Haushaltsverbrauch tagsüber, Elektrofahrzeuge während der Nacht) und ist zusätzlich ein hohes, für die Niederspannung typisches R/X -Verhältnis gegeben, kommt es nach Gleichung 2.1 zu einem verschwindend kleinen Querspannungsabfall über den Leitungen. Mathematisch liegt die Begründung hierfür in der Dominanz des Terms $R \cdot I_w$. Der lineare Zusammenhang zwischen symmetrischem und unsymmetrischem Fall ist gültig. Tritt allerdings eine Erhöhung des Blindleistungsflusses auf, muss auch der Querspannungsfall aus Gleichung 2.1 berücksichtigt werden. Es resultiert eine Winkelverschiebung und damit in der Betragsbildung ein nichtlinearer Effekt. Ein konstanter Faktor führt speziell im Fall der Blindleistung dann unweigerlich zu großen Fehlern. Daher wird ein anderes Verfahren zur Bestimmung der unsymmetrischen Sensitivitätswerte gewählt.

3.2.3 Ermittlung der Spannungssensitivität

Die in diesem Abschnitt vorgestellte Methode zur Erstellung der unsymmetrischen Spannungssensitivitätsmatrix beruht auf dem Prinzip des Überlagerungssatzes. Dazu wird wie folgt vorgegangen:

- Zu Beginn wird eine Simulation ohne Lasten und Einspeiser durchgeführt, die den Ausgangszustand darstellt.
- An jedem Knoten und auf jeder Phase wird nacheinander ein Strom von 1A bzw. j1A eingeprägt und die komplexe Spannung an jedem Knoten und in jeder Phase berechnet.
- Im letzten Schritt wird der Unterschied der komplexen Spannung im Vergleich zum Ausgangszustand wiederum an jedem Knoten und in jeder Phase berechnet. Damit ist bekannt, wie sich der Real- und Imaginärteil der Spannung am Knoten k durch eine Einprägung von 1A bzw. j1A am Knoten l ändert.

Zur Verdeutlichung der Matrixstruktur zeigt die beispielhafte Sensitivitätsmatrix in 3.10 die Auswirkungen einer Einprägung von 1A auf Phase L1 auf den Real- und Imaginärteil der Knotenspannungen in Phase L2. Die Indizes bei den Knotenspannungen sind dabei so zu verstehen, dass der erste angibt, ob es sich um den Real, oder den Imaginärteil der Spannungsänderung handelt. Der zweite und dritte Index steht für den Ort der Wirkung, die nächsten beiden beschreiben den Ort der Entstehung. Der letzte Index gibt Auskunft darüber, ob der Realteil oder der Imaginärteil des Stromes eingeprägt wurde (r,1,L2,N,L1,1A bedeutet beispielsweise die Wirkung auf den Realteil der Spannung am Knoten 1 in Phase L2, hervorgerufen durch eine Stromeinprägung von 1A auf Knoten N in Phase L1). Insgesamt entstehen 18 derartige Matrizen, da auf allen drei Phasen jeweils 1A und j1A eingeprägt wird und die Auswirkung auf alle drei Phasen von Interesse ist.

$$\begin{array}{l}
 \text{Einfluss} \\
 \text{auf} \\
 \text{K1/L2}
 \end{array}
 \left\{ \begin{array}{l}
 \overbrace{\Delta U_{r,1,L2,1,L1,1A} + j\Delta U_{im,1,L2,1,L1,1A}}^{\Delta I_r = 1A \text{ an K1/L1}} \quad \dots \quad \overbrace{\Delta U_{r,1,L2,N,L1,1A} + j\Delta U_{im,1,L2,N,L1,1A}}^{\Delta I_r = 1A \text{ an KN/L1}} \\
 \vdots \\
 \Delta U_{r,N,L2,1,L1,1A} + j\Delta U_{im,N,L2,1,L1,1A} \quad \dots \quad \Delta U_{r,N,L2,N,L1,1A} + j\Delta U_{im,N,L2,N,L1,1A}
 \end{array} \right.
 \quad (3.10)$$

Gleichung 3.11 zeigt, wie die Spannung am Knoten k auf Phase L2 durch eine anstehende unsymmetrische Lastflussänderung aller drei Phasen am Knoten l im Vorfeld zu bestimmen ist. Es ist ersichtlich, dass sich die neue Knotenspannung prinzipiell aus der alten Knotenspannung und den Beiträgen aller drei Phasen zusammensetzt. Dabei muss beachtet werden, dass eine Änderung des Stromrealteils sowohl eine Änderung des Spannungsrealteils, als auch des

Spannungsimaginärteils nach sich ziehen kann. Ebenso beeinflusst eine Änderung des Stromimaginärteils sowohl Real-, als auch Imaginärteil der Spannung. Die Variablen $a - f$ stehen stellvertretend für die Änderung des Real- bzw. Imaginärteils der Spannung am Knoten k auf Phase L2 bei Änderung des Stromflusses am Knoten l auf allen drei Phasen um 1 A bzw. j1 A. Der Index 1 A bzw. j1 A kennzeichnet, ob die Spannungsänderung durch eine Änderung von 1 A oder j1 A hervorgerufen wird. Da von P/Q -konstant Lasten ausgegangen wird, muss in einem vorherigen Arbeitsschritt ermittelt werden, welchem Strom eine geplante Leistungsänderung entspricht. Dies geschieht mit Hilfe der aktuell vorherrschenden Knotenspannung. Der erste Index bei ΔI gibt Aufschluss, ob es sich um die Real- oder Imaginärteiländerung des Stroms handelt, die beiden weiteren repräsentieren den Ort der Änderung ($r, l, L1$ entspricht einer Realteiländerung am Knoten l auf Phase L1).

$$\begin{aligned}
 a &= \Delta U_{r,k,L2,l,L1,(1A \text{ bzw. } j1A)} \quad \text{und} \quad b = \Delta U_{im,k,L2,l,L1,(1A \text{ bzw. } j1A)} \\
 c &= \Delta U_{r,k,L2,l,L2,(1A \text{ bzw. } j1A)} \quad \text{und} \quad d = \Delta U_{im,k,L2,l,L2,(1A \text{ bzw. } j1A)} \\
 e &= \Delta U_{r,k,L2,l,L3,(1A \text{ bzw. } j1A)} \quad \text{und} \quad f = \Delta U_{im,k,L2,l,L3,(1A \text{ bzw. } j1A)}
 \end{aligned}
 \tag{3.11}$$

$$\begin{aligned}
 &\rightarrow \Delta U_{\text{neu},k,L2} = U_{\text{alt},k,L2} + \dots \\
 &\dots + a_{1A} \cdot \Delta I_{r,l,L1} + jb_{1A} \cdot \Delta I_{r,l,L1} + a_{j1A} \cdot \Delta I_{im,l,L1} + jb_{j1A} \cdot \Delta I_{im,l,L1} + \dots \\
 &\dots + c_{1A} \cdot \Delta I_{r,l,L2} + jd_{1A} \cdot \Delta I_{r,l,L2} + c_{j1A} \cdot \Delta I_{im,l,L2} + jd_{j1A} \cdot \Delta I_{im,l,L2} + \dots \\
 &\dots + e_{1A} \cdot \Delta I_{r,l,L3} + je_{1A} \cdot \Delta I_{r,l,L3} + e_{j1A} \cdot \Delta I_{im,l,L3} + jf_{j1A} \cdot \Delta I_{im,l,L3}
 \end{aligned}$$

Auch bei dieser Methode kommt es aufgrund der Verwendung von P/Q -konstant Lasten zu einem Fehler, da die in Gleichung 3.11 verwendete Stromänderung leicht vom tatsächlichen Wert abweicht. Um den Fehler zu quantifizieren, wird analog zu Kapitel 3.2.2 eine sommerliche Woche in viertelstündlicher Auflösung im Netz R1 simuliert. Dabei wird in der Netzmitte eine konstante Testeinspeisung von 15 kW einphasig an L2 angeschlossen und die Auswirkung auf den Netzzustand berechnet. Als Vergleichsfall wird zusätzlich der gesamte Zeitraum ohne diese Testeinspeisung simuliert. Unter Zuhilfenahme der hier vorgestellten Methode kann für jeden Zeitschritt die Auswirkung der unsymmetrischen Einspeisung auf alle Knotenspannungen vorhergesagt werden. Die dabei resultierenden und nach Gleichung 3.12 berechneten Fehler sind in Abbildung 3.5 anhand eines Boxplots dargestellt. Jede Box repräsentiert dabei einen Knoten. Die Menge an Werten je Knoten ergibt sich durch die Simulationsdauer von einer Woche.

$$\text{Fehler } \Delta U_{L1/L2/L3} = 100\% \cdot \frac{\Delta U_{\text{Vorhersage}} - \Delta U_{\text{Tatsächlich}}}{\Delta U_{\text{Tatsächlich}}}
 \tag{3.12}$$

Für die Erstellung der Grafik werden auch hier nur Knoten berücksichtigt, die eine vernünftig feststellbare Spannungsänderung aufweisen. Der Betrag der Fehler ist in allen Fällen kleiner

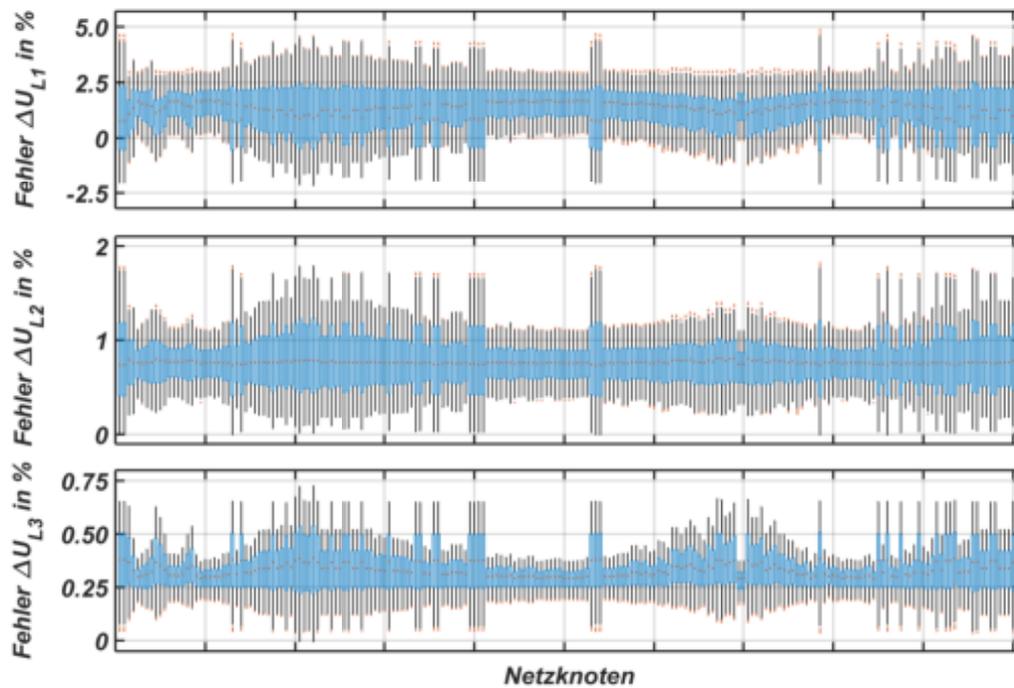


Abbildung 3.5: Fehler bei Vorhersage der unsymmetrischen Knotenspannung mit Hilfe des überlagerten Sensitivitätsprinzips

als 5 % und weist somit akzeptable Werte auf. Wird anstatt der Testeinspeisung eine Last verwendet, können gleichwertige Ergebnisse erzielt werden. Auch im Fall von Testblindleistungen werden Ergebnisse in gleicher Fehlergröße erreicht. Es soll an dieser Stelle nochmal herausgestellt werden, dass durch diese Methode im Vergleich zu Kapitel 3.2.2 folgende Unterschiede vorliegen, wodurch der Fehler signifikant verringert wird:

- Es wird sowohl die Realteil- als auch die Imaginärteiländerung der neuen Spannung bestimmt, wohingegen in Kapitel 3.2.2 ausschließlich die Betragsänderung der neuen Spannung bestimmt wird.
- Nichtlineare Effekte, wie beispielsweise ein Vorzeichenwechsel im Real- oder Imaginärteil, werden somit in der Betragsbildung berücksichtigt.
- Die neue Spannung wird, unabhängig vom Grad der aktuellen Spannungssymmetrie, immer aus der aktuell vorherrschenden Knotenspannung bestimmt. Im Gegensatz zu Kapitel 3.2.2 wird der aktuelle Betriebspunkt somit berücksichtigt und Fehler werden vermieden.

Aufgrund der Vorteile wird in der vorliegenden Arbeit auf diese Methode, hier als „Methode des überlagerten Sensitivitätsprinzips“ bezeichnet, zur Vorhersage der Spannungswerte nach Änderung des Leistungsflusses zurückgegriffen. Abbildung 3.6 veranschaulicht das Ergebnis einer exemplarischen Sensitivitätsanalyse grafisch. Hierbei wird die Hebelwirkung einer Wirkleistungsmodifikation auf die Spannung in der rot markierten Problemstelle illustriert. Die Wirkleistungsmodifikation findet in allen Knoten ausschließlich auf Phase L2 statt. Die Hebelwirkung soll für alle drei Phasen des Problemknotens bestimmt werden. Dabei sind zwei Dinge erkennbar:

- Unabhängig von der beeinflussten Phase wirkt sich die P -Modifikation immer umso größer auf die Problemstelle aus, je geringer die elektrische Entfernung dazu ist. Die Bereiche um die Problemstelle sind daher deutlich heller, was eine erhöhte Sensitivität dieser Knoten auf die Problemstelle widerspiegelt.
- Erwartungsgemäß wird Phase L2 am stärksten beeinflusst. Aufgrund der Sternpunktverschiebung wird darüber hinaus die Spannung auf L3 stärker beeinflusst als in Phase L1. Dieses Ergebnis entspricht den Beobachtungen aus Kapitel 3.2.2.

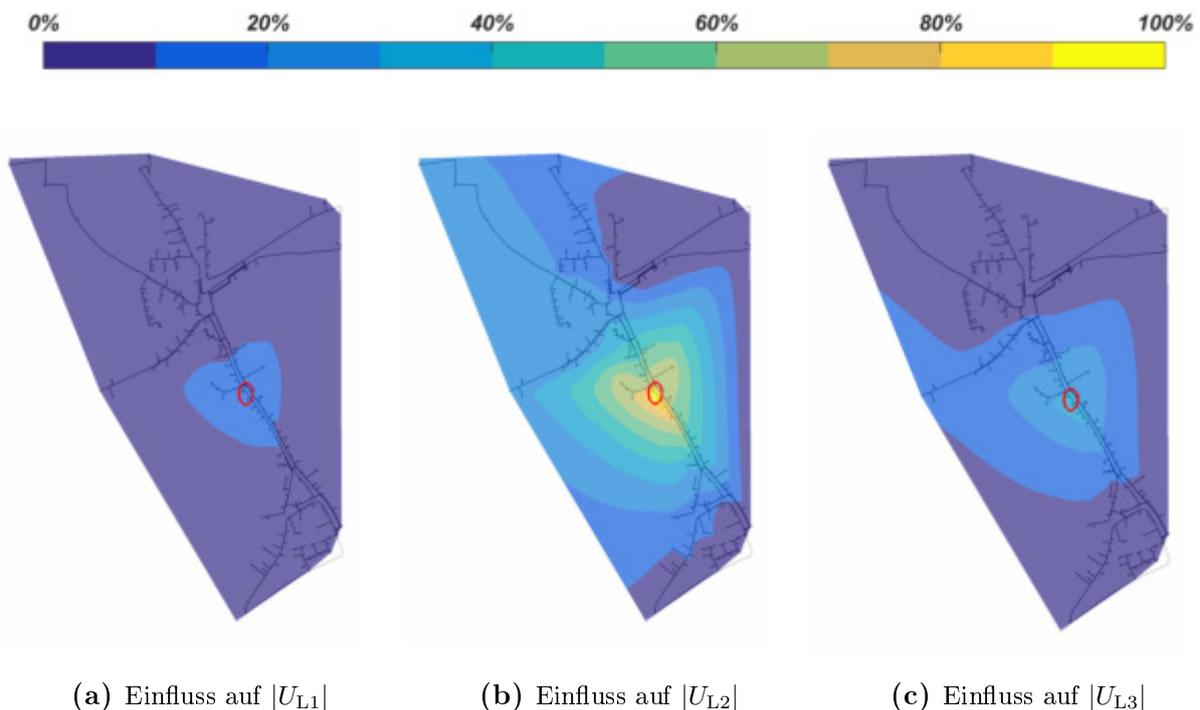


Abbildung 3.6: Sensitivität der Wirkleistungsmodifikation in allen Knoten (L2) auf das rot markierte Spannungsproblem in %, bezogen auf den wirksamsten Knoten

3.2.4 Ermittlung der Sensitivität auf die Leitungsauslastung

Bei der Berechnung der Sensitivitätsmatrix und zur Quantifizierung der Fehler wird analog zu Kapitel 3.2.3 vorgegangen. Dabei wird sukzessive die Auswirkung einer Strommodifikation von 1A bzw. j1A in jedem Knoten und in jeder Phase auf den Real- und Imaginärteil aller Leiterströme berechnet. Abbildung 3.7 illustriert den Fehler bei der Ermittlung der neuen Leitungsauslastung auf allen Phasen inklusive des Neutralleiters. Die Grafik enthält nur Leitungen, die eine vernünftig feststellbare Änderung ihrer Auslastung erkennen lassen. Der berechnete Fehler für die Phasen L1 und L2 liegt im Bereich $\pm 4\%$. Der etwas erhöhte Fehlerwert für Leitungsströme auf L3 stört hierbei nicht, da die absolute Änderung der Leitungsauslastung bei einer Modifikation des Lastflusses auf L2 sehr gering ausfällt. Im Falle einer Leitungsüberlastung auf Phase L3 wird daher mit großer Wahrscheinlichkeit in keinem Fall auf eine Modifikation des Lastflusses auf L2 zurückgegriffen. Eine Lastflussmodifikation auf derselben Phase würde deutlich höhere Sensitivitätswerte aufweisen. Die Genauigkeit für die Vorhersage der Neutralleiterbelastung liegt im Bereich $< 1\%$.

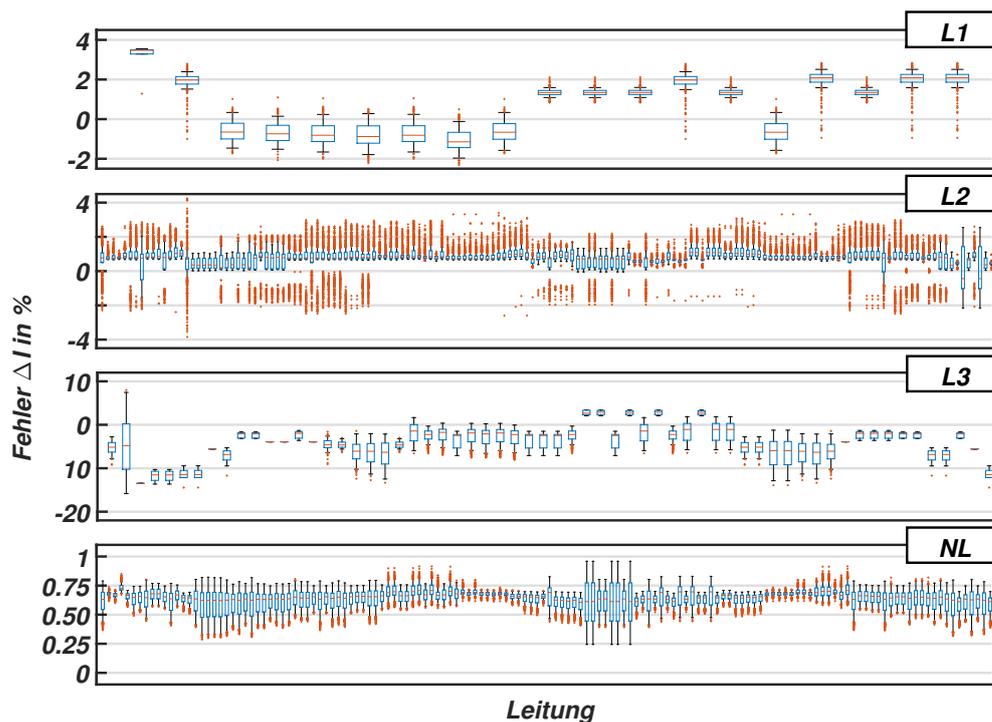


Abbildung 3.7: Fehler bei Vorhersage der Leitungsauslastungen mit Hilfe des überlagerten Sensitivitätsprinzips

Die grafische Darstellung der Hebelwirkung aller Knoten bei P -Modifikation in L2 auf die Auslastung der rot markierten, exemplarischen Leitung ist in Abbildung 3.8 zu sehen. Kann die Auslastung der Problemleitung auf Phase L2 in naher Umgebung noch sehr gut durch eine Wirkleistungsänderung in L2 beeinflusst werden, ist eine Auswirkung auf die beiden anderen Phasen nicht zu erkennen.

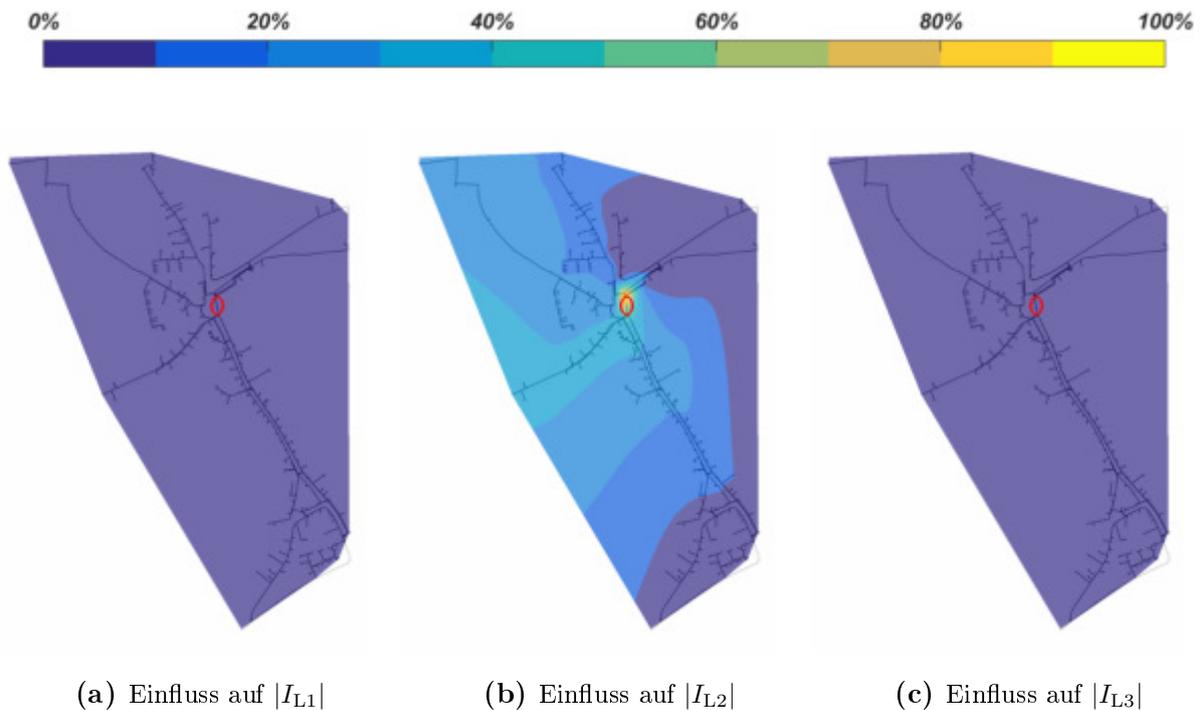


Abbildung 3.8: Sensitivität der Wirkleistungsmodifikation in allen Knoten (L2) auf die rot markierte Leitungsauslastung in % bezogen auf den wirksamsten Knoten

3.2.5 Ermittlung der Sensitivität auf die Transformatorauslastung

Auch für die Ermittlung der Transformatorauslastung nach Lastflussmodifikation wird in dieser Arbeit auf die Methode des überlagerten Sensitivitätsprinzips zurückgegriffen. In vielen Niederspannungsnetzen mit einem speisenden Transformator kann die Auswirkung einer Modifikation auch mit geringem Fehler abgeschätzt werden. Da der Transformator in einer derartigen Konstellation als Nadelöhr fungiert, wirkt sich eine Lastflussänderung im Netzgebiet direkt auf den Lastfluss über den Transformator aus. Werden Netzgebiete allerdings mit mehreren Transformatoren gespeist, ist eine vereinfachte Abschätzung nicht mehr ohne Weiteres möglich. Darüber hinaus ermöglicht die Vorhersage auf Basis der Sensitivitätsanalyse eine genaue Quantifizierung, die als Grundlage für etwaige Folgeschritte auf dem Flexibilitätsmarkt wichtig ist.

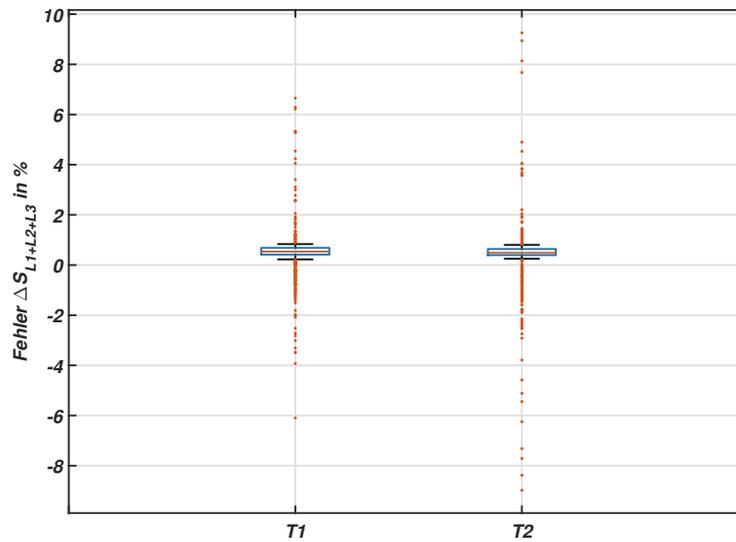


Abbildung 3.9: Fehler bei Vorhersage der Transformatorauslastung mit Hilfe des überlagerten Sensitivitätsprinzips

Zur Ermittlung des Fehlers wird auf die Simulation aus Kapitel 3.2.3 zurückgegriffen. Dabei resultiert nach Abbildung 3.9 für beide Transformatoren ein Fehlerwert, der sich zumeist zwischen 0 - 1 % bewegt. In allen Fällen liegt der Fehler jedoch innerhalb von $\pm 10\%$.

Abbildung 3.10 illustriert, wie sich eine Modifikation des Wirkleistungsflusses aller Knoten (L2) auf die Auslastung des rot markierten Transformators T1 auswirkt. Erwartungsgemäß ergibt sich eine Abnahme der Sensitivität je näher die Lastflussmodifikation am Transformator T2 vollzogen wird.

Mit der Absicht, die effektivste Gegenmaßnahme auf eine Problemstelle zu ermitteln, wird in dieser Arbeit für Spannungsprobleme, Leitungs- und auch Transformatorüberlastungen auf die beschriebene Methode des überlagerten Sensitivitätsprinzips zurückgegriffen. Der damit verbundene Fehler, der durch die Nichtlinearität der PQ -Lasten resultiert, beträgt in den meisten Fällen nur wenige Prozentpunkte und steht daher einer Verwendung im Modell des regionalen Flexibilitätsmarktes nicht im Wege.

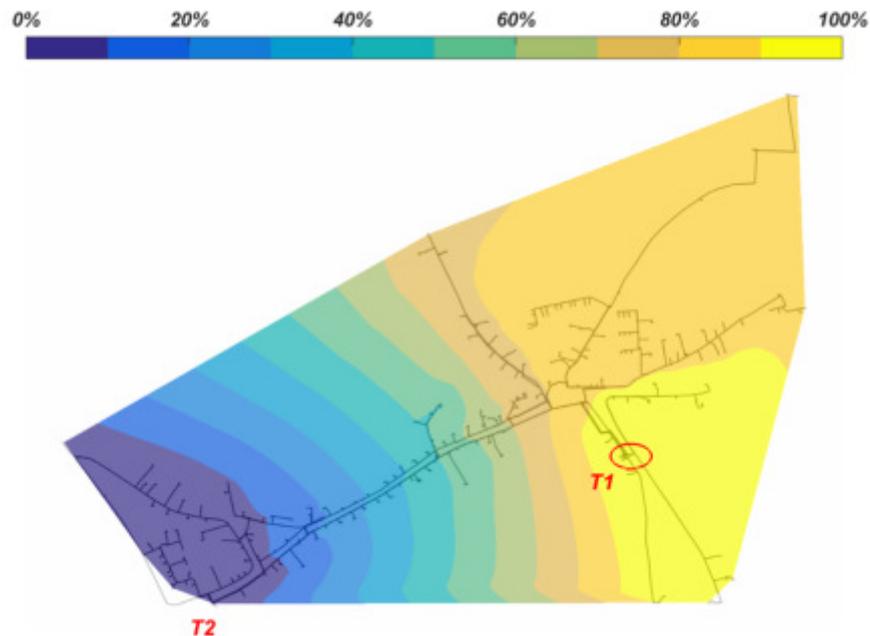


Abbildung 3.10: Sensitivität der Wirkleistungsmodifikation in allen Knoten (L2) auf die rot markierte Trafoauslastung in %, bezogen auf den wirksamsten Knoten

3.3 Zustandsschätzung

Um sicher zu stellen, dass alle vorgeschriebenen Grenzwerte im Netz eingehalten werden, muss Kenntnis über den aktuellen Netzzustand vorhanden sein. Sind alle Knotenspannungen und damit auch alle Lastflüsse bekannt, kann der Netzbetreiber im Fall von Grenzwertüberschreitungen die Aktivierung des Flexmarktes veranlassen. Ein Großteil der Niederspannungsnetze in Deutschland wird allerdings im „Blindflug“ betrieben, was bedeutet, dass keine Messgeräte verbaut sind und damit auch die Netzleitwarte keine Kenntnis über den aktuellen Zustand besitzt. Diese Tatsache ist historisch bedingt und begründet sich durch den hauptsächlichlichen Anschluss von Energieverbrauchern, welche in der Netzplanung auf Basis von Erfahrungswerten so berücksichtigt werden konnten, dass zu allen Zeitpunkten ein sachgerechter Betrieb möglich war. Damit der Flexibilitätsmarkt eine Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen kann, muss der aktuelle Netzzustand allerdings bekannt sein. Aus wirtschaftlichen Gründen ist eine vollständige Vermessung der NS-Netze undenkbar, wodurch der Bedarf einer robusten und verlässlichen Zustandsschätzung im Niederspannungsnetz entsteht. Ziel ist es dabei, mit Hilfe weniger Messgeräte ein präzises Abbild des Netzzustands zu erhalten. Im folgenden Abschnitt wird auf die mathematische Herangehensweise der Zustandsschätzung eingegangen und am Beispiel des realen Netzes R1 die Genauigkeit bei konkreten Mess-

technikinstallationen aufgezeigt. Zusätzlich wird auf die Auswirkungen einer veränderten Messtechnikpositionierung eingegangen. Zum besseren Verständnis wird zuerst die Zustandsschätzung im symmetrischen Fall erläutert. Im Anschluss daran erfolgt die Erweiterung auf den unsymmetrischen Fall.

3.3.1 Klassischer symmetrischer Ansatz

Für die Beschreibung der mathematischen Zusammenhänge und bei der Verwendung der Formelzeichen in diesem Abschnitt wird [Abu04] als Orientierungshilfe verwendet. Betrachtet man ein Netz mit N Knoten muss die Zustandsschätzung N komplexe Knotenspannungen als Ergebnis liefern. Wird der Imaginärteil eines Knotens als Bezugspunkt zu null gesetzt, folgen daraus $2N - 1$ Unbekannte (N -mal U_w und $N - 1$ mal U_b), die hier allgemein mit $x_1 \dots x_{2N-1}$ bezeichnet werden und den zu bestimmenden Zustandsvektor x bilden:

$$x^T = [x_1, x_2, \dots, x_{2N-1}]$$

Im Messvektor z sind alle M Messungen zusammengefasst:

$$z^T = [z_1, z_2, \dots, z_M]$$

Jede einzelne Messgröße kann formelmäßig durch ihre physikalischen Zusammenhänge auf Basis von Netzsadmittanzen und Knotenspannungen ausgedrückt werden. Der Vektor h berechnet in Abhängigkeit von x den Wert der gemessenen Größe. Steht beispielsweise die Wirk- bzw. Blindabgangsleistung an einem Knoten als Messgröße zur Verfügung, wird mit Hilfe von Formel 3.3 und dem Zustandsvektor x die Messgröße berechnet.

$$h^T = [h_1(x_1, \dots, x_{2N-1}), h_2(x_1, \dots, x_{2N-1}), \dots, h_M(x_1, \dots, x_{2N-1})]$$

Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass jede Messung mit einem unbekanntem Fehler behaftet ist, wird ein zusätzlicher Fehlervektor e eingeführt, wodurch der Messvektor z durch folgende Gleichung beschrieben werden kann.

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, \dots, x_{2N-1}) \\ h_2(x_1, \dots, x_{2N-1}) \\ \vdots \\ h_m(x_1, \dots, x_{2N-1}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_M \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Der Algorithmus der Zustandsschätzung versucht grundsätzlich, den Netzzustand so zu berechnen, dass die Messungen bestmöglich abgebildet werden. Große Messungenauigkeiten, abgebildet durch große Werte im Fehlervektor e , führen dabei allerdings zu falschen Ergebnissen. Aus diesem Grund werden die einzelnen Messungen unterschiedlich stark gewichtet. Dabei werden Messungen mit hohen Fehlertoleranzangaben weniger stark berücksichtigt, hingegen jene mit geringen Fehlertoleranzen große Bedeutung zugesprochen wird. Die Fehlertoleranzen sind in einem Vektor R zusammengefasst, der zu einer Diagonalmatrix erweitert wird. Die Varianz der jeweiligen Messung bildet die Hauptdiagonale ($R = \text{diag}\{\sigma_1^2, \dots, \sigma_m^2\}$). Die Zustandsschätzung versucht, den Netzzustand so zu berechnen, dass vordergründig die Messungen mit einer geringen Varianz abgebildet werden können. Mathematisch resultiert diese Aufgabenstellung in einer Minimierung der Zielfunktion $J(x)$, die anhand von Gleichung 3.14 beschrieben wird. Die herkömmliche Lösung des Gleichungssystems ist in Formel 3.15 dargestellt. Hierbei wird zuerst die Funktion $g(x)$ in einer Taylorreihe entwickelt, wobei $G(x^k)$ die Steigung im Zustand x^k repräsentiert und als Gain-Matrix bezeichnet wird. Da es sich in der Regel um einen nichtlinearen Zusammenhang zwischen $g(x)$ und x handelt, muss ein Iterationsprozess durchlaufen werden. Der Index k repräsentiert den aktuellen Iterationsschritt.

$$J(x) = \sum_{m=1}^M \frac{(z_m - h_m(x))^2}{R_{mm}} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned} g(x) &= \frac{\partial J(x)}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial J(x)}{\partial x_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial J(x)}{\partial x_{2N-1}} \end{bmatrix} = 0 \quad (\cong LGS) \\ \rightarrow g(x) &= g(x^k) + G(x^k) \cdot (x^{k+1} - x^k) = 0 \\ \rightarrow x^{k+1} &= x^k - G(x^k)^{-1} \cdot g(x^k) \\ \text{mit : } g(x^k) &= -H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x^k)] \\ \text{und } G(x^k) &= \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot H(x^k) \end{aligned} \quad (3.15)$$

Zur Bestimmung von $g(x^k)$ und $G(x^k)$ im aktuellen Iterationsschritt wird die Messjacobimatrix H benötigt, auf die im Folgenden näher eingegangen wird. Im Regelfall werden folgende Größen in einem Niederspannungsnetz am Knoten i bzw. j messtechnisch erfasst:

- Betrag der Leiter-Erde Spannung $|U_i|$.
- Wirk- und Blindleistung über eine Leitung P_{ij} und Q_{ij} .
- Wirk- und Blindleistung als Verbrauch bzw. Einspeisung P_i und Q_i .

Die Messjacobimatrix $H(x)$ nimmt folgende Form an und besitzt die Größe $M \times (2N - 1)$:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1(x)}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial h_1(x)}{\partial x_{2N-1}} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial h_M(x)}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial h_M(x)}{\partial x_{2N-1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial |U_i|}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial |U_i|}{\partial x_{2N-1}} \\ \frac{\partial P_i}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial P_i}{\partial x_{2N-1}} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial Q_i}{\partial x_{2N-1}} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial P_{ij}}{\partial x_{2N-1}} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial x_{2N-1}} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Die formelmäßige Zusammensetzung der einzelnen Ableitungen kann im Anhang unter A.1.1 eingesehen werden. Es ist ersichtlich, dass diese nur vom aktuellen Spannungszustand und den bekannten netzspezifischen Admittanzen abhängen. Nach der Wahl des Startzustands ist es theoretisch möglich, alle benötigten Matrizen zu bestimmen und iterativ die Lösung des Netzzustands zu eruieren. Entscheidend für die Qualität der Lösung, aber auch für die Feststellung, ob das System überhaupt beobachtbar ist, sind Art und Ort der Messungen. So kann es durchaus sein, dass sich das im Vorfeld beschriebene Gleichungssystem nicht lösen lässt, weil ein Teil des Netzes nur mangelhaft mit Messpunkten ausgestattet ist und damit eine Beobachtbarkeit nicht mehr gegeben ist.

Um festzustellen, ob es sich um ein vollständig beobachtbares System handelt, wird das im Folgenden präsentierte Vorgehen nach [Cas05] verwendet. Der Netzzustand ist hierbei nur vollständig beobachtbar, wenn für das Gleichungssystem 3.15 eine eindeutige Lösung existiert. Ausgenutzt wird dabei die Tatsache, dass sich allgemein die Lösung eines linearen, inhomogenen Gleichungssystems der Form $Ax = b$ grundsätzlich aus der Summe der partikulären Lösung x_p und der homogenen Lösung x_h zusammensetzt. Entscheidend für die Beobachtbarkeit ist die Lösung des homogenen Gleichungssystems $Ax = 0$. Dabei ist die triviale Lösung $x_h = \vec{0}$ stets möglich. Der gesamte Lösungsraum des homogenen Gleichungssystems wird als Nullraum bezeichnet. Ist die triviale Lösung die einzige Lösung des homogenen Gleichungssystems, folgt daraus ein leerer Nullraum und eine eindeutige Lösung (x_p) des inhomogenen Gleichungssystems $Ax = b$. Um die Frage der Beobachtbarkeit zu klären, muss daher der Nullraum der Gain-Matrix $G(x)$ untersucht werden. Ist dieser nicht leer, kann über die Position der von null verschiedenen Elemente bestimmt werden, welche Knotenspannung nicht vollständig beobachtbar ist. Durch die intelligente Positionierung von zusätzlichen Messpunkten kann eine vollständige Beobachtbarkeit erzielt werden. Die exakte Position und Art der zusätzlichen Messpunkte sollte dabei so gewählt werden, dass

ein möglichst positiver Effekt auf die Schätzqualität des gesamten Netzzustands erreicht wird. In der Literatur [Ech15, Sin09] wird dazu meist auf eine Monte-Carlo-Simulation zurückgegriffen, welche diverse Konstellationen ausprobiert und unter der Berücksichtigung von Nebenbedingungen (beispielsweise die Höhe der Gesamtkosten der Installationen) eine zufriedenstellende Lösung findet.

Um Probleme mit der Beobachtbarkeit zu umgehen, werden in der Praxis häufig sowohl virtuelle Messungen als auch Pseudomessungen eingefügt. Erstere entsprechen $P_i = 0$ und $Q_i = 0$ Messungen an allen Knoten ohne Last- oder Erzeugeranschluss (z.B. an Verbindungsmuffen). Im Algorithmus gehen virtuelle Messungen mit einer sehr geringen Varianz ein, da davon ausgegangen werden kann, dass an diesen Punkten tatsächlich kein Lastfluss gegen Erde auftritt. Konträr dazu versteht man unter Pseudomessungen P_i - und Q_i -Messungen, die Verbraucher und auch Erzeugungsanlagen mit Standardlastprofilen, Referenzanlagen oder historischen Werten nachbilden. Aufgrund der hohen Unsicherheit von Pseudomessungen werden diese im Algorithmus gering gewichtet (hohe Varianz), sodass Messungen dieser Kategorie zwar einen wichtigen Beitrag zur Beobachtbarkeit liefern, ihr Einfluss auf das Ergebnis allerdings gering ausfällt. Um dennoch die Pseudomessungen so nah wie möglich an die tatsächlichen Werte heranzuführen, wird in [Ech15a] vorgeschlagen, die verwendeten Pseudomessungen so zu skalieren, dass die einzelnen Last- und Einspeisewerte mit dem messtechnisch meist erfassten Lastfluss über die Transformatoren übereinstimmen.

Wird der gezeigte Lösungsweg, bekannt als „Weighted Least Square (WLS) State Estimation“, hinsichtlich seiner numerischen Stabilität untersucht, ist die relativ hohe Konditionszahl der Gain-Matrix im Vergleich zu anderen Lösungsansätzen auffällig. Nach [Huc16] wirken sich bei einem linearen Gleichungssystem der Form $Ax = b$ Fehler im b -Vektor umso stärker auf den Lösungsvektor x aus, je höher die Konditionszahl der A Matrix ist. Um diese Anfälligkeit zu reduzieren, wird daher ein leicht abgeänderter Lösungsansatz mit Hilfe des Lagrange-Optimierungsverfahrens vorgeschlagen, der unter dem Begriff „Hatchel’s Augmented Matrix Approach“ bekannt ist und laut [Gje85] wesentlich bessere Konditionszahlen aufweist.

Nach [Kos12] ist die generelle Idee des Lagrange-Optimierungsverfahrens wie folgt: Wird die zu minimierende Zielfunktion $J(x)$ durch Subtraktion um die mit einer zusätzlichen Variable multiplizierten Nebenbedingungen erweitert, entspricht das Minimum der Zielfunktion dem Minimum der neuen, erweiterten Hilfsfunktion \mathcal{L} (auch Lagrange-Funktion genannt). Dabei gilt es zu beachten, dass die Nebenbedingungen nach null umgestellt sein müssen. Die Formeln 3.17 und 3.18 beschreiben die Zielfunktion mit Nebenbedingungen und die resultierende, zu minimierende Lagrange-Funktion.

$$\begin{aligned}
 \text{Zielfunktion : } J(x) &= \frac{1}{2} r^T R^{-1} r \\
 \text{Nebenbedingungen : } c(x) &= 0 \\
 r - z + h(x) &= 0
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

$$\mathcal{L} = J(x) - \lambda^T c(x) + \mu^T (r - z + h(x)) \tag{3.18}$$

Die Zielfunktion $J(x)$ entspricht nach wie vor Gleichung 3.14, wobei $z - h(x)$ durch die Variable r ersetzt wird. Anders als bei dem WLS werden die virtuellen Messungen nicht zusammen mit allen weiteren Messungen im Vektor $h(x)$ eingegliedert, sondern sind explizit als Nebenbedingung in der Variable $c(x)$ enthalten. Aus diesem Grund gibt es im Augmented Matrix Approach sowohl einen Vektor $h(x)$, bei dem alle tatsächlich durchgeführten Messungen, sowie die Pseudomessungen durch ihre physikalischen Zusammenhänge dargestellt werden. Des Weiteren existiert ein Vektor $c(x)$, der die physikalischen Zusammenhänge aller virtuellen Messungen beschreibt. Analog dazu gibt es zwei Messjacobimatrizen $H(x)$ und $C(x)$. Die Matrix $C(x)$ wird nachfolgend aus Gründen der Vollständigkeit dargestellt, wobei der Index V die Anzahl der virtuellen Messpunkte widerspiegelt.

$$C(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial c_1(x)}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial c_1(x)}{\partial c_{2N-1}} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial c_V(x)}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial c_V(x)}{\partial c_{2N-1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial x_{2N-1}} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_V}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial P_V}{\partial x_{2N-1}} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial x_{2N-1}} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_V}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial Q_V}{\partial x_{2N-1}} \end{bmatrix} \tag{3.19}$$

Das Minimum der Lagrange-Funktion aus Gleichung 3.18 erhält man durch Nullsetzen der partiellen Ableitungen nach allen Unbekannten x , r , λ und μ (siehe Gleichung 3.20).

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \mathcal{L}(x)}{\partial x} &= 0 \rightarrow C^T \lambda + H^T \mu = 0 \\
 \frac{\partial \mathcal{L}(x)}{\partial r} &= 0 \rightarrow R^{-1} r - \mu = 0 \\
 \frac{\partial \mathcal{L}(x)}{\partial \lambda} &= 0 \rightarrow c(x) = 0 \\
 \frac{\partial \mathcal{L}(x)}{\partial \mu} &= 0 \rightarrow r - z + h(x) = 0
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

Werden die beiden Gleichungen $\frac{\partial \mathcal{L}(x)}{\partial r} = 0$ und $\frac{\partial \mathcal{L}(x)}{\partial \mu} = 0$ zusammengefasst, entsteht das finale Gleichungssystem nach Formel 3.21, welches analog zum WLS-Verfahren iterativ gelöst werden kann.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} R & H & 0 \\ H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix}}_{=\text{Hatchel's Matrix}} \cdot \begin{bmatrix} \mu \\ x^{k+1} - x^k \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z - h(x^k) \\ 0 \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

3.3.2 Zustandsschätzung in unsymmetrisch belasteten Netzen

Aufgrund der Vielzahl unsymmetrisch angeschlossener Netzteilnehmer und den damit verbundenen unsymmetrischen Spannungs- und Stromverhältnissen ist nach [Wag16a] eine Anwendung der symmetrischen Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen nicht akzeptabel. Der in 3.3.1 vorgestellte Algorithmus muss daher für den unsymmetrischen Fall erweitert werden. Der gesuchte Netzzustandsvektor enthält im unsymmetrischen Fall die unbekannt Knotenspannungen (Real- und Imaginärteil) im Mit-Gegen- und Nullsystem. Im weiteren Verlauf wird anhand des Ablaufdiagramms 3.11 schrittweise das Vorgehen für eine unsymmetrische Zustandsschätzung präsentiert, wobei auf die wesentlichen Besonderheiten und Unterschiede im Vergleich zum symmetrischen Fall explizit eingegangen wird.

Im ersten Schritt wird die Knotenadmittanzmatrix für jedes System bestimmt. Im Anschluss daran werden in der Realität die Messwerte aus den Messgeräten ausgelesen. In dieser Arbeit fungiert eine Lastflusssimulation als Basis für die Bestimmung der eigentlichen Messwerte. Darüber hinaus werden analog zum symmetrischen Fall Pseudomessungen und virtuelle Messpunkte eingeführt. Im Unterschied zum symmetrischen Fall müssen die Messwerte immer für alle drei Phasen bekannt sein, um im vierten Schritt eine Transformation ins MG0-System durchzuführen. Auf diesen Schritt wird im weiteren Verlauf des Abschnitts nochmals detailliert eingegangen. Nach der Wahl des Startzustandsvektors werden im sechsten Schritt für jedes System sowohl die h - und c -Vektoren, als auch die systemspezifischen Messjacobimatrizen H und C berechnet und zusammengefasst. Gleichung 3.22 zeigt beispielhaft die neue H -Matrix, die sich aus den drei einzelnen H -Matrizen des MG0-Systems zusammensetzt. Eine gegenseitige Beeinflussung der verschiedenen Systeme ist durch die Null-Matrizen an entsprechender Position nicht gegeben.

$$H(x) = \begin{bmatrix} H_M & 0 & 0 \\ 0 & H_G & 0 \\ 0 & 0 & H_0 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

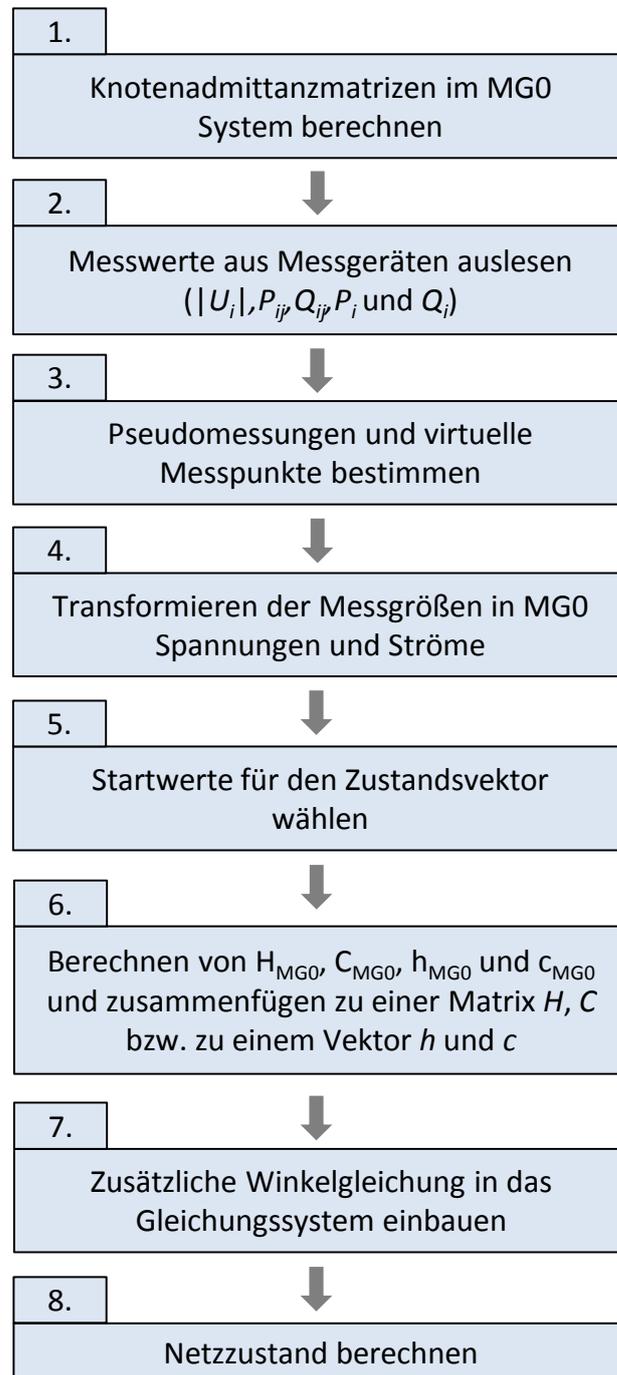


Abbildung 3.11: Ablaufdiagramm für die Zustandsschätzung unsymmetrisch belasteter Netze

Analog dem symmetrischen Fall soll bei unsymmetrischen Verhältnissen der Imaginärteil der Bezugsspannung zu null gesetzt werden. Da die Berechnung des Netzzustands in symmetrischen Komponenten vollzogen wird, muss diese Forderung ebenfalls in symmetrischen Komponenten ausgedrückt werden. Es ergibt sich in Anlehnung an Gleichung 3.6 die Forderung, dass die Summe der Imaginärteile aller Systeme am Referenzknoten den Wert null annehmen muss. Nur dann ist sichergestellt, dass der Imaginärteil der Phasenspannung $L1$ am Referenzknoten verschwindet. Die jeweiligen Ableitungen der resultierenden Gleichung 3.23 werden als zusätzliche Zeile in die Messjacobimatrix C eingefügt. Darüber hinaus wird der Vektor c , der im symmetrischen Fall ausschließlich virtuelle Messungen beinhaltet, ebenfalls um ein Element erweitert. Es resultiert ein Gleichungssystem, dass bezüglich der Form Gleichung 3.21 entspricht. Der Umfang des Gleichungssystems erhöht sich allerdings erheblich.

$$\text{Im}\{\underline{U}_{1,L1}\} = 0 \rightarrow U_{b1,M} + U_{b1,G} + U_{b1,0} = 0 \quad (3.23)$$

Linearisierung der Hatchel's Matrix

In den Formeln A.1 bis A.6 im Anhang ist die Abhängigkeit der Messgrößen von den gesuchten Knotenspannungen erkennbar. Werden im unsymmetrischen Fall ebenfalls die Leistungsflüsse und der Betrag der Knotenspannungen als Messgrößen verwendet, können diese Gleichungen für das jeweilige System analog verwendet werden. Es zeigt sich jedoch, dass dies zu einer hohen numerischen Instabilität führt, die durch eine extreme Konditionszahl bis hin zur Singularität der Hatchel's Matrix begründet ist. Im unsymmetrischen Algorithmus verschwinden bei symmetrischem Netzzustand die Gegen- und Nullspannungen. Damit werden H_G , C_G , H_0 und C_0 ebenfalls zu Nullmatrizen, wodurch die Hatchel's Matrix eine Vielzahl von Nullzeilen bzw. Nullspalten enthält und singular wird.

Die mangelhafte Robustheit dieses Lösungsweges führt daher zur Notwendigkeit einer alternativen Lösung. Ziel dieser Lösung soll sein, dass auch bei nahezu symmetrischen Verhältnissen die besagten Messjacobimatrizen nicht zu Nullmatrizen werden und damit eine Singularität der Hatchel's Matrix vermieden wird. Erreicht wird dieses Ziel unter anderem damit, dass anstatt der Wirk- bzw. Blindleistungsflüsse Wirk- und Blindströme als Messgrößen verwendet werden. Die Formeln im Anhang A.7 bis A.8 zeigen die physikalischen Zusammenhänge und Abhängigkeiten zwischen Wirk- bzw. Blindströmen und den Komponenten der Knotenspannung auf. Es ist ersichtlich, dass bei der Verwendung von Wirk- bzw. Blindströmen als Messgröße, unabhängig vom aktuellen Netzzustand, ausschließlich konstante Werte Eingang in die Messjacobimatrix H bzw. C finden. Für eine vom Zustandsvektor vollständig unabhängige Messjacobimatrix bedarf es allerdings darüber hinaus noch einer Anpassung der Spannungsbetragmessung. In Formel A.4 wird sichtbar, dass diese eine Abhängigkeit

vom aktuellen Netzzustand aufweist. In Anlehnung an [War16] lässt sich der Betrag der Spannung in guter Näherung durch Formel 3.24 ausdrücken. Entspricht der Winkel λ dem tatsächlichen Winkel φ_U , verschwindet die Abweichung vom tatsächlichen Spannungsbetrag. Ein Winkelfehler in λ von 30° führt nach [War16] zu einer relativen Betragsabweichung von 10 %.

$$|U_i| = \cos\lambda \cdot U_{w,i} + \sin\lambda \cdot U_{b,i} \quad (3.24)$$

Wird Gleichung 3.24 nach den unbekanntem Knotenspannungen abgeleitet, ergeben sich nach Formel 3.25 wie beabsichtigt konstante Größen. Eine detaillierte Beschreibung der Messgrößen-Transformation wird im folgenden Abschnitt präsentiert.

$$\begin{aligned} \frac{\partial|U_i|}{\partial U_{w,i}} &= \cos\lambda \\ \frac{\partial|U_i|}{\partial U_{w,j}} &= 0 \\ \frac{\partial|U_i|}{\partial U_{b,i}} &= \sin\lambda \\ \frac{\partial|U_i|}{\partial U_{b,j}} &= 0 \end{aligned} \quad (3.25)$$

Transformation der Messgrößen in symmetrische Komponenten

Da die Zustandsschätzung im unsymmetrischen Fall im MG0-System vollzogen wird, bedarf es auch einer Transformation der gemessenen Größen. Durch die Notwendigkeit, Ströme für die Zustandsschätzung zu verwenden, muss darüber hinaus eine Umrechnung von den gemessenen Leistungsgrößen in Ströme durchgeführt werden.

Für die Transformation des Spannungsbetrags der drei Phasen in die Spannungsbeträge des MG0-Systems, ist die übliche Transformation der komplexen Größen nach Gleichung 3.6 anzuwenden. Im Anschluss daran kann eine Betragsbildung durchgeführt werden. Allerdings werden für den Transformationsvorgang die Winkel der Phasenspannungen benötigt, welche messtechnisch nicht erfasst sind. Nach [War15] ist es aufgrund der geringen Winkelabweichung in realen NS-Netzen ausreichend, für φ_U symmetrische, um 120° versetzte Zeiger anzunehmen. Für λ aus Formel 3.25 wird der Winkel der jeweiligen Komponentenspannung verwendet. Für die Umrechnung der gemessenen Leistungsgrößen in Wirk- und Blindstromkomponente wird Formel 3.26 zurate gezogen. Es ist ersichtlich, dass sowohl P , als auch Q und $|U|$ am Messpunkt aufgezeichnet werden muss. Im Anschluss an die Ermittlung der Wirk- und Blindstromkomponente erfolgt deren Transformation ins MG0-System.

$$\begin{bmatrix} U_w & U_b \\ U_b & -U_w \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_w \\ I_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix}$$

$$\text{mit : } U_w = \cos\varphi_U \cdot |U| \text{ und } U_b = \sin\varphi_U \cdot |U| \quad (3.26)$$

$$\text{wobei gilt : } \varphi_U = \begin{cases} 0^\circ \text{ bei L1} \\ 120^\circ \text{ bei L2} \\ 240^\circ \text{ bei L3} \end{cases}$$

3.3.3 Simulationsergebnisse für das Netz R1

Um die Qualität der in der Theorie vorgestellten Zustandsschätzung zu ermitteln, wird für das Netz R1 eine einwöchige Simulation mit einer Auflösung von 15 Minuten durchgeführt. Die tatsächlichen/richtigen Werte entsprechen den Ergebnissen der Lastflussrechnung. Die Messgrößen werden aus der Lastflussrechnung extrahiert und mit einem zufälligen Messfehler in realistischer Größenordnung überlagert. Die angeschlossenen Verbraucher werden analog zu Kapitel 4.1 nachgebildet und symmetrisch mit dem Netz verbunden. In der Netzmitte werden mit Hilfe einer einphasigen Last (15 kW auf L2) gezielt unsymmetrische Verhältnisse erzeugt. Folgende Konstellationen werden untersucht:

- Fall 1: Alle Abgänge der beiden Transformatoren sowie deren Sammelschienenspannungen werden gemessen. Darüber hinaus werden bei zwei Verteilerschränken im Netz die Abgangsleistungen und Sammelschienenspannungen bestimmt. Alle PV-Anlagen ≥ 20 kW werden mit $|U| - P - Q$ -Messgeräten ausgestattet. Abbildung 3.12 visualisiert die Position der Messgeräte im Netz.
- Fall 2: Im Unterschied zu Fall 1 werden alle PV-Anlagen ≥ 7 kW mit $|U| - P - Q$ -Messgeräten ausgestattet. Diese Grenze wird im Hinblick auf den bevorstehenden Smart Meter Rollout und dem damit verabschiedeten Gesetz zur Digitalisierung [BM-Wi16] als realistisch eingestuft. Abbildung A.2 im Anhang veranschaulicht die Position aller Messgeräte im Netz.
- Fall 3: Dieser Fall repräsentiert den maximalen Ausstattungsgrad an Messgeräten. Dabei werden neben den Transformatoren zehn von 17 Verteilkästen vollständig mit Messtechnik ausgestattet. Analog zu Fall 2 sind alle PV-Anlagen ≥ 7 kW mit $|U| - P - Q$ -Messtechnik ausgestattet. In Abbildung A.3 im Anhang kann die Messgerätepositionierung eingesehen werden.

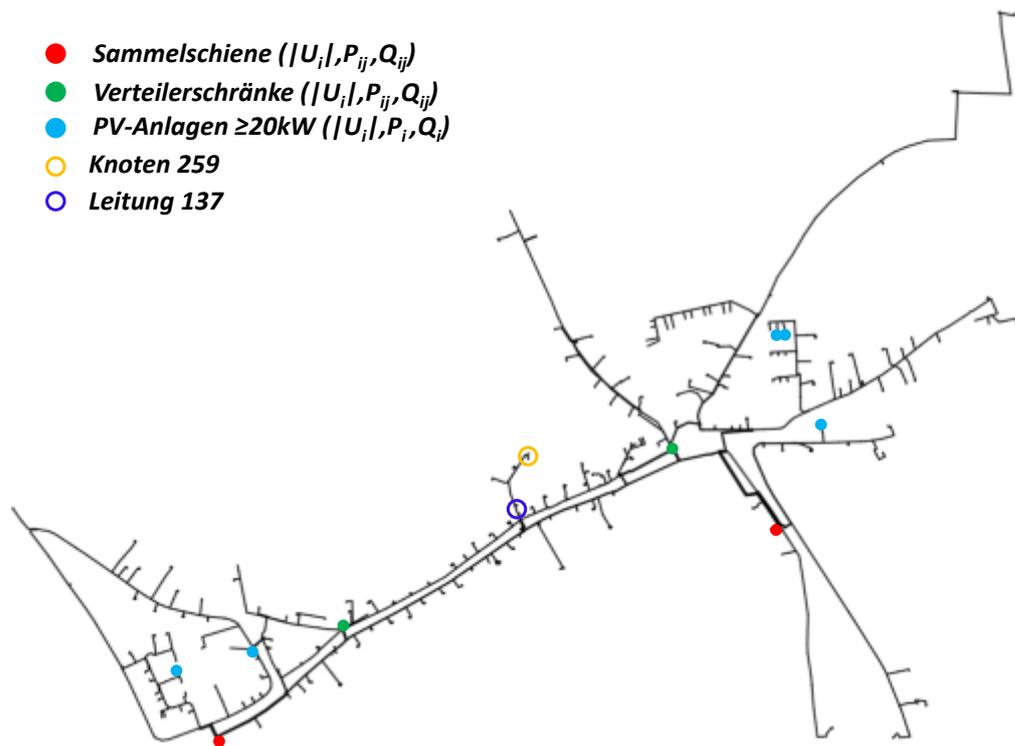


Abbildung 3.12: Position der Messgeräte für die Zustandsschätzung im Fall 1

Für die verschiedenen Pseudomessungen werden Standardlastprofile gemäß [Mit] herangezogen, welche im ersten Schritt auf den bekannten tatsächlichen Jahresenergieverbrauch skaliert und symmetrisch auf die Leiter verteilt werden. Analog zu [Ech15a] findet im zweiten Schritt auf Basis der gemessenen Trafo-, Verbrauchs- und Einspeiseleistungen eine phasengenaue Skalierung der Pseudomessungen statt. Für die Standardabweichung der Spannungsmessung wird ein Wert von 0,2 V angenommen. Die Genauigkeit der Strommessung wird mit 0,1 A angegeben [War16]. Tabelle 3.1 fasst alle drei Messgeräteanordnungen detailliert zusammen und führt die Redundanz als Indikator ein. Die Redundanz ist ein Maß für das Verhältnis zwischen der Anzahl an Messungen und der Anzahl an Unbekannten. Die Anzahl an Unbekannten ergibt sich durch Notwendigkeit, sowohl Wirk- als auch Blindanteil der Spannung auf allen drei Phasen für 532 Knoten zu bestimmen. Eine Minimierung der Zielfunktion $J(x)$ aus Gleichung 3.14 bzw. 3.17 kann dabei nur gelingen, wenn die Redundanz einen Wert größer eins aufweist. Vergleichbare Untersuchungen aus der Literatur (z.B. [Per14]) weisen Werte in der Größenordnung von 1,1 – 1,2 auf. Die hier erreichten Redundanzen zeigen eine gute Übereinstimmung mit der Literatur. Fall 3 liefert aufgrund der maximalen Messgeräteausstattung erwartungsgemäß den höchsten Wert.

Fall:	Messungsanzahl:	Real	Virtuell	Pseudo	Redundanz
	1	3 · 93	3 · 742	3 · 306	1,07
2	3 · 141	3 · 742	3 · 274	1,09	
3	3 · 221	3 · 742	3 · 274	1,16	

Tabelle 3.1: Anzahl und Art der Messungen sowie Redundanz für alle drei untersuchten Fälle für die Zustandsschätzung von Netz R1

Zunächst werden nur die Ergebnisse für Fall 1 betrachtet. Abbildung 3.13 illustriert beispielhaft für Knoten 259 und Leitung 137 (siehe Abbildung 3.12) den realen sowie den geschätzten Spannungs- und Stromverlauf auf Phase L2 über die betrachtete Zeitperiode. Obwohl der Knoten 259 messtechnisch nicht erfasst wird (und auch in unmittelbarer Nähe keine Messgeräte positioniert sind), lässt sich der Spannungsbetrag auf Phase L2 sehr genau schätzen. Dieses Ergebnis spiegelt die hohe Qualität des Augmented Matrix Approach Verfahrens wieder. Leitung 137 bündelt den Energiefluss von sieben Haushalten und einem kleinen Gewerbebetrieb. Bezogen auf ihre Auslastung lassen sich Abweichungen feststellen. Da die angeschlossenen Verbraucher alle durch ihr jeweiliges, skaliertes Standardlastprofil als Pseudomessung auf den Algorithmus Einfluss nehmen, ist eine gewisse Abweichung für Leitungsströme ohne unmittelbare Messung in der näheren Umgebung zu erwarten.

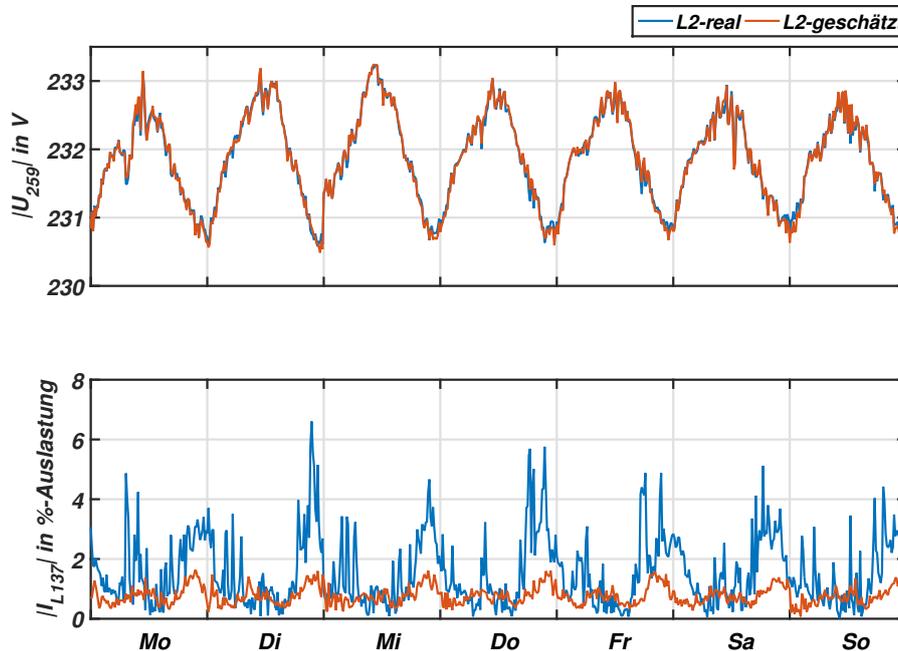


Abbildung 3.13: Realer und geschätzter Spannungs- und Stromverlauf an Knoten 259 und Leitung 137

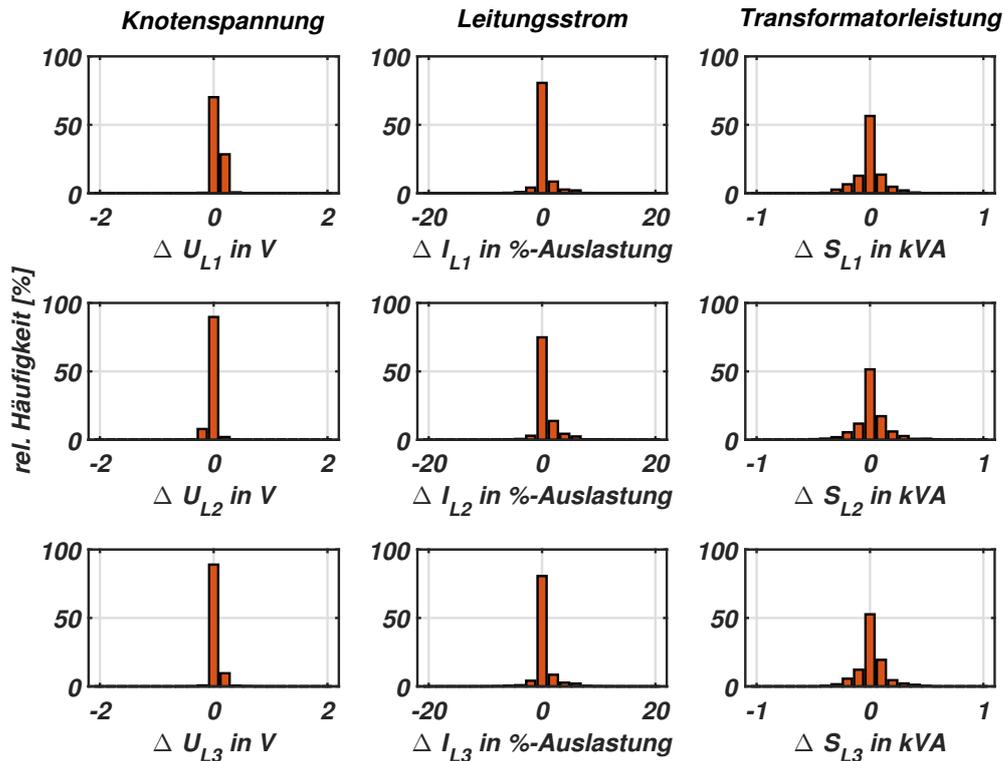


Abbildung 3.14: Differenz der realen und geschätzten Knotenspannungen, Leitungs- und Transformatorauslastungen für die Simulationsperiode von einer Woche für Fall 1

Die Fehlerhäufigkeitsverteilung von allen wichtigen Netzgrößen ist für die betrachtete Woche in Abbildung 3.14 dargestellt. In den Histogrammen für die Knotenspannung sind die Fehler aller Knoten und Zeitschritte zusammengefasst. Für die Fehler der Leitungs- und Transformatorauslastung gilt selbiges Vorgehen. Die Differenz spiegelt den Unterschied zwischen dem tatsächlichen Wert und dem Ergebnis der Zustandsschätzung wider. Für die Spannung liegt der Fehler zu allen Zeitpunkten für alle Knoten unter 1,25 V. Für Leitungen liegt der Fehler in 95 % aller Fälle unter 3 % Leitungsauslastung, das 99 % Quantil liegt bei 6 %. Die maximale Abweichung ist kleiner als 25 % Leitungsauslastung. Bei den im Netz installierten 630 kVA Transformatoren überschreitet der Fehler zu keinem Zeitpunkt einen Wert von 0,6 kVA. Die Ergebnisse für Fall 1 (entspricht dem minimalen Messgeräteausstattungsgrad) zeigen, dass der aktuellen Zustand des Netzes anhand der Zustandsschätzung mit adäquaten Fehlertoleranzen ermittelt werden kann. Wird die Idee des flexiblen Verteilnetzes in der Praxis umgesetzt, ist auf die Höhe der Fehler Rücksicht zu nehmen. Um sicherzustellen, dass es zu keiner Spannungsgrenzwertverletzung aufgrund fehlerbehafteter Zustandsschätzung kommt, muss die ursprüngliche Grenze von $\pm 10\%$ um den entsprechenden Fehlerwert nach

unten korrigiert werden. Geht man von Fall 1 als gegebenen Messgeräteausstattungsgrad aus, verringert sich der Normbereich auf $\pm 9,4\%$. Ein entsprechendes Vorgehen ist auch für die Leitungs- und Transformatorauslastung zu empfehlen. Es lässt sich allerdings darüber diskutieren, ob es notwendig ist, den maximalen Fehler im Fall der Leitungsauslastung zu verwenden. Ein maximal erlaubter Betriebsbereich von 0-90% Leitungsauslastung scheint auf Basis der Ergebnisse von Fall 1 vernünftig.

Soll die Qualität der Zustandsschätzung noch weiter erhöht werden, ist die Positionierung weiterer Messgeräte in Erwägung zu ziehen. Um beispielhaft die Auswirkungen einer unterschiedlichen Messgeräteausstattung aufzuzeigen, wird in Abbildung 3.15 der Root-Mean-Square-Error (RMSE) für die drei vorgestellten Fälle betrachtet. Die Qualität der Spannungsschätzung kann von Fall 1 zu Fall 2 deutlich gesteigert werden. Grund hierfür ist die größere Anzahl an Spannungsmessgeräten im Netz durch die zusätzliche Erfassung aller PV-Anlagen ab einer Nennleistung von 7kW. Die Schätzung der Leitungsauslastung gewinnt dagegen nicht an Genauigkeit. Im Vergleich dazu ist bei Fall 3 eine Verringerung des Fehlers in der Leitungsauslastung erkennbar. Begründet wird diese Entwicklung durch die Zunahme an P_{ij} - und Q_{ij} -Messgeräten in den Verteilerkästen, die eine genauere Berechnung der Leitungsströme möglich machen. Im Hinblick auf den Fehler der Spannungsschätzung kann in Fall 3 eine leichte Verschlechterung auf Phase 3 beobachtet werden. Begründet wird diese Verschlechterung durch das übergeordnete Ziel der Minimierung der Zielfunktion $J(x)$, wobei die Verbesserung der Leitungsauslastung auf Kosten der Qualität der Spannungsschätzung herbeigeführt wird. Der RMSE in der Transformatorauslastung bleibt in allen drei Fällen nahezu identisch, da dieser hauptsächlich von den P_{ij} - und Q_{ij} -Messgeräten an den beiden Transformatorsammelschienen bestimmt wird und diese in allen drei Fällen in gleicher Anzahl vorhanden sind.

Unabhängig von Fall 1-3 liefert Abbildung 3.16 eine Aussage über die Auswirkung einzelner Messgeräte auf die Genauigkeit der wichtigen Kenngrößen im Netz. Hierbei werden sukzessive Messgeräte zugebaut und deren Wirkung berechnet, wobei zu Beginn ausschließlich Spannungsmessgeräte an allen Verteilerkästen im Netz sowie an allen PV-Anlagen >7 kW nacheinander montiert werden. Zusätzlich zu allen $|U_i|$ -Geräten, werden darüber hinaus Sammelschienenabgänge und Verteilerkästen mit P_{ij} - und Q_{ij} - Messgeräten aufgerüstet. Im Anschluss daran findet eine sukzessive Ausstattung aller PV-Anlagen mit P_i - und Q_i - Messungen statt. Es können mehrere Erkenntnisse gewonnen werden:

- Eine gewisse Grundausstattung mit $|U_i|$ -Messgeräten ist notwendig (hier sechs Messgeräte - gekennzeichnet durch Bereich 1 in Abbildung 3.16), damit das System überhaupt beobachtbar ist.

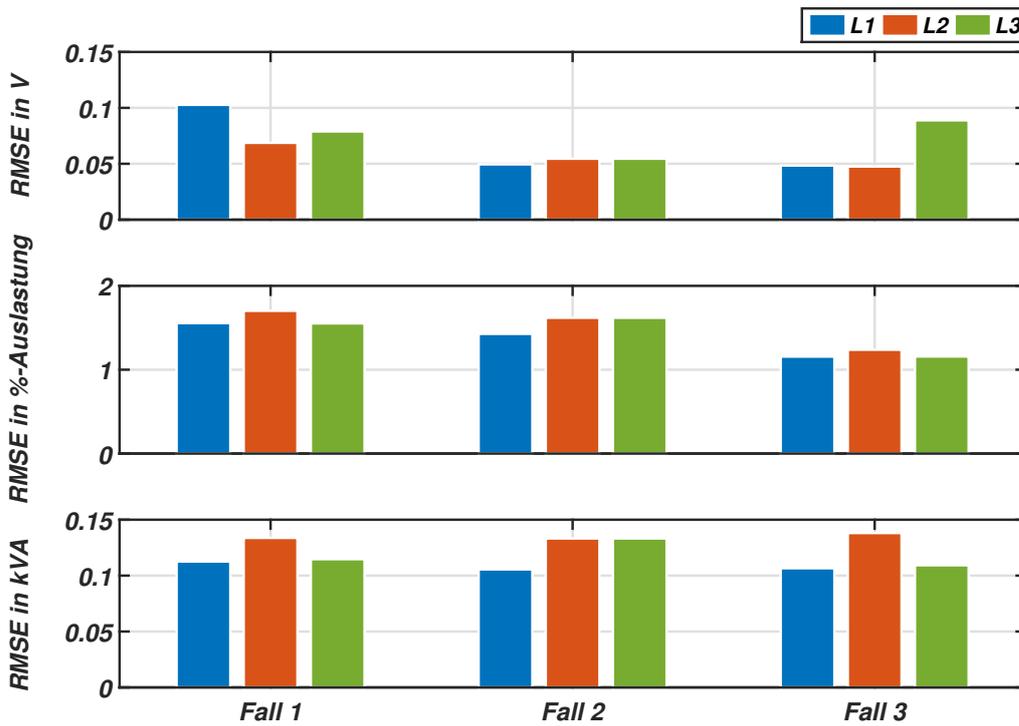


Abbildung 3.15: RMSE für alle drei betrachteten Fälle im Netzgebiet R1 (oben: Knotenspannung, zentral: Leitungsauslastung, unten: Transformatorauslastung)

- Eine deutliche Reduktion des Spannungsfehlers wird bereits mit wenigen $|U_i|$ -Messgeräten erzielt, wohingegen eine positive Auswirkung auf die Leitungsauslastung und die Transformatorauslastung mit steigender Anzahl an $|U_i|$ -Messgeräten nicht erkennbar ist (Bereich 2).
- Es reicht eine einzige P_{ij} - und Q_{ij} -Abgangsmessung um den Fehler in der Leitungsauslastung und Transformatorauslastung sprunghaft zu reduzieren (Punkt 3).
- Sobald der erste Abgang des zweiten Transformators vermessen ist (der erste ist bereits vollständig vermessen), tritt erneut eine sprunghafte Reduktion im Fehlerverlauf für die Transformatorauslastung auf (Punkt 4).
- Sobald beide Transformatoren vollständig vermessen sind, ist die Auswirkung weiterer Messgeräte im Netz auf den Fehler in der Transformatorauslastung sehr gering (ab Punkt 5).
- Mit zunehmender Anzahl weiterer P_{ij} - und Q_{ij} -Abgangsmessungen reduziert sich der Fehler in der Leitungsauslastung immer wieder sprunghaft, was beispielsweise an

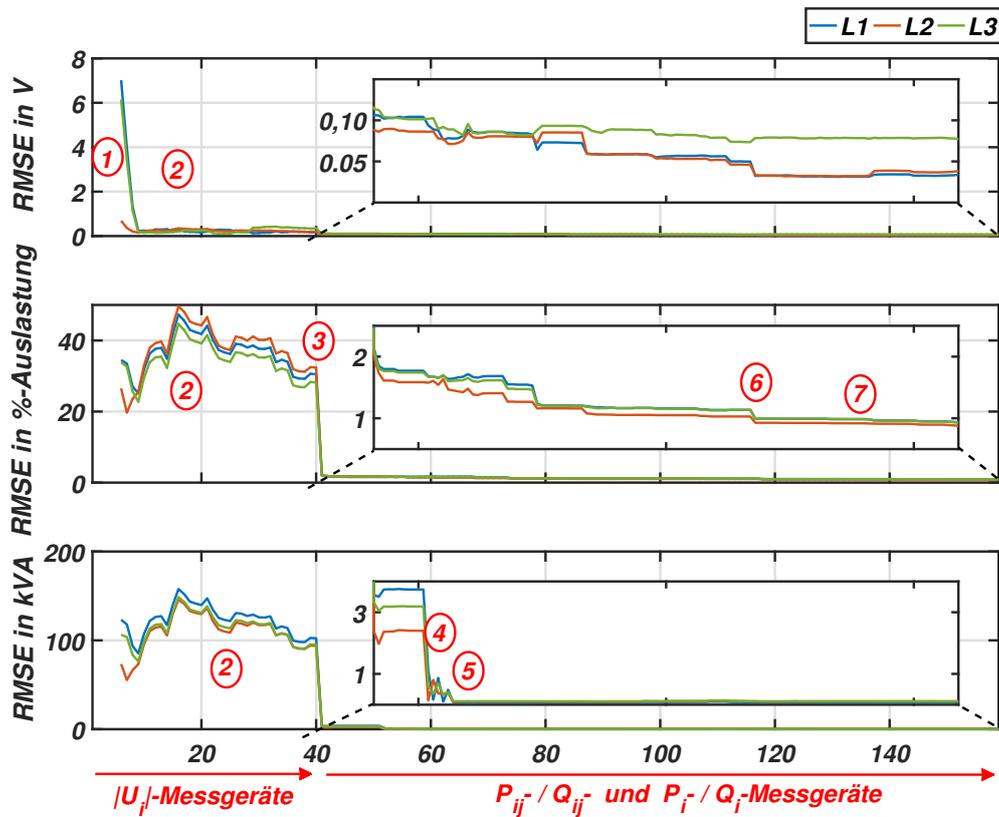


Abbildung 3.16: RMSE in Abhängigkeit der Anzahl und des Typs an Messgeräten im Netzgebiet R1 (oben: Knotenspannung, zentral: Leitungsauslastung, unten: Transformatorauslastung)

Punkt 6 sichtbar wird. Dies ist ein Zeichen für die unterschiedliche Sensitivität der Messgerätepositionen auf die Qualität der Zustandsschätzung.

- Der Zubau an P_i - und Q_i - Messgeräten (ab Punkt 7) hat keinen signifikanten Einfluss auf die Qualität der Zustandsschätzung.

4 Simulationsumgebung

4.1 Modellierung der Netzteilnehmer und deren Flexibilität

4.1.1 Haushaltsverbraucher

Durch die hohe Anzahl an angeschlossenen Haushalten auf Niederspannungsebene ist deren Leistungsbezug die maßgebende Größe für die Bestimmung des Lastflusses. Ein realistisches Abbild der Spannungs- und Betriebsmittelauslastung in einem Niederspannungsnetz verlangt folglich eine möglichst genaue Nachbildung des Lastbezugs der Wohnhäuser. Wegen die Vielzahl an benötigten Profilen ist eine Verwendung von messtechnisch erfassten Zeitreihen keine Option. Aus diesem Grund wird hier ein Lastprofilgenerator verwendet, der eine beliebige Anzahl an individuellen P/Q -Haushaltszeitreihen generiert. Im Folgenden wird auf den Aufbau des verwendeten Lastprofilgenerators näher eingegangen. Eine ausführliche Beschreibung kann in [Wag16b] eingesehen werden.

Damit der P/Q -Bezug eines Haushalts realitätsnah modelliert werden kann, muss sowohl das individuelle Personenverhalten, als auch die für jedes Wohnhaus abweichende Geräteausstattung berücksichtigt werden. Für die Erstellung des Lastprofilgenerators wird daher ein Bottom-Up Ansatz in Anlehnung an [Bär08, Ess12] verwendet. Hierbei wird zunächst für jedes Wohnhaus die Geräteausstattung anhand statistischer Daten ermittelt [SBW13, Sch04]. In den folgenden Schritten wird die Benutzungshäufigkeit, der Einschaltzeitpunkt und die Einschaltdauer der jeweiligen Geräte bestimmt, wobei auch hierfür Verteilungen aus der Statistik zu Rate gezogen werden [Ein12, Gha11, Sch04, Zei14]. Abbildung 4.1 zeigt beispielhaft, wie mit Hilfe einer Zufallszahl $Z1$ und der kumulierten Wahrscheinlichkeitsdichte die Ermittlung der Einschaltzeit $T1$ eines Geschirrspülers an einem Werktag im Sommer durchgeführt wird.

Somit entsteht für jedes Gerät ein „Ein/Aus“-Zustandsvektor, der im nächsten Schritt durch eigens vermessene Geräteprofile (P und Q) zu einem Gerätelastprofil erweitert wird. Um der Vielfalt an Gerätetypen, -anbietern und -betriebsweisen jeder Gerätekategorie Rechnung zu tragen, werden pro Kategorie mindestens zehn verschiedene Gerätelastgänge vermessen. Abbildung 4.2 zeigt im oberen Teil die Wirkleistungsverläufe von drei unterschiedlichen,

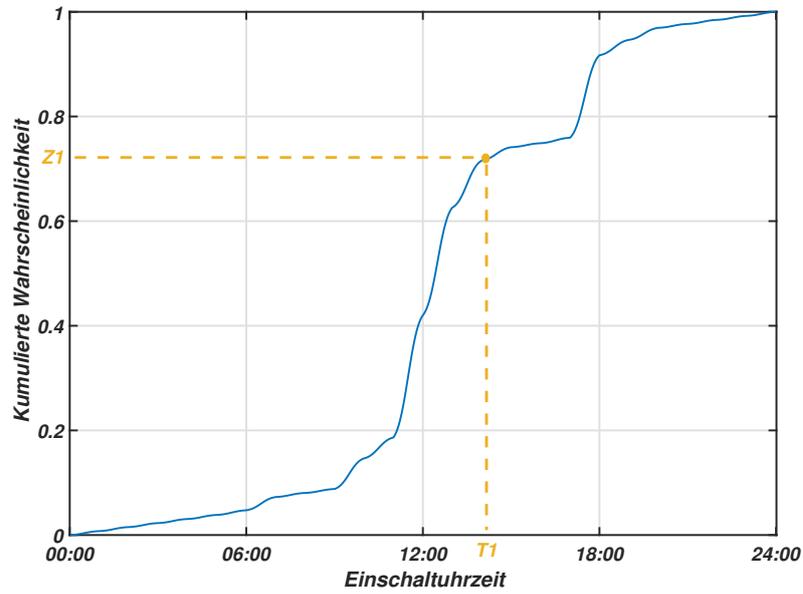


Abbildung 4.1: Kumulierte Wahrscheinlichkeitsdichte zur Bestimmung des Einschaltzeitpunkts eines Geschirrspülers an einem Werktag im Sommer

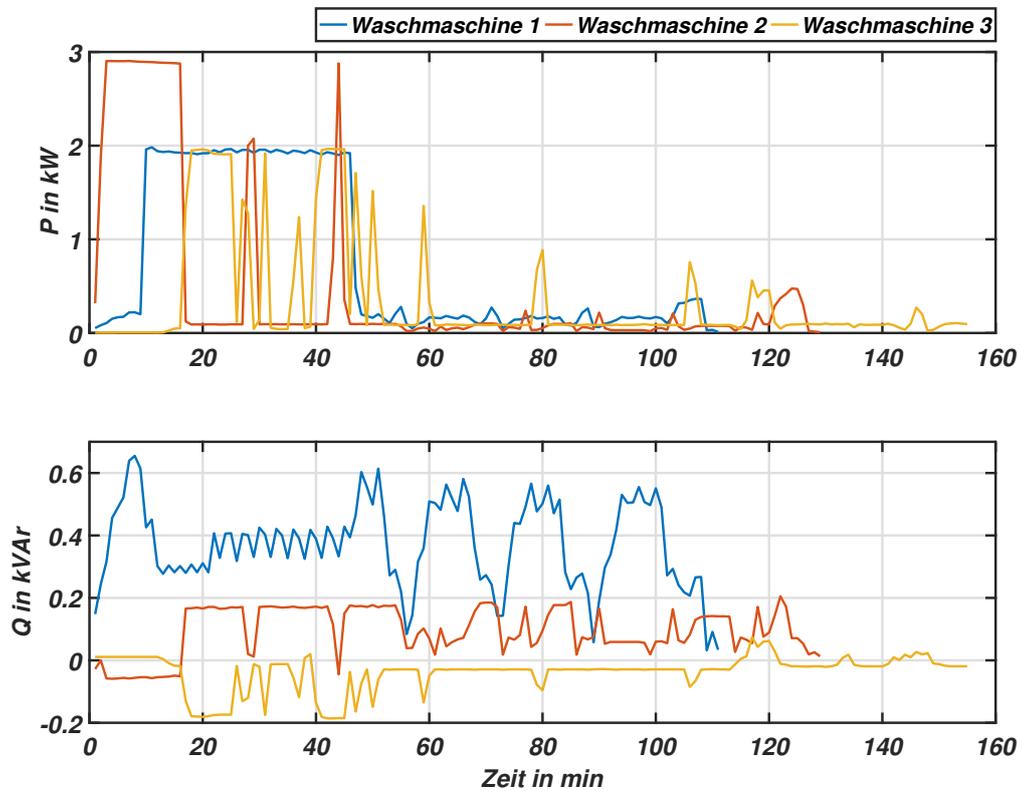


Abbildung 4.2: P - und Q -Verlauf von drei exemplarischen Waschmaschinen im VZS

exemplarischen Waschmaschinen. Im unteren Teil der Abbildung sind die korrespondierenden Blindleistungsflüsse zu sehen. Der individuelle Wirkleistungsbezug jeder Waschmaschine tritt klar hervor. Im Hinblick auf die Blindleistung ist nicht nur die Amplitude der Leistung stark gerätespezifisch, sondern darüber hinaus auch das Vorzeichen der Blindleistung. Durch die Verwendung von vermessenen Geräteprofilen für Wirk- und Blindleistung wird der reale Zusammenhang dieser beiden Größen berücksichtigt. Ungenauigkeiten in der Blindleistung, die beispielsweise durch die Annahme konstanter $\cos\varphi$ -Werte je Kategorie entstehen, werden dadurch ausgeräumt [Pot14]. Das synthetische Haushaltslastprofil entsteht im letzten Schritt durch die Überlagerung der einzelnen Geräteprofile. Beispielhaft hierfür sind in Abbildung 4.3 zwei Haushaltsprofile mit je 4000 kWh Jahresverbrauch dargestellt. Es wird von einer Symmetrierung aller Haushaltsgeräte und somit von einem symmetrischen Summenlastprofil ausgegangen.

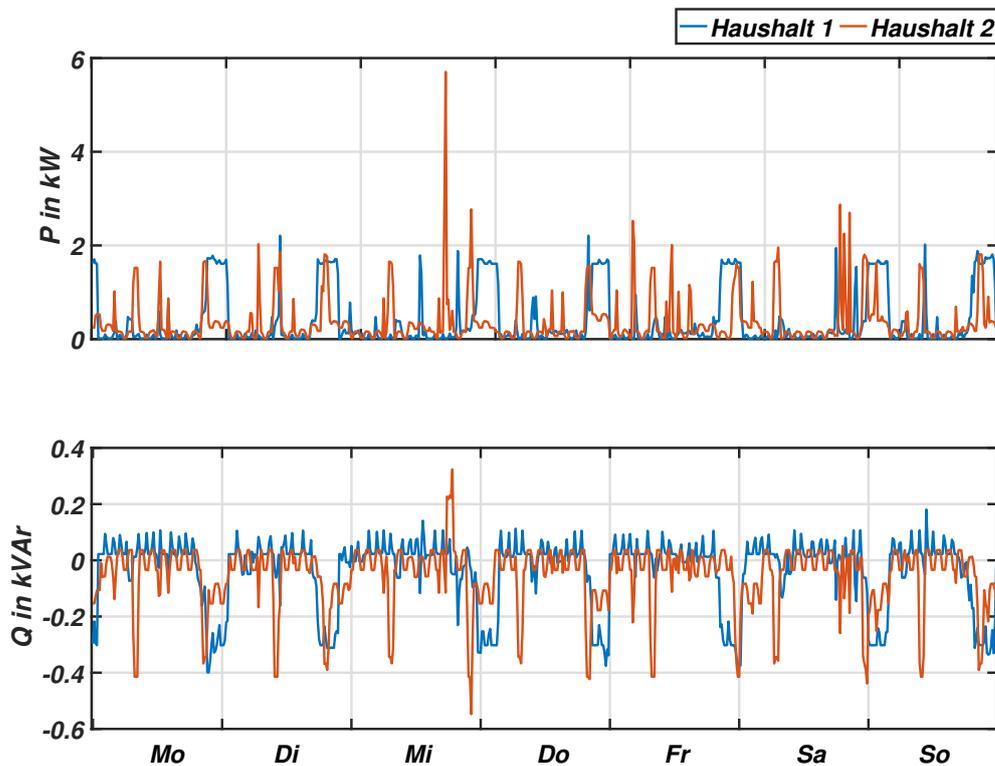


Abbildung 4.3: P - und Q -Verlauf zweier exemplarischer Haushalte mit jeweils 4000 kWh Jahresenergieverbrauch über eine Woche im VZS

Die mögliche Bereitstellung von Flexibilität durch kleine Haushaltsgeräte wird in der Literatur in diversen Studien mit unterschiedlichen Ergebnissen beleuchtet. Konträr zu den Ergebnissen in [Mul14, von10], die von einem beachtlichen Lastverschiebungspotenzial auf Haushaltsebene ausgehen, orientiert sich diese Arbeit an den Einschätzungen von [Jac13, Sto12]. Die benannten Studien gehen davon aus, dass aufgrund der Komforteinbuße und der damit hervorgerufenen geringen Akzeptanz das Potenzial von Haushaltsgeräten eher gering ausfällt. Infolgedessen wird in dieser Arbeit weder Wirk- noch Blindleistungsflexibilität von Haushaltsverbrauchern angeboten.

4.1.2 Elektroautos

Neben den Haushalten werden in den kommenden Jahren auch die Elektrofahrzeuge den Lastfluss im Niederspannungsnetz entscheidend mitbestimmen. Die ehrgeizigen Pläne der Bundesregierung, Deutschland als Leitanbieter für die Elektromobilität zu etablieren und bis 2030 über sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen zu zählen [BMVI11], untermauern den prognostizierten Anstieg an Elektrofahrzeugen in den kommenden Jahren. Es ist zu erwarten, dass neben der Benutzung von öffentlicher Ladeinfrastruktur, die komfortable Ladung im eigenen Zuhause einen großen Stellenwert einnimmt [NPE10]. Die damit einhergehende Belastung des Niederspannungsnetzes verlangt die Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen. Da das Konzept des Flexibilitätsmarktes anhand stark ausgelasteter Netze überprüft werden soll, wird angenommen, dass in den untersuchten Netzen jeder Haushalt mit einem Elektrofahrzeug ausgestattet ist.

Bewegungsmodell des Autos

Für die Modellierung des individuellen Lastgangs von Elektrofahrzeugen wird zunächst ein Bewegungsmodell für jedes Auto erstellt. Ziel dieses Bewegungsmodells ist ein „Anwesend/Abwesend“-Vektor, der darüber Auskunft erteilt, ob das Elektrofahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt unterwegs oder zuhause ist. Des Weiteren soll das Bewegungsmodell Informationen über die Anzahl an durchgeführten Wegen und deren Weglänge enthalten. Die Ermittlung dieses Vektors orientiert sich an dem Vorgehen aus [Stö14].

Es wird angenommen, dass ein Auto maximal einmal am Tag abfährt. Für die in der Abwesenheit durchgeführte Anzahl an Wegen und die jeweiligen zurückgelegten Wegstrecken liegen statistische Verteilungen vor [BMVI10]. Der letzte Weg des Autos endet nach Ableisten der Wegstrecke wieder zuhause, sodass das Auto dort geladen werden kann. Maßgeblich für die Bestimmung des Bewegungsmodells ist der Abfahrts- und Ankunftszeitpunkt eines Autos. Für beide Größen liegen ebenfalls statistische Verteilungen vor [Bast00]. Für die Ermittlung wird analog zu Abbildung 4.1 mit Hilfe einer Zufallszahl und der jeweiligen kumulierten

Verteilungsfunktion der Abfahrts- und Ankunftszeitpunkt bestimmt. Da die beiden Größen gegenseitige Abhängigkeiten aufweisen, werden bei der Ermittlung folgende Einschränkungen formuliert:

- Das Fahrzeug kann nicht vor der jeweiligen Abfahrt ankommen. Ebenso kann ein Fahrzeug nicht vor der vorherigen Ankunft abfahren.
- Zwischen Abfahrts- und Ankunftszeit muss eine realistische Zeitspanne liegen, um die zurückzulegende Wegstrecke zu bewältigen.
- Autos sollen durchschnittlich maximal 16 mal im Jahr nachts auswärtig parken [BM-VI10, Sta11].
- Verlässt das Fahrzeug am Vortag das Haus und kommt am darauffolgenden Tag nach 17:00 Uhr wieder zuhause an, sind für diesen Tag keine weiteren Abfahrten geplant.

Autokenndaten und Netzanschluss

Zusätzlich zu dem individuellen Tageszeitmanagement soll das Simulationsmodell auch die persönlichen Vorlieben eines jeden Haushalts beim Fahrzeugkauf berücksichtigen. Abbildung 4.4 zeigt basierend auf [Sta15] die in Deutschland derzeit populärsten reinen Elektrofahrzeuge anhand ihrer Marktanteile. In Anlehnung an diese Verteilung wird jedem Haushalt zufallsbedingt eines der fünf Fahrzeugmodelle zugeordnet. Da sich die Batteriekapazität, die Ladeleistung und vor allem der Ladeanschluss der einzelnen Modelle deutlich voneinander unterscheidet, hat die Wahl eines Fahrzeugmodells direkte Folgen für den Netzzustand. Tabelle 4.1 fasst die fünf Fahrzeuge zusammen und zeigt sowohl die physikalischen Kenndaten, als auch die verschiedenen Arten des Netzanschlusses auf. Sind für ein einzelnes Modell mehrere Leistungen bzw. Phasenanschlussmöglichkeiten denkbar, wird zufällig entschieden, welche Variante des Modells Anwendung findet. Die Vielfalt an Ladeleistungen und Anschlusskonfigurationen kommt beim BMW i3 beispielsweise durch das Angebot diverser Wallboxen (Heimladestationen) zustande.

Modell:	Kia Soul EV	BMW i3	VW e-Golf	Renault ZOE	Tesla Model S
Daten:					
Batteriekapazität	27 kWh	27,2 kWh	35,8 kWh	22 kWh	70 kWh
Max. Ladeleistung	4,6 / 6,6 kW	3,7 / 11 kW	7,2 kW	2,3 / 22 kW	11 kW
Phasenanschluss	1/3-phasig	1/3-phasig	3-phasig	1/3-phasig	3-phasig
Literatur	[The17]	[The17d]	[The17c]	[The17b]	[The17a]

Tabelle 4.1: Kenndaten und Anschlusskonfiguration der verwendeten Elektrofahrzeuge

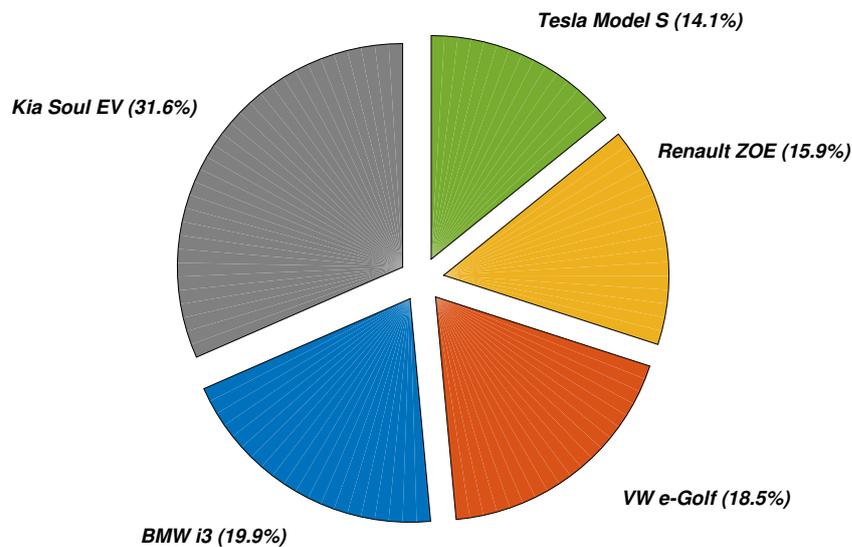


Abbildung 4.4: Marktanteil der meistverkauften Elektroautos in Deutschland nach Fahrzeugtyp

Ladestrategie und Flexibilität

Kommt das Elektrofahrzeug zuhause an, wird im Modell davon ausgegangen, dass der Fahrer das Auto unverzüglich mit der Ladestation verbindet. Zusätzlich wird vorausgesetzt, dass der Fahrer den Zeitpunkt der nächsten Abfahrt eingibt, der auch in allen Fällen eingehalten wird. Unsicherheiten aufgrund einer fehlerhaften Zeitangabe werden nicht berücksichtigt. Sobald das Auto mit dem Niederspannungsnetz verbunden ist, wird der Ladevorgang gestartet. Über das Batteriemanagementsystem bzw. den Laderegler kann die Ladeleistung prinzipiell innerhalb der physikalischen Grenzen beliebig variiert werden, was zu einer Vielzahl an Ladestrategien führt [Stö14]. In dieser Arbeit wird von folgender Ladestrategie ausgegangen:

- Weist die Batterie einen State of Charge (SOC) kleiner als 50% auf, wird das Auto mit maximaler Leistung geladen. Somit ist sichergestellt, dass für den Fahrzeugbesitzer zumindest die Hälfte der Batteriekapazität schnellstmöglich wieder zur Verfügung steht.
- Sobald der SOC den Wert von 50% überschritten hat, wird die Ladeleistung reduziert, sodass die Batterie zum eingegebenen Abfahrtszeitpunkt vollgeladen ist.

Abbildung 4.5 verdeutlicht den Ablauf des Ladevorgangs. Im unteren Bild ist in blau die Ladeleistung, im oberen Teil der SOC für ein beispielhaftes Fahrzeug über einen Zeitraum von einer Woche dargestellt. Nachdem das Fahrzeug am Montagabend angeschlossen wird,

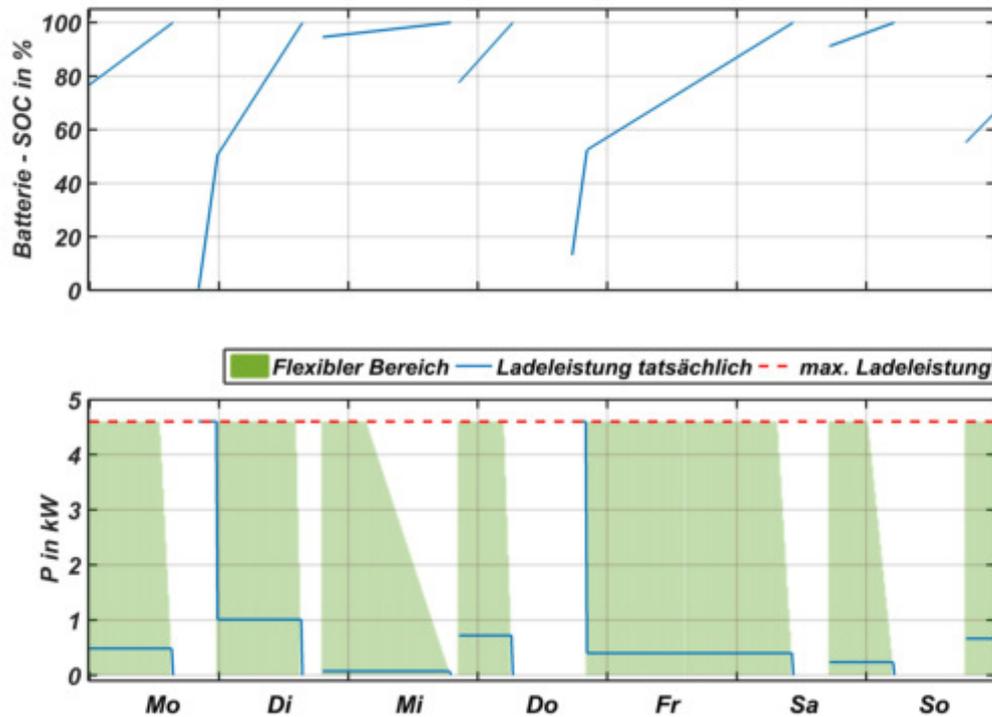


Abbildung 4.5: Ladezustand, Ladeleistung und mögliche Flexibilitätsbereitstellung eines exemplarischen Elektrofahrzeugs über eine Woche

kommt es zunächst zu einem Leistungsbezug mit der maximalen Ladeleistung von 4,6 kW. Sobald allerdings der SOC-Wert von 50% überschritten wird, reduziert sich die Ladeleistung auf ca. 1 kW. Für den SOC-Wert hat diese Reduktion einen flacheren und ebenfalls linearen Anstieg zur Folge. Zum Zeitpunkt der erneuten Abfahrt erreicht das Fahrzeug seine volle Batteriekapazität.

Die Kapazität zum Zeitpunkt der Ankunft richtet sich nach der Kapazität beim vorherigen Verlassen des Hauses, dem Energieverbrauch und der zurückgelegten Wegstrecke. Für den Verbrauch wird ein nach [Sok16] durchschnittlich ermittelter Wert von $18,3 \frac{\text{kWh}}{100\text{km}}$ verwendet. Übersteigt die ermittelte Wegstrecke die Kapazität der Batterie, wird davon ausgegangen, dass unterwegs die fehlende Energiemenge geladen wird.

Im unteren Teil von Abbildung 4.5 wird in grün der flexible Bereich dargestellt. Das Auto kann dabei, ausgehend von seiner aktuellen Ladeleistung, innerhalb des grünen Bereichs sowohl die Ladeleistung erhöhen, als auch eine Reduktion durchführen. Die physikalischen Grenzen sowie

die Prämisse des vollgeladenen Autos zum Abfahrtszeitpunkt werden bei der Ermittlung der möglichen Flexibilität berücksichtigt. Wird in Abbildung 4.5 das fast vollgeladene Auto am Mittwochnachmittag betrachtet, kann eine Erhöhung auf die maximale Ladeleistung nicht am Flexmarkt angeboten werden, da es sonst zu einer Überladung der Batterie kommt. Wird zu einem Zeitpunkt t Flexibilität abgerufen, folgt daraus eine Adaption der Ladeleistung im darauffolgenden Zeitschritt $t+1$. Beispielsweise resultiert aus einer Erhöhung der Ladeleistung durch Flexibilitätsabruf zum Zeitpunkt t eine Verringerung der ursprünglichen Ladeleistung ab dem Zeitpunkt $t + 1$ bis zum Abfahrtszeitpunkt.

4.1.3 Wärmepumpen

Für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser kamen laut [BDEW16] in der Vergangenheit vorwiegend Öl- und Gasheizungen zur Anwendung, deren Auswirkungen auf den elektrischen Gebäudelastgang zu vernachlässigen ist. In den letzten Jahren erfreute sich allerdings auch die Wärmepumpe in den verschiedensten Ausführungen an steigender Beliebtheit. Nach den Prognosen von [BWP15] erreichen Wärmepumpen im Jahr 2030 einen Absatzanteil von 70 % bei Neubauten und über 20 % bei Sanierungsmaßnahmen. Damit wird ein Anteil von ca. 30 % an allen verkauften Wärmeerzeugern erreicht. Da die Wärmepumpe bedingt durch ihre Funktionsweise auf elektrische Energie angewiesen ist (beispielsweise zum Verdichten), werden in dieser Arbeit die Auswirkungen auf den elektrischen Lastfluss berücksichtigt. Es wird angenommen, dass bei jedem dritten Haushalt der Wärmebedarf durch eine Wärmepumpe gedeckt wird. Mit dem Ziel, den individuellen Warmwasserbedarf sowie die Unterschiede in der Gebäudebeschaffenheit zu berücksichtigen, wird jeder Wärmepumpe zufallsbestimmt ein spezifischer, elektrischer Jahresverbrauch zugewiesen. Die Zuweisung orientiert sich dabei an der Verteilung der Jahresenergiewerte von Wärmepumpen aus dem Jahr 2016, die auf Basis des Datenbestands von ca. 500 erfassten Wärmepumpen in [Bro] ermittelt wurde. Im oberen Teil der Abbildung 4.6 ist zu sehen, dass im Mittel eine elektrische Energiemenge von ungefähr 3000 kWh verbraucht wird.

Der zeitliche Verlauf der jeweiligen elektrisch bezogenen Leistung wird mit Hilfe des temperaturabhängigen Standardlastprofils für Wärmepumpen (HZ2) nach [Kom] abgebildet und mit dem zuvor beschriebenen, individuellen Jahresenergieverbrauch skaliert. Im Rahmen der 2007 außer Kraft getretenen Bundestarifordnung Elektrizität wurde den Netzbetreibern das Recht eingeräumt, den Lastbezug innerhalb von 24 Stunden maximal sechs Stunden zu unterbrechen, wobei eine einzelne Unterbrechung eine Dauer von zwei Stunden nicht überschreiten durfte. Im direkten Anschluss an eine Unterbrechung musste der Wärmepumpe für die Dauer der vorherigen Unterbrechung eine Regenerationsphase eingeräumt werden, in der keine weiteren Sperrungen durchgeführt wurden [Eco11]. Die Sinnhaftigkeit der Unterbrechung ist auf

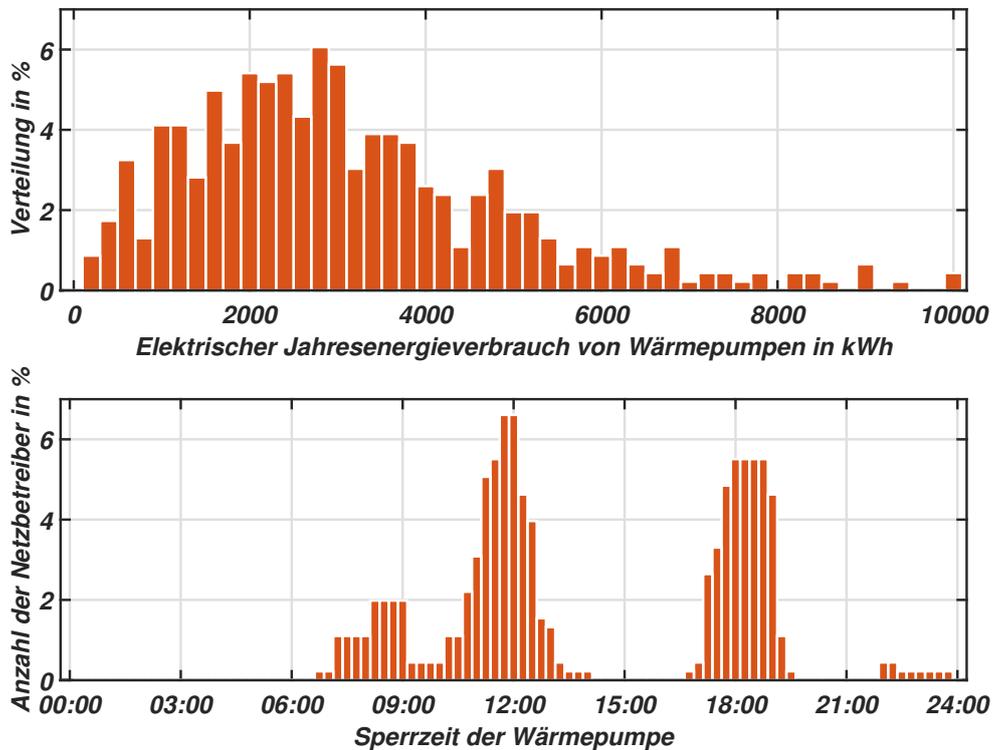


Abbildung 4.6: Oben: Verteilung des elektrischen Jahresenergieverbrauchs von Wärmepumpen auf Basis der Daten in [Bro]; Unten: Anzahl an Netzbetreibern in Abhängigkeit der Wärmepumpensperrzeit

die Entlastung des Niederspannungsnetzes zu Hochlastzeiten zurückzuführen. Heutzutage ist die Sperrung von Wärmepumpen für einen oder mehrere feste Zeitpunkte eine gängige Praxis bei vielen Netzbetreibern. Der untere Teil von Abbildung 4.6 zeigt eine aktuelle Übersicht über den Zeitpunkt der Unterbrechungen. Die meisten Netzbetreiber führen die Unterbrechungen in den frühen Morgenstunden, zur Mittagszeit und gegen Abend durch. Damit fallen die Zeitpunkte der Sperrzeit genau mit den durch die Haushalte verursachten Lastspitzen in einem Großteil der Niederspannungsnetze zusammen. Die Abschaltung hat somit theoretisch zum einen für den Netzbetreiber den positiven Effekt, dass die vorhandene Netzkapazität besser ausgenutzt werden kann. Auf der anderen Seite profitiert der Stromlieferant durch die Vermeidung von Preisspitzen in den Hauptlastzeiten [Kom]. Die fluktuierende Stromerzeugung erneuerbarer Energien führt jedoch zu einer variablen zeitlichen Verschiebung der Preise an der Strombörse, womit der Stromlieferant eventuell Nachteile durch starre, vom Netzbetreiber gewählte Sperrzeiten erfährt. Zusätzlich dazu besteht in Niederspannungsnetzen mit hohem Photovoltaikanteil für den Netzbetreiber die Gefahr, dass ein zeitgleiches Zusammen-

treffen von erhöhter PV-Einstrahlung und gesperrten Wärmepumpen zu Auslastungs- und Spannungsproblemen führt. Eine mögliche Flexibilisierung der Sperrzeit kommt daher sowohl dem Netzbetreiber, als auch dem Lieferanten (und somit den Kunden) entgegen. Für die Modellierung der Wärmepumpenflexibilität wird folgendes angenommen:

- In Anlehnung an die außer Kraft getretene Tarifordnung Elektrizität darf die Wärmepumpe innerhalb eines Tages nicht mehr als sechs Stunden gesperrt werden.
- Darüber hinaus darf eine Wärmepumpe maximal zwei Stunden am Stück außer Betrieb genommen werden.
- Um die fehlende Energiemenge während der Sperrzeit t zu kompensieren, wird im Anschluss an die Sperrzeit in der Regenerationsphase für eine Zeitdauer von $2t$ der Leistungsbezug erhöht.
- Während der Regenerationsphase ist die Lieferung von Flexibilität untersagt.

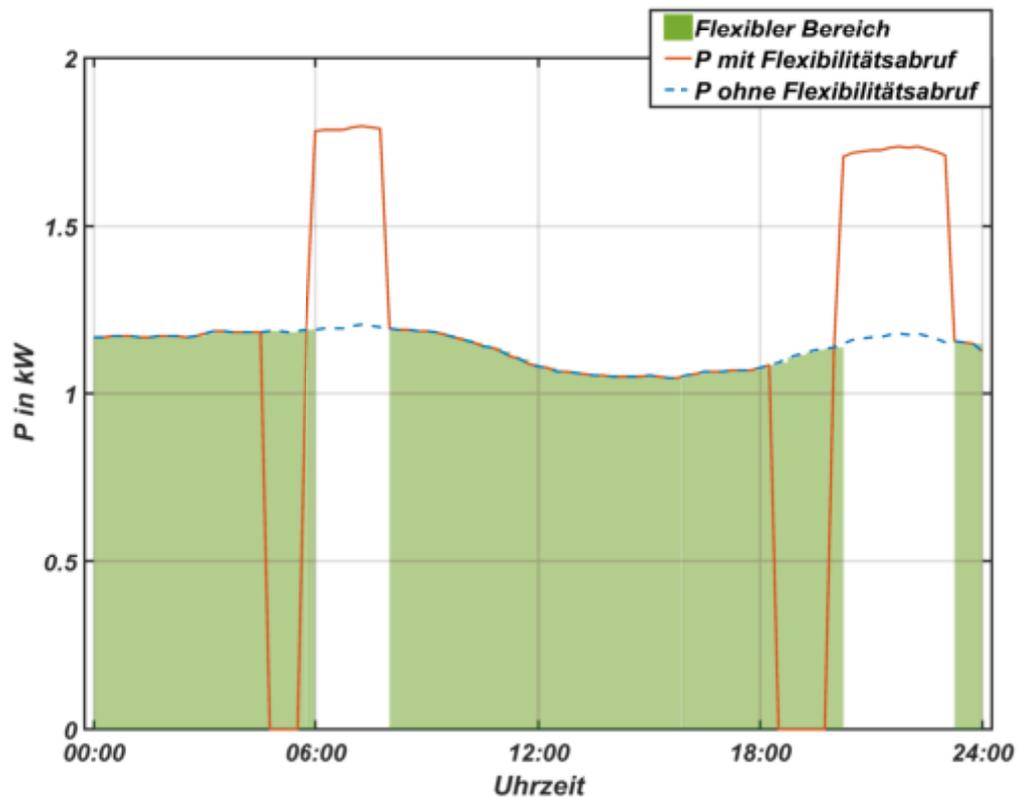


Abbildung 4.7: Exemplarischer Lastverlauf einer Wärmepumpe mit und ohne Flexibilitätslieferung an einem winterlichen Tag (Jahresenergieverbrauch: 2700 kWh)

Der blau gestrichelte Verlauf in Abbildung 4.7 zeigt die Wärmepumpenleistung im Fall ohne Flexibilitätslieferung. In roter Farbe ist der Verlauf mit kontrahierter Flexibilität dargestellt. In den frühen Morgenstunden wird der grün hinterlegte Flexibilitätsbereich voll ausgeschöpft und die Leistung auf null reduziert. Direkt nach Ablauf der einstündigen Flexibilitätslieferung erhöht sich in der zweistündigen Regenerationsphase der Leistungsbezug der Wärmepumpe im Vergleich zum Verlauf ohne Kontrahierung. Somit ist trotz Teilnahme am Flexibilitätsmarkt eine ausreichende Wärmezufuhr garantiert. Während der Regenerationsphase verschwindet der flexible grüne Bereich, wodurch Flexibilitätslieferung zu dieser Zeit unterbunden wird. In den Abendstunden wird der Vorgang wiederholt. Im Simulationsmodell wird angenommen, dass alle Wärmepumpen ihre elektrische Leistung symmetrisch beziehen [Ene15].

4.1.4 Photovoltaikanlagen und Heimspeicher

PV-/ Heimspeicherdaten und Netzanschluss

Aufgrund der Zielsetzung, die Wirksamkeit eines flexiblen Verteilnetzkonzepts zu überprüfen, müssen extreme, aber dennoch realistische Rahmenbedingungen in Betracht gezogen werden. Diese Bedingungen liegen unter anderem dann vor, wenn überdurchschnittlich viele Photovoltaikanlagen im Netzgebiet angeschlossen sind. Um ein etwaiges Szenario abzubilden, werden die zu untersuchenden Netze (siehe Kapitel 4.2) sukzessive mit PV-Anlagen befüllt. Der Vorgang wird erst beendet, wenn entweder das im Regelfall restriktivere 3% Spanningskriterium nach [VDE11] verletzt wird, oder thermische Überlastungen der Betriebsmittel auftreten. Die generierte PV-Verteilung im Netz erfüllt damit die realen Planungsgrundsätze der Netzbetreiber. Die Gleichstrom (DC) - Nennleistung der einzelnen PV-Anlagen wird dabei zufällig auf Basis der Daten aus dem EEG-Anlagenregister [DGS15] bestimmt, wobei ausschließlich Anlagenleistungen bis 30 kW in Betracht gezogen werden. Der Anschlussort der einzelnen PV-Anlage wird mit gewissen Einschränkungen ebenso zufallsbasiert gewählt. Dabei werden nur Anschlüsse gewählt, mit denen auch ein Haushalt verbunden ist. Außerdem soll maximal eine PV-Anlage pro Anschluss mit dem Netz verknüpft werden.

Die Senkung der Produktionskosten, kombiniert mit der fallenden Einspeisevergütung, lässt in den kommenden Jahren einen deutlichen Anstieg an Heimspeicherinstallationen erwarten. Im Simulationsmodell werden aus diesem Grund alle PV-Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 10 kW mit einem Batteriespeicher ausgestattet. Der Grund für den gewählten Grenzwert von 10 kW liegt in der gesetzlichen Verpflichtung nach §61 EEG [BMJV14] zur Zahlung der EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom und die damit verknüpfte reduzierte Wirtschaftlichkeit ab dieser Anlagengröße. Die Kapazität des Speichers entspricht der halben PV-DC-Leistung, als c-Rate wird eins gewählt [Aun15, Wen13].

Einen wesentlichen Einfluss auf den Netzzustand hat die Anschlusskonfiguration von PV-Anlage und Heimspeicher. Nach [VDE11] ist eine maximale Unsymmetrie von 4,6 kVA pro Phase zulässig. Eine Analyse von real angeschlossenen PV-Anlagen in [Par12] hat gezeigt, dass diese ungleichmäßig auf die verschiedenen Phasen verteilt sind. Besonders auffällig war dabei der hohe Anteil an einphasigen Anschlüssen auf L1 sowie die nicht selten vorkommende Verletzung des Unsymmetriegrenzwertes. Es hat sich gezeigt, dass mehr als 15 % der Anlagen mit einer installierten Leistung von 5-10 kW im Untersuchungsgebiet einphasig betrieben werden [Par12]. Abbildung 4.8 zeigt die in dieser Arbeit verwendete Verteilung, die der Phasenbestimmung zugrunde liegt. Die Werte aus [Par12] werden dabei so abgeändert, dass eine Einhaltung der vorgeschriebenen Unsymmetriegrenze gesichert ist. Für den Phasenanschluss der Heimspeicher wurde eine Marktübersicht an verfügbaren Batteriespeichern und deren mögliche Anschlusskonfiguration ausgewertet [Cen15]. Darauf basierend werden alle Speicher mit einer Nennleistung $>4,6$ kVA dreiphasig mit dem Netz verbunden. Weist ein Speicher eine kleinere Nennleistung auf, wird er einphasig an eine der drei Phasen angeschlossen. Die Wahrscheinlichkeit für die konkrete Phasennummer ist dabei für alle drei Phasen gleich.

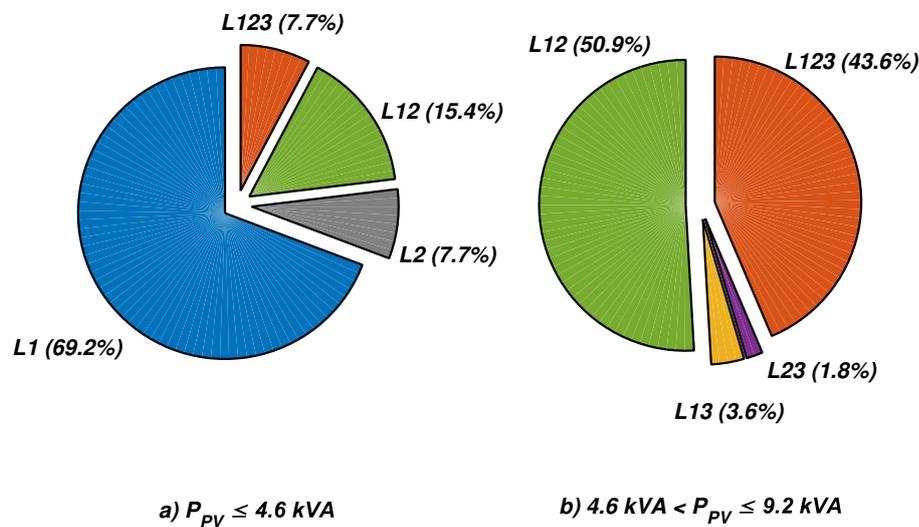


Abbildung 4.8: Verteilung der PV-Anschlüsse auf die verschiedenen Phasen in Abhängigkeit der installierten Größe

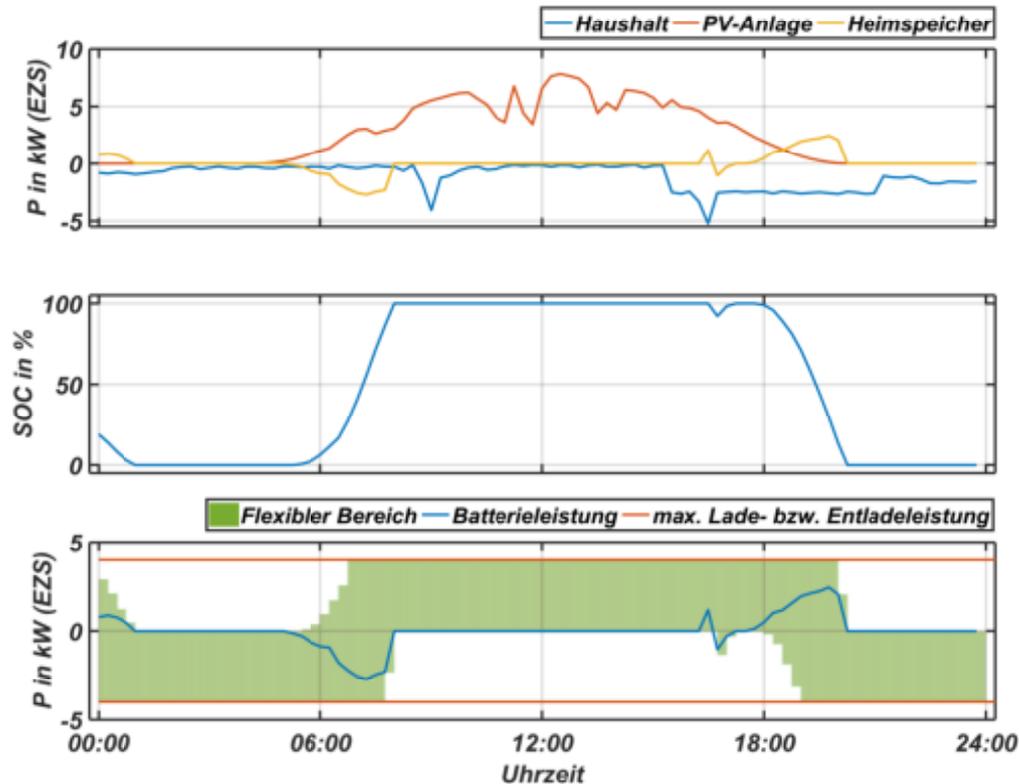
Ladestrategie und Flexibilität

Abbildung 4.9: Oben: PV-, Haushaltslast- und Heimspeicherverlauf für einen beispielhaften Sommertag und Hausanschluss; Mitte: SOC des Heimspeichers in %; Unten: Leistungsverlauf des Heimspeichers mit möglichem flexiblen Arbeitsbereich

Zur Nachbildung des zeitlichen Verlaufs der PV-Anlagen wird ein real gemessenes Jahresprofil vom Standort München verwendet. In der Literatur finden sich zahlreiche Beispiele für diverse Batterie-Betriebsstrategien [Wag15, Zeh13]. Die in der Realität am häufigsten implementierte Betriebsweise ist auf Eigenverbrauchsmaximierung ausgelegt. Dabei bilanziert der Heimspeicher über Haushaltssummenlast und PV-Einspeisung und versucht die sich ergebende Differenz unter Berücksichtigung seiner physikalischen Grenzen zu minimieren. Abbildung 4.9 zeigt für einen exemplarischen Sommertag die Verläufe auf. Kurz nach Mitternacht schafft es der Speicher noch, die Last zu decken. Nachdem der Speicher leer ist, muss die bezogene Leistung vom Netz geliefert werden. In den Morgenstunden übersteigt die Einspeiseleistung die Last, was eine Aufladung des Speichers zur Folge hat. Eine Glättung der Einspeisespitze wird durch den Speicher nicht erreicht, da dieser in den Mittagsstunden bereits vollgeladen ist. Der grün hinterlegte Bereich im unteren Teil der Abbildung stellt

den flexiblen Arbeitsbereich des Speichers dar. Grundsätzlich darf der Speicher (hier 4 kW Nennleistung) innerhalb seiner Nennleistungsgrenzen betrieben werden. Eingeschränkt wird diese Prämisse beispielsweise kurz nach 06:00 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt ist der Speicher noch so leer, sodass eine Entladung mit Nennleistung einen negativen SOC-Wert zur Folge haben würde. Um dies zu verhindern, wird der flexible Bereich eingeschränkt.

Neben den bereits erwähnten und im Detail beschriebenen Netzteilnehmern werden auch Gewerbebetriebe und Straßenbeleuchtungen im Netzmodell berücksichtigt. Der Lastbezug wird dabei mit Hilfe des jeweiligen Standardlastprofils nach [Mit] und des spezifischen Jahresenergieverbrauchs berechnet. Flexibilitäten werden durch diese Netzteilnehmer nicht bereitgestellt.

4.2 Untersuchte Netzgebiete

Um eine valide Aussage über das Potenzial eines flexiblen Verteilnetzbetriebs auf Niederspannungsebene zu treffen, muss das Konzept in diversen Netzstrukturen getestet werden. In [Ker11, Sch02] wird dabei zwischen folgenden NS-Netzkategorien mit ihren jeweiligen spezifischen Eigenschaften unterschieden:

- Landnetze sind durch wenige Verbraucher je Trafostation gekennzeichnet. Es sind vermehrt Landwirtschaften und Gewerbe angeschlossen. Das Netz wird hierbei oft als Strahlennetz ausgeführt.
- Bei Dorfnetzen steigt die Anzahl der Verbraucher im Vergleich zum Landnetz an. Einfamilienhäuser prägen dabei das Landschaftsbild. Meist werden die Netze als Strahl bzw. offener Ring aufgebaut.
- In Vorstadtnetzen steigt die Anzahl an Verbrauchern noch weiter. Die Bebauungsdichte nimmt im Vergleich zum Dorfnetz zu. Die typische Netzform ist ein offener Ring.
- Stadtnetze weisen einerseits eine sehr hohe Bebauungsdichte und Stockwerksanzahl (Innenstadt) auf und sind andererseits durch eine Vielzahl von großen Mehrfamilienhäusern (Blockbebauung) zu Wohnzwecken geprägt. Die Netze werden hierbei häufig als geschlossene Ringe und Maschen ausgeführt.

Im Folgenden wird die Sinnhaftigkeit eines flexiblen Verteilnetzbetriebs in den einzelnen Kategorien vorab diskutiert. In Landnetzen sind Probleme, insbesondere durch großflächige Photovoltaikanlagen, die an langen Netzausläufern angeschlossen sind, zu erwarten. Allerdings sind zur Lösung der Probleme aufgrund der niedrigen Bebauungsdichte nur sehr wenige andere Netzteilnehmer vorhanden. Verschärft wird die Situation dadurch, dass bei

Problemen an Netzausläufern zum Gegensteuern ausschließlich der Problemverursacher in Frage kommt, da die wenigen anderen Netzteilnehmer eine zu geringe Hebelwirkung auf die Problemstelle aufweisen. Die Bildung eines funktionierenden Marktes ist sehr fraglich. Aus diesem Grund werden Landnetze von vorn herein für die Evaluierung des flexiblen Verteilnetzbetriebs ausgeschlossen.

Bei Dorf- und Vorstadtnetzen zeigt die Erfahrung, dass hier vermehrt Spannungsbandprobleme und Leitungsüberlastungen auftreten können. Hervorgerufen werden diese aktuell vor allem im Süden von Deutschland durch PV-Hausdachanlagen. Durch die überwiegende Bebauung mit Einfamilienhäusern, ist in diesen Netzen mit einer deutlichen Zunahme an privaten Ladestationen für Elektromobilität und Wärmepumpeninstallationen zu rechnen. Eine Überschreitung der netzplanerischen Sicherheitsmarge ist aufgrund eines derartigen Lastanstiegs in einigen Fällen zu erwarten. Durch die deutlich größere Anzahl an Netzteilnehmern und die damit vorhandenen Flexibilitätsoptionen ist ein funktionierender Flexibilitätsmarkt durchaus vorstellbar. Dorf- und Vorstadtnetze sind daher Untersuchungsgegenstand in dieser Arbeit.

In Folge der hohen Wohnungsdichte und der damit verbundenen hohen Verbraucherlast kann das PV-Potenzial in Städtischen Netzen meist ohne Weiteres aufgenommen werden [Ker11]. Die vermaschte Netzstruktur führt darüber hinaus zu einer Vergleichmäßigung des Lastflusses und beugt Spannungsbandverletzungen vor. Im Gegensatz zu den anderen NS-Netzkategorien sind deshalb keine Probleme durch dezentrale Erzeugungsanlagen zu erwarten. Eine andere Situation ergibt sich auf Lastseite. Die Nationale Plattform Elektromobilität beschreibt in [NPE15], dass in Städten großes Potenzial für die Erbauung von Ladestationen in öffentlichen Straßen, Parkplätzen und generell an freien, verfügbaren Parkplätzen besteht. Zusätzlich zu den öffentlichen Wechselstrom-Ladesäulen mit einer Leistung im Bereich 11-22 kW sieht der Ausbauplan in [NPE15] vor, die Anzahl von DC-Schnellladestationen mit einer Leistung ≤ 150 kW deutlich anzuheben (bis 2020 sollen 7100 DC-Schnellladepunkte errichtet sein). Vorzugsweise liegt der Anschluss für Schnellladestationen, an denen mehrere Fahrzeuge gleichzeitig laden können, eher auf Mittelspannungsebene [Pro14] und kann daher in dieser Arbeit vernachlässigt werden. Um eine Aussage über die Erfolgchancen des Flexibilitätskonzepts in städtischen NS-Netzen zu tätigen, soll nachfolgend der zu erwartende Lastanstieg in einem elektrifizierten Straßenzug abgeschätzt werden. Eine wichtige Größe zur Bestimmung der maximalen Summenlast einer E-Fahrzeugflotte ist die Gleichzeitigkeit. Diese gibt Auskunft darüber, ob die Lastspitzen einzelner Fahrzeuge alle näherungsweise zur gleichen Zeit auftreten, oder ob es durch das individuelle Verhalten zu einer Streuung und damit zu einer geringen Summenlastspitze der E-Fahrzeugflotte kommt. Anhand Formel 4.1 kann die Gleichzeitigkeit $g(x)$ einer E-Fahrzeugflotte mit x Fahrzeugen bestimmt werden.

$$g(x) = \frac{\max(P(t)_{\text{Summenprofil}})}{\sum_{n=1}^x \max(P(t)_{\text{Einzelprofil}}} \quad (4.1)$$

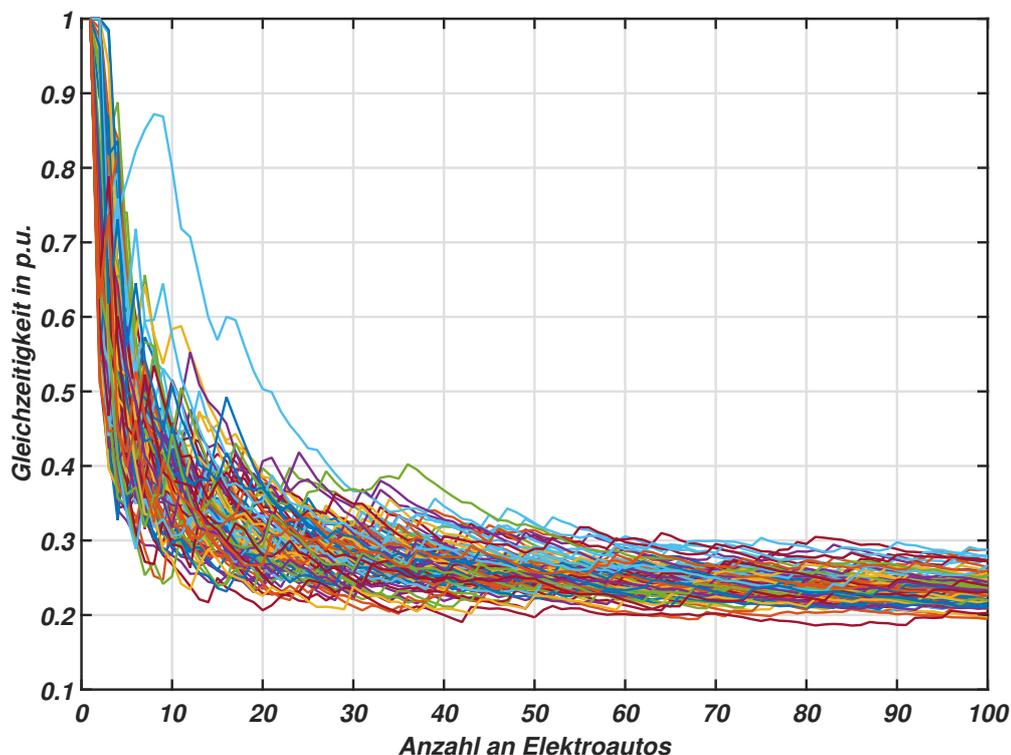


Abbildung 4.10: Gleichzeitigkeit für Elektrofahrzeuge für 100 Fahrzeugflotten mit je 100 Fahrzeugen

Nimmt man vereinfacht an, dass in einem elektrifizierten Straßenzug 30 Elektrofahrzeuge vorhanden sind, kann nach Abbildung 4.10 von einer maximalen Gleichzeitigkeit in Höhe von 0,35 ausgegangen werden. Nach [Nob15] fällt die sich ergebende Summenlastspitze von ca. $22 \text{ kW} \cdot 30 \text{ Fahrzeuge} \cdot 0,35 = 230 \text{ kW}$ ungünstiger Weise mit der auslegungsrelevanten Lastspitze der Haushalte zwischen 17:00 und 20:00 Uhr zusammen. Infolgedessen ist eine starke Überlastung in diversen städtischen Netzgebieten, sowohl im Normalbetrieb und speziell im Fehlerfall zu erwarten. In Anbetracht der Tatsache, dass im Vergleich zum Dorf- und Vorstadtnetz ein städtisches Netzgebiet eine deutlich reduzierte Anzahl an Flexibilitätslieferanten je Netzknoten aufweist, stellen konventionelle Netzausbaumaßnahmen (paralleler Leitungsbau oder auch stärkere Vermaschung) die wohl sinnvollste Lösungsmethode dar. Eine Betrachtung von Stadtnetzen wird daher in dieser Arbeit nicht durchgeführt.

Für die Untersuchung der beiden Kategorien Dorf und Vorstadt wird jeweils ein Musternetz aus [Lin16] herangezogen. Diese sind synthetisch generierte Netze und repräsentieren typische Eigenschaften einer Netzklasse. Für die Erstellung der Musternetze wurden in [Lin16] sowohl elektrische, als auch geografische Eigenschaften von insgesamt 358 realen Niederspannungsnetzen ausgewertet. Als primärer Klassifizierungsparameter diente der mittlere geografische Hausabstand und im Zweifelsfall die Bemessungsscheinleistung des Transformators. Durch die große gesammelte Datenbasis in den spezifischen Netzkategorien war es möglich, Verteilungsfunktionen einzelner Netzparameter zu erstellen und im Anschluss Musternetze zufallsbasiert zu generieren [Lin16].

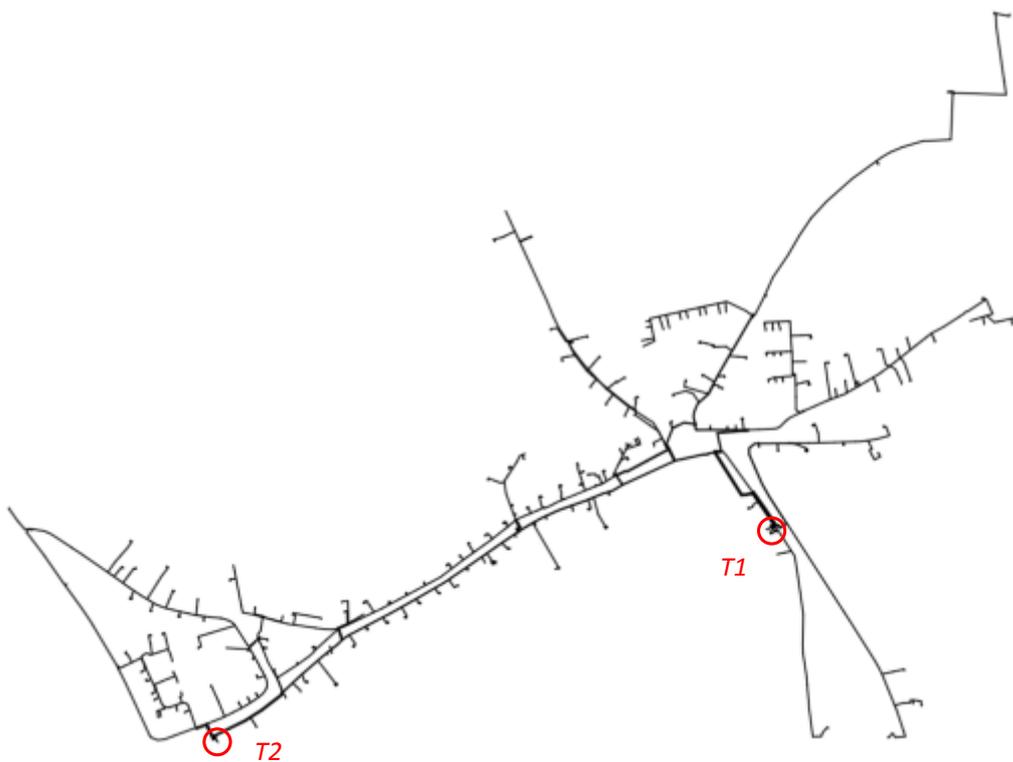


Abbildung 4.11: Reales Niederspannungsnetz (Netz R1)

Das zu ermittelnde Potenzial eines flexiblen Verteilnetzbetriebs in den Musternetzen hat somit eine allgemeinere Aussagekraft für die jeweilige Netzkategorie. Der konkrete Aufbau der Musternetze kann den Abbildungen A.4 und A.5 im Anhang entnommen werden. Um die individuelle Vielfalt realer Netze nicht gänzlich zu vernachlässigen, wird neben den beiden Musternetzen auch ein reales Niederspannungsnetz (Netz R1) für die Untersuchungen herangezogen. Wie aus Abbildung 4.11 hervorgeht, wird das Netzgebiet über zwei Transformatoren zu je 630 kVA gespeist. Das Netzgebiet zählt 532 Knoten und weist sowohl Charakterzüge eines vorstädtischen, aber auch eines dörflichen Netzgebiets auf.

4.3 Mittelspannungslack

Neben dem Leistungsfluss der Netzteilnehmer und den Netzparametern selbst, ist für die Berechnung der Knotenspannungen auch die Höhe der Slackspannung von großer Wichtigkeit. Sie dient dem Simulationsprogramm als Referenzwert und bleibt für die Berechnung eines Netzzustands, bzw. eines Zeitschritts immer gleich. In der Realität unterliegt der Spannungsbetrag an der Oberspannungsseite einer Ortsnetzstation (ONS) merklichen Schwankungen. Ausgehend von der unterspannungsseitigen Sammelschiene eines HS/MS-Umspannwerks (UW), stellt sich je nach Betrag und Richtung des Mittelspannungslastflusses (und der UW-Stufenstellung) ein unterschiedlicher Wert an dem zu untersuchenden Niederspannungsabgang ein. Grundsätzlich lassen sich zwei Fälle unterscheiden. Eine extreme Rückspeisung aller dezentralen Erzeugungsanlagen auf Mittel- und Niederspannungsebene (mit gleichzeitig minimaler Last) führt zu einem Spannungsanstieg über den Leitungsimpedanzen, sodass an der ONS-Oberspannungsseite die Spannung ebenfalls ansteigt. Mit dem Ziel einer realitätsgetreuen Simulation, muss für diesen Fall mit einer hohen Slackspannung gerechnet werden. Wird andererseits vom Starklastfall mit verschwindender Einspeisung ausgegangen, muss für die Slackspannung ein reduzierter Wert angenommen werden. Welche exakten Werte für die Slackspannung verwendet werden, kann mit Hilfe von Abbildung 4.12 hergeleitet werden.

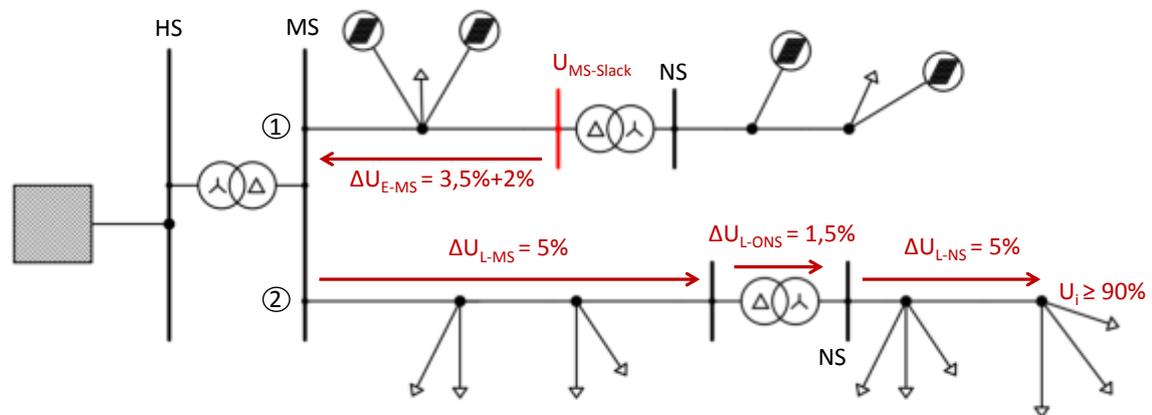


Abbildung 4.12: Spannungsbandaufteilung eines beispielhaften inhomogenen Verteilnetzes

Wird von homogen aufgebauten Mittelspannungsabgängen ausgegangen, stellt die UW-Stufenschaltung die Spannung überall im Netz derart ein, dass eine Über- oder Unterschreitung der Spannungsgrenzen nahezu ausgeschlossen werden kann. Eine andere Situation ergibt sich im Falle inhomogener Abgänge, wie beispielsweise in Abbildung 4.12. Dabei ist der Mittelspannungsabzweig 1 durch eine hohe Anzahl an PV-Anlagen gekennzeichnet, wohingegen in Abzweig 2 ausschließlich Lasten angeschlossen sind.

Zur Bestimmung der Slackspannung an der rot markierten MS-Sammelschiene wird im worst-case-Einspeisefall wie folgt vorgegangen:

- Die Knotenspannung U_i im Lastzweig darf unter keinen Umständen unter 90 % der Nennspannung fallen.
- Geht man von einem Starklastfall in Abgang 2 aus, teilt sich das Spannungsband bis zum Umspannwerk nach [Brü13] folgendermaßen auf:
 - Die Lasten aus der Niederspannung verursachen im Niederspannungsnetz einen Spannungsabfall von bis zu 5 % ($\Delta U_{L-NS} = 5\%$).
 - Der Lastfluss über die Ortsnetzstation führt ebenfalls zu einem Spannungsabfall von 1,5 % ($\Delta U_{L-ONS} = 1,5\%$).
 - Das Zusammentreffen der Lastflüsse aus Mittel- und Niederspannung verursacht im Mittelspannungsnetz einen weiteren Abfall von 5 % ($\Delta U_{L-MS} = 5\%$).
- Die UW-Unterspannungsseite darf somit nicht unterhalb von 101,5 % fallen. Wird davon ausgegangen, dass der Stufensteller des Umspannwerks unmittelbar vor einer Stufe steht, diese aber noch nicht durchführt, kommt ein weiterer Prozentpunkt hinzu [Brü13, Tal12].
- Der Spannungsanstieg im Rückspeiseweig setzt sich aus den direkt auf MS-Ebene angeschlossenen, dezentralen Erzeugungsanlagen und der Einspeiseleistung aus der Niederspannungsebene zusammen. Netzplanungsgrundsätze nach [BDEW08] stellen dabei sicher, dass auf MS-Ebene in keinem Fall ein Spannungsanstieg von mehr als 2 % durch die direkt auf MS-Ebene angeschlossenen Anlagen auftritt. Untersuchungen aus [Par15] haben ergeben, dass der durch NS-Anlagen verursachte Spannungsanstieg auf MS-Ebene im worst-case Fall über 4 % beträgt. Aufgrund der geringen Wahrscheinlichkeit, dass der Knoten mit dem maximalen NS-Spannungsanstieg mit dem Knoten der maximalen MS-Spannung zusammenfällt, wird von einem leicht reduzierten Wert von 3,5 % ausgegangen.

Werden die einzelnen Beiträge summiert, muss im extremen Rückspeisefall von einer MS-Slackspannung von 108 % ausgegangen werden. Eine Verletzung des erlaubten, oberen Spannungsbandes von 110 % in den betrachteten NS-Netzen ist aufgrund der hohen PV-Dichte zu erwarten. Die Slackspannung im Starklastfall von Abzweig 1 kann nach [Eng14] mit einem Wert von 98 % angenommen werden. In Anlehnung an [Eng14] wird die Slackspannung zwischen den beiden Extrempunkten in Abhängigkeit vom aktuellen Lastfluss linear interpoliert (siehe Anhang, Abbildung A.6).

4.4 Modellierung des Flexibilitätsmarktes

In der Nachbildung des Flexibilitätsmarktes wird weitestgehend das Modell nach Abbildung 2.5 aus Kapitel 2.3 umgesetzt. Eine Vereinfachung wird bei der Netzzustandsrechnung gemacht. Hier wird auf das komplexe Verfahren der Zustandsschätzung aus Kapitel 3.3 verzichtet. Es werden direkt die tatsächlichen/richtigen Werte der ohnehin durchzuführenden Lastflussberechnung verwendet. Die Fehlerabhängigkeit in der Zustandsschätzung von der konkreten Messgeräteausrüstung und deren Genauigkeit und Positionierung steht dem Ziel, eine allgemeingültige Aussage zu treffen, entgegen.

Um sicherzustellen, dass die eingesetzte Flexibilität keine Verschlechterungen in anderen Teilen des Netzes nach sich zieht, wird die Auswirkung der geplanten Lastflussmodifikation vorher geprüft. Die Berechnung des neuen Netzzustands wird auf Basis von Sensitivitätsmatrizen durchgeführt. Eine Lastflussrechnung mit exaktem Ergebnis stellt eine weitere Möglichkeit dar. Vorteilhaft an der Methode des überlagerten Sensitivitätsprinzips ist der deutlich geringere Rechenaufwand. Darüber hinaus ist es auch denkbar, dass dieser Schritt direkt beim Flexmarkt und nicht wie in Abbildung 2.5 angenommen, beim Netzbetreiber durchgeführt wird. Aus Datenschutzgründen ist die Übermittlung von Sensitivitätsmatrizen deutlich unkritischer, als die Bereitstellung des gesamten Netzmodells.

Grenzwertverletzungen der Spannung sind dann gegeben, wenn das normative Spannungsbereich von $230\text{ V} \pm 10\%$ [DIN11] verletzt wird. Die Auslastungsgrenze von Transformatoren und Leitungen richtet sich nach dem jeweiligen thermischen Grenzwert. Für den Neutralleiter wird ein Grenzwert von 60 % bezogen auf den maximalen Leitungsstrom festgelegt. Dadurch kann auch im Falle eines reduzierten Querschnitts ein ordnungsgemäßer Betrieb sichergestellt werden.

5 Technisches Potenzial eines flexiblen Niederspannungsnetzbetriebs

In diesem Kapitel wird das Flexmarktmodell auf NS-Ebene untersucht. Im Zentrum der Betrachtungen steht folgende Frage:

Inwiefern gelingt es dem Flexibilitätsmarkt, Spannungsbandverletzungen und Überlastungen der Betriebsmittel akkurat zu beseitigen?

Die in den ersten beiden Abschnitten präsentierten Ergebnisse beziehen sich auf das reale Netzgebiet R1. Die Ergebnisse der Musternetze werden in Abschnitt 5.3 beleuchtet. Die Untersuchungen und Auswertungen zielen ausschließlich auf das technische Potenzial eines flexiblen Verteilnetzbetriebs ab. Konkrete wirtschaftliche Fragestellungen werden nicht behandelt, wobei ein Teil der hier präsentierten Ergebnisse als Basis für wirtschaftliche Überlegungen fungieren kann. Darüber hinaus sollen in diesem Kapitel mögliche Schwachstellen des Modells aufgedeckt werden und darauf basierend Empfehlungen für eine praxistaugliche Umsetzung abgeleitet werden. Mit dem Ziel, allgemeingültige Aussagen zu tätigen, werden für jedes Netzgebiet 100 verschiedene Verteilungen berechnet. Die einzelnen Verteilungen unterscheiden sich sowohl hinsichtlich Anzahl, Leistung, Position und dem Phasenanschluss der angeschlossenen Netzteilnehmer. Für jede Verteilung wird sowohl eine sommerliche Woche mit hoher PV-Einstrahlung, als auch eine kalte Winterwoche mit überdurchschnittlichem Heizbedarf untersucht. Anhand dieser zwei extremen Wochen kann die Handlungsfähigkeit des Flexibilitätsmarktes im Ernstfall analysiert werden. Zum besseren Verständnis werden relevante Ergebnisse im Abschnitt 5.1 zunächst anhand einer repräsentativen Verteilung erläutert. Die Menge aller Verteilungen wird im Anschluss begutachtet.

Generell zeigen die Simulationen, dass der Großteil der Probleme durch hohe PV-Rückspeisung in der Sommerwoche auftritt. Grenzwertverletzungen durch erhöhten Lastbezug im Winter treten vereinzelt auf, sind aber eher selten. Aus diesem Grund werden in den Ergebnisdiagrammen und im Text hauptsächlich die Resultate der Sommerwoche dargelegt.

5.1 Ergebnisse einer repräsentativen Verteilung im Netz R1

Die Phasen- und Positionsverteilung der PV-Anlagen in der hier betrachteten Verteilung erschließt sich aus der Netzgrafik im Anhang (siehe Abbildung A.7).

5.1.1 Knotenspannung und Betriebsmittelauslastung

In Abbildung 5.1 ist für die Sommerwoche die maximale, im Netz detektierte Knotenspannung zu jedem Zeitpunkt phasenscharf mit und ohne Flexmarkt dargestellt. Es lassen sich mehrere Erkenntnisse ableiten. Im Gegensatz zu L1 und L2 sind im gesamten Netz keine Grenzwertverletzungen auf Phase L3 erkennbar, was sich durch die überwiegende Rückspeisung auf L1 und L2 erklären lässt. Auf den beiden Problemphasen wird täglich zur Mittagszeit der erlaubte Schwellwert von $230\text{ V} + 10\%$ überschritten. An den sogenannten „clear sky days“ (Tage mit wenig Wolkenzug / hier beispielsweise am Samstag), lässt sich die spannungssenkende Wirkung des Flexibilitätsmarktes ablesen. Eine vollständige Einhaltung der normativen Vorgaben gelingt dem Flexibilitätsmarkt jedoch nicht.

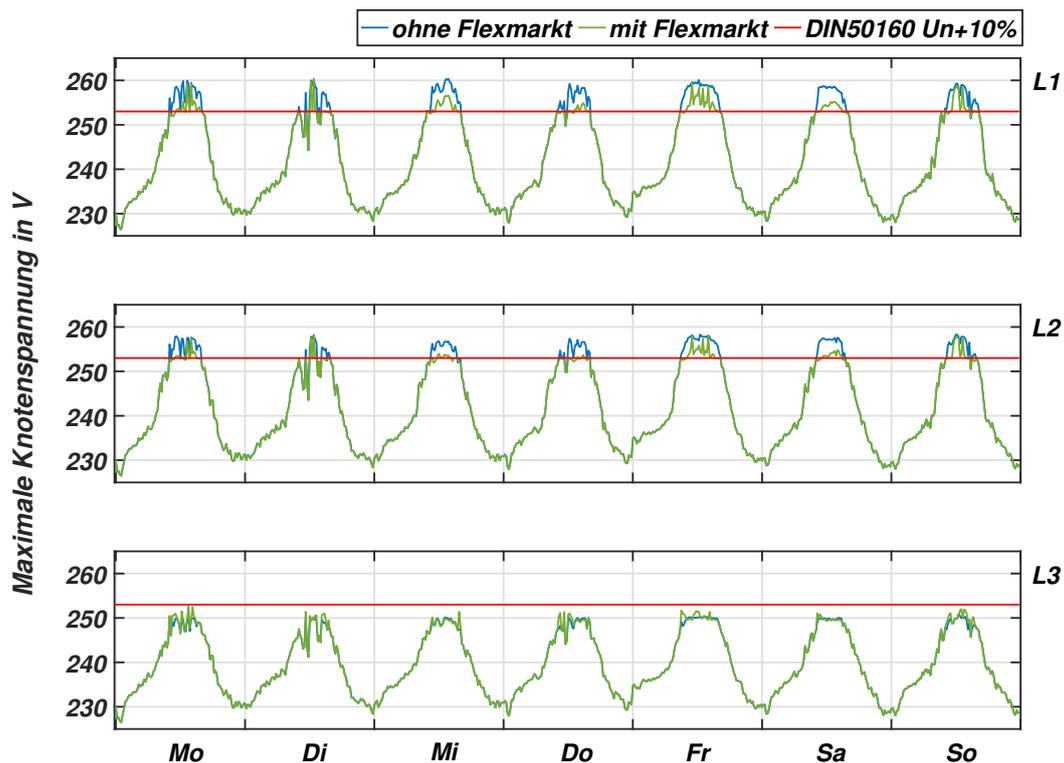


Abbildung 5.1: Maximale Knotenspannung im Netz R1 je Phase für eine repräsentative Sommerwoche

Im Hinblick auf Leitungsauslastungen sind nach Abbildung 5.2 auf Phase L3 ebenfalls keinerlei Probleme erkennbar. Ein Beispiel für die erfolgreiche Wirkung des Flexmarktprinzips ist der Mittwoch. Zur Mittagszeit kommt es zu Leitungsüberlastungen auf Phase L1 sowie zu einer deutlichen Überlastung des Neutralleiters. Grenzwertverletzungen des Neutralleiters sind besonders kritisch zu bewerten, da etwaige Schäden im Falle einer Elektroinstallation nach dem TN-C System hohe gesundheitliche Risiken für den Menschen bergen. Durch den Einsatz von Flexibilität können die Verletzungen an diesem Tag vollständig behoben werden. Eine gänzliche Rückführung aller Überlastungen zu jedem Zeitpunkt ist jedoch mit Flexibilität nicht möglich, wie beispielsweise die bleibenden Leitungsüberlastungen am Dienstag zur Mittagszeit deutlich machen.

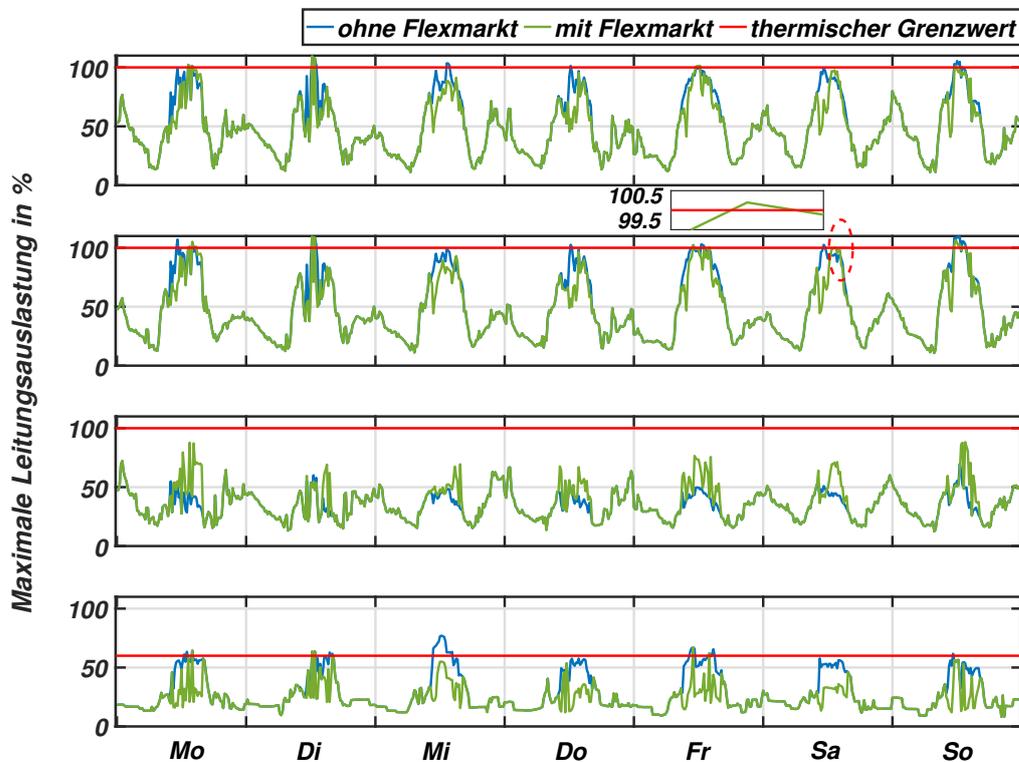


Abbildung 5.2: Maximale Leitungsauslastung im Netz R1 für eine repräsentative Sommerwoche

Eine Schwachstelle des Flexmarktmodells zeigt sich in der Generierung neuer geringfügiger Stromgrenzwertverletzungen auf Leitungen, bei denen ohne Flexibilitätseinsatz keine Überschreitung auftritt. Dieses Phänomen soll anhand des markierten Bereichs auf Phase L2 erläutert werden. Ohne Flexibilitätseinsatz treten zu dem betrachteten Zeitpunkt keine

Grenzwertverletzungen auf. Der Einsatz von Flexibilität zur Spannungsreduzierung führt jedoch zu einer Leitungsauslastung mit einem Wert geringfügig über 100 % (erkennbar anhand des vergrößerten Grafikausschnitts) und damit zu einer Grenzwertverletzung. Zur Erinnerung sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass im Modell des Flexibilitätmarktes (siehe Abbildung 2.5 auf Seite 15) dieser Fall eigentlich ausgeschlossen sein soll.

Bevor eine Flexibilität tatsächlich abgerufen wird, findet eine Netzzustandsberechnung statt. Kommt es hierbei zu Verschlechterungen des Ausgangszustands (in diesem konkreten Fall trifft dies zu, da auf Phase L2 keine Leitungsüberlastung detektiert wird und mit Flexmarkt eine Grenzwertverletzung auftritt), sollte der Abruf eigentlich verhindert werden. Es findet allerdings trotzdem ein Abruf statt. Das Problem liegt in der Art und Weise der Bestimmung des Netzzustands. Anhand der geplanten Flexibilität werden mit Sensitivitätswerten die Auswirkungen auf alle anderen Netzgrößen bestimmt. In diesem konkreten Fall wird zu dem betrachteten Zeitpunkt eine maximale Leitungsauslastung auf Phase L2 von 99,9 % berechnet. Damit tritt keine Grenzwertverletzung auf, der Ausgangszustand wird nicht verschlechtert und die Flexibilität kann abgerufen werden. Durch den Linearisierungsfehler der Sensitivitätswerte liegt der tatsächliche Wert der Leitungsauslastung allerdings bei 100,2 % (ermittelt durch eine Lastflussrechnung) und stellt somit eine Grenzwertverletzung dar. Zusätzlich zu den neu generierten Grenzwertverletzungen ist es ebenso möglich, dass aufgrund des fehlerbehafteten Sensitivitätswertes bereits bestehende Überlastungen leicht verschlechtert werden. In Tabelle 5.1 werden die maximalen Verschlechterungen quantifiziert.

	L1	L2
Verschlechterung bestehender Leitungsüberlastungen	< 0,7 %	< 0,3 %
Maximale neu generierte Leitungsüberlastung	< 1,4 %	< 1,1 %

Tabelle 5.1: Daten zur Verschlechterung der Leitungsüberlastung im Netzgebiet R1 für eine repräsentative Sommerwoche

Um das Problem zu beheben, ist eine genauere Berechnung des Ausgangszustands mit Hilfe einer Lastflussberechnung denkbar. Durch den deutlich größeren Rechenaufwand und der damit verbundenen längeren Rechenzeit wird dieser Gedanke jedoch wieder verworfen. Anstatt dessen wird an dieser Stelle vorgeschlagen, bereits ab einem reduzierten Grenzwert gegenzusteuern. Für Leitungsauslastungen treten bei der Sensitivitätsberechnung relative Fehler mit einem Wert von weniger als 10 % auf. Werden tatsächliche Überschreitungen von bis zu 50 %-Auslastung zugrunde gelegt, ergibt sich ein maximal möglicher Fehler von 5 %-Auslastung. Wird bereits ab einer Leitungsauslastung von 95 % gegengesteuert, könnten derartige Fehler verhindert werden. Allerdings erhöht sich dadurch auch das Risiko, dass effektive Flexibilität nutzlos verwendet wird und im Notfall schon verbraucht ist. Darüber hinaus steigt die Anzahl an Abrufen, was zu höheren Kosten beim Netzbetreiber führt.

Ein gleiches Vorgehen ist auch bei den verwendeten Spannungsgrenzwerten denkbar. Hier liegt der maximale relative Sensitivitätsfehler unterhalb von 5%. Treten Überschreitungen des Spannungsbandes von bis zu 10 V auf, entspricht dies einer Genauigkeit von 0,5 V. Eine Eindämmung des erlaubten Spannungsbandes auf $\pm 9,8\%$ ist eine denkbare Lösung.

Abbildung 5.3 fasst die netztechnische Auswertung zusammen. Das Diagramm enthält die Anzahl aller Grenzwertverletzungen im gesamten Netzgebiet in Abhängigkeit der jeweiligen Höhe mit und ohne Zutun des Flexmarktes. Positive Spannungsverletzungen repräsentieren eine Überschreitung, negative Werte eine Unterschreitung des Spannungsbandes. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Flexmarkt die Anzahl der Spannungsüberschreitungen reduzieren kann (auf unter 40%). Die maximalen Überschreitungen liegen in beiden Fällen im Bereich von 7 V, was einer absoluten Leiter-Erde Spannung von ca. 260 V entspricht.

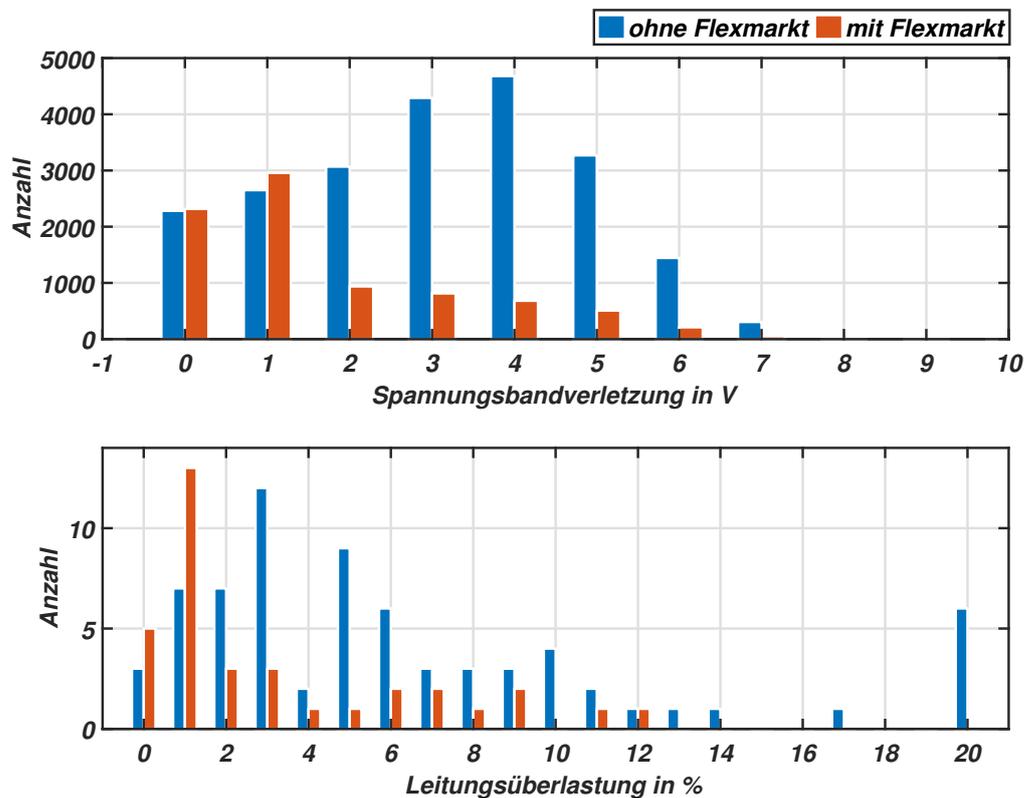


Abbildung 5.3: Anzahl und Höhe der Grenzwertverletzungen im Netz R1 für eine repräsentative Sommerwoche

Die gehandelte und abgerufene Flexibilität reicht nicht aus, um die maximale Grenzwertverletzung merklich zu reduzieren. Unterschreitungen des Spannungsbandes sind in dieser Verteilung nicht nachweisbar. Die Anzahl der Leitungsüberlastungen kann halbiert werden. Ohne den Einsatz netzdienlicher Flexibilität überschreiten die Leitungsströme den erlaubten Grenzwert um bis zu 20 %, wohingegen mit Flexibilitätsmarkt die maximalen Überlastungen auf ca. 12 % reduziert werden können. Die Simulation der Winterwoche offenbart weder Unter- noch Überschreitungen des Spannungsbandes. Insgesamt treten 18 Leitungsüberlastungen auf, die allesamt behoben werden können. Weder in der Winter- noch in der Sommerwoche wird die Nennscheinleistung der Transformatoren überschritten. Eine Übersicht über alle relevanten netzbezogenen Auswertungsdaten für die Sommer- und Winterwoche ist in den Tabellen A.1 und A.2 im Anhang gegeben.

5.1.2 Eingesetzte Flexibilität

In diesem Abschnitt soll die eingesetzte Flexibilität näher untersucht werden. Basierend darauf werden Rückschlüsse gezogen, warum Grenzwertverletzungen in vielen Situationen trotz Flexibilitätsmarkt nicht behoben werden können. In Abbildung 5.4 ist die abgerufene Flexibilität der angebotenen Menge gegenübergestellt. Dabei wird zwischen Wirk- und Blindleistung unterschieden. Unter Beachtung der unterschiedlichen Skalierung der Abruf- und Angebotsachse fällt das Überangebot an Lastflexibilität in den Nachtstunden auf. Dabei werden Werte von bis zu 2 MW erreicht. Die Lastreserven stammen dabei hauptsächlich von Elektrofahrzeugen, die aufgrund ihrer Ladestrategie in vielen Fällen mit einer gedrosselten Leistung (im Vergleich zur maximal möglichen Ladeleistung) geladen werden und somit noch Möglichkeiten zur Lasterhöhung aufweisen.

Innerhalb der simulierten Sommerwoche übersteigt das Verhältnis zwischen abgerufener und angebotener Wirkleistung unabhängig vom Vorzeichen nie 15 %. Im Umkehrschluss bedeutet dieser Wert, dass zu jedem Zeitpunkt mindestens 85 % der angebotenen Wirkflexibilität nicht eingesetzt wird. Bei der ausschließlich von PV-Anlagen angebotenen Blindleistung kommt es zu einer besseren Deckung von Angebot und Abruf. Konkret nimmt das Verhältnis zwischen abgerufener und angebotener induktiver Blindleistung Spitzenwerte von bis zu 60 % an. Das Angebot an kapazitiver Blindleistung wird hingegen zu keinem Zeitpunkt mit mehr als 2 % ausgeschöpft. Die bevorzugt eingesetzte induktive Blindleistung ist auf die spannungssenkende Wirkung in den betroffenen Phasen zurückzuführen. Da die Probleme hauptsächlich durch Einspeisungen hervorgerufen werden, ist der überwiegende Abruf von Last als Flexibilität plausibel. Es kommt jedoch auch zu einer erkennbaren Kontrahierung von Einspeiseflexibilität. Damit dieser Sachverhalt besser verstanden werden kann, wird in Abbildung 5.5 die phasenscharf abgerufene Flexibilität dargestellt.

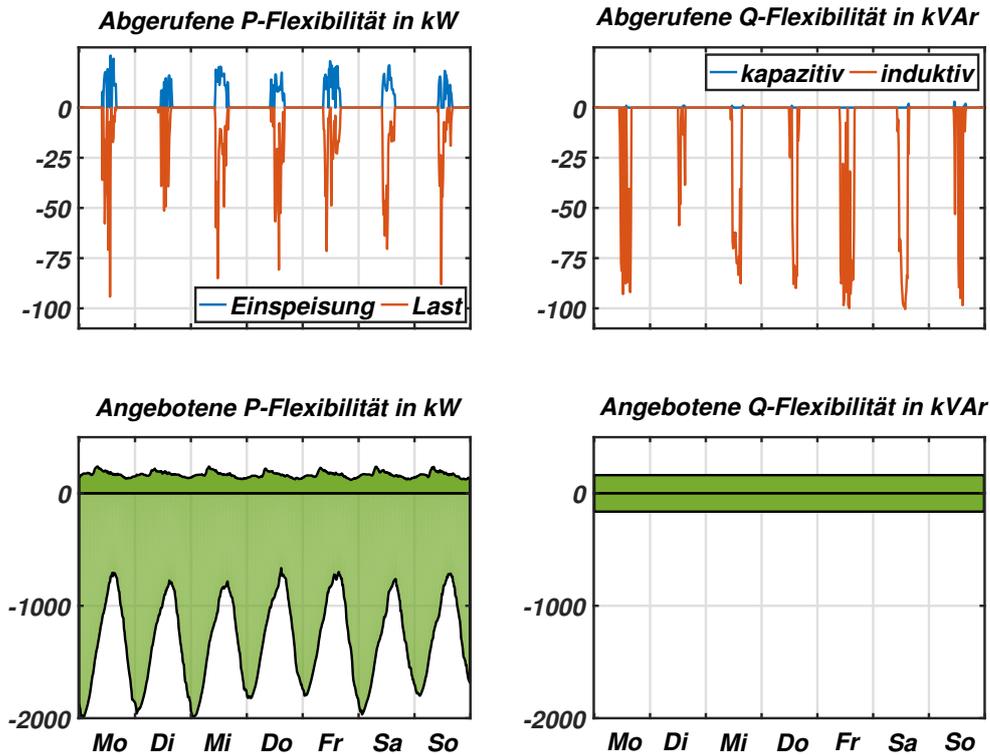


Abbildung 5.4: Angebotene und abgerufene Flexibilität im Netz R1 für eine repräsentative Sommerwoche im Erzeuger-Zählpfeil-System (EZS)

Die Einspeisung von P -Flexibilität findet ausschließlich auf Phase L3 statt. Zur Erinnerung sei darauf hingewiesen, dass L3 im Ausgangszustand ohne Flexibilitätsabruf weder Spannungs- noch Betriebsmittelp Probleme aufweist, da hier die geringste PV-Leistung angeschlossen ist. Der Flexibilitätsmarkt macht sich zur Lösung der Spannungsbandverletzungen auf L1 und L2 den Effekt der Sternpunktverschiebung zunutze. Die eingespeiste Wirkleistung auf L3 verschiebt den Sternpunkt derartig, dass die Spannung auf L1 und L2 gesenkt wird und somit der gewünschte Effekt eintritt. Die Erhöhung der Phasenspannung auf L3 sowie die verstärkte Auslastung betroffener Leitungen wird dabei wohlwollend in Kauf genommen, solange der Prozess zu keinen Grenzwertverletzungen auf L3 führt.

In den markierten Bereichen in Abbildung 5.5 tritt deutlich hervor, dass die Flexibilität vermehrt auf Phase L1, gefolgt von Phase L2 und L3 mit dem Netz ausgetauscht wird. Da die Sensitivität auf die Problemstelle das maßgebende Kriterium für einen Abruf darstellt und die größten Probleme meistens auf L1 anzutreffen sind, ist der erhöhte Abruf auf L1 plausibel.

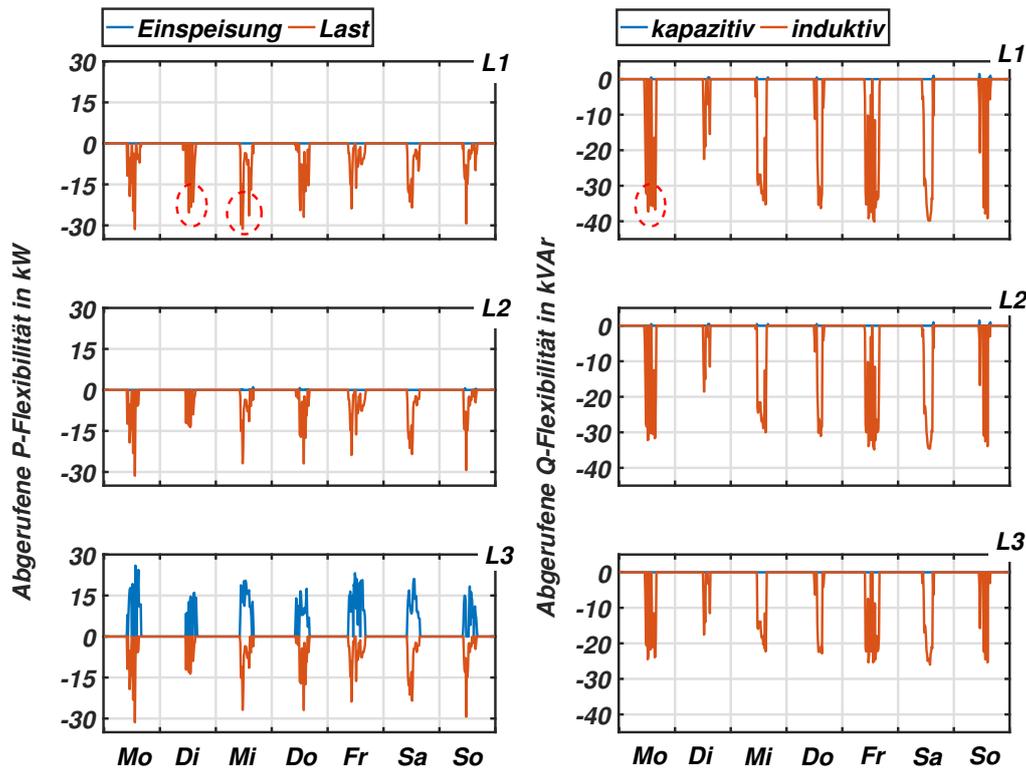


Abbildung 5.5: Flexibilitätsbereitstellung auf den unterschiedlichen Phasen im Netz R1 für eine repräsentative Sommerwoche (EZS)

Im weiteren Verlauf sollen die verschiedenen Flexanbieterkategorien im Hinblick auf ihre jeweilige Teilnahmehäufigkeit untersucht werden. Abbildung 5.6 offenbart, dass PV-Anlagen sowohl in der Abrufanzahl, als auch in der abgerufenen Menge mit insgesamt 1,76 MVarh den größten Teil der Flexibilität aufbringen. Allerdings ist auch der Anteil der Elektroautos und Heimspeicher, die miteinander ca. 1,4 MWh in der simulierten Sommerwoche bereitstellen, nicht vernachlässigbar. Konträr dazu wird die Flexibilität der Wärmepumpen nicht benötigt. Da die einzige Möglichkeit, Flexibilität zu liefern, in der Reduzierung ihrer sehr geringen Last liegt und darüber hinaus der dreiphasige Anschluss eine wirksame Sternpunktverschiebung verhindert, kommt Wärmepumpenflexibilität in der Sommerwoche der betrachteten Verteilung nicht zum Einsatz. Wird den Wärmepumpen neben der Flexibilisierung ihrer Sperrzeiten auch eine zeitweise Lasterhöhung eingeräumt, ist ein häufigerer Abruf in sommerlichen Wochen durchaus vorstellbar. Die Sinnhaftigkeit einer Lasterhöhung zu Sommerzeiten ist dabei im Einzelnen zu prüfen. In der Winterwoche werden die wenigen Problemfälle allesamt mit insgesamt 8 kWh Wärmepumpenflexibilität und 4 kWh Elektrofahrzeugflexibilität behoben.

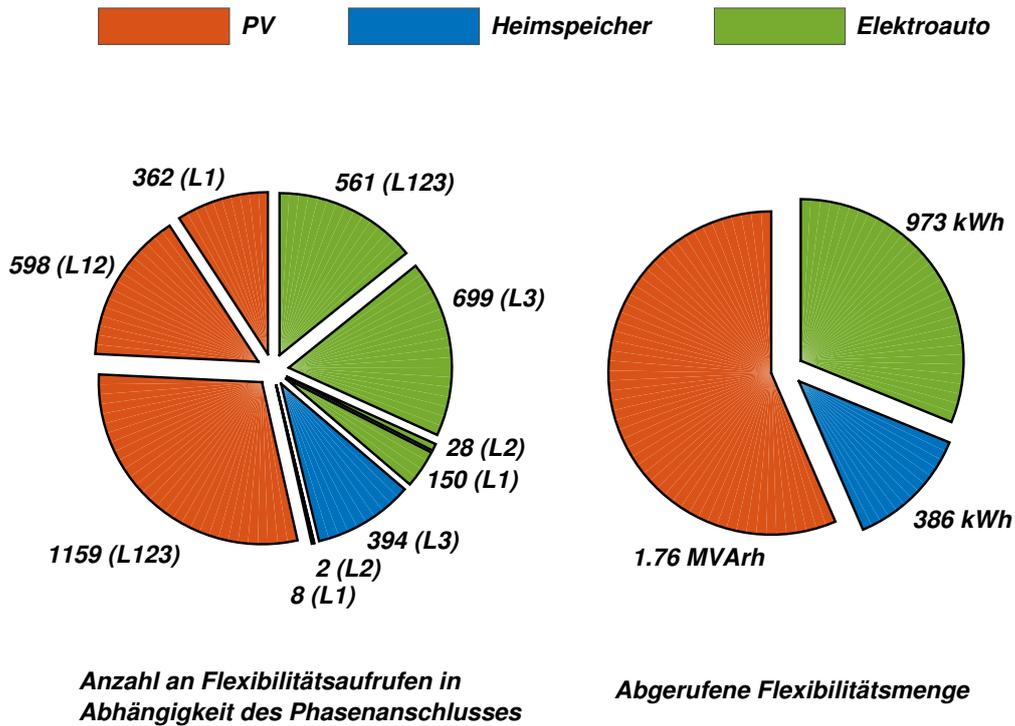


Abbildung 5.6: Anzahl an Flexaufrufen je Teilnehmerkategorie und Phase (links) sowie die kontrahierte Flexmenge je Teilnehmerkategorie (rechts) für eine repräsentative Sommerwoche

Für den Anbieter von Flexibilität stehen wirtschaftliche Fragestellungen im Vordergrund. Ein wichtiger Parameter für die Rentabilität einer Anlage ist die Abrufhäufigkeit. Darüber hinaus ist die, im Fall eines Abrufs, kontrahierte Menge von Interesse. Basierend auf Abbildung 5.7 kann die Wahrscheinlichkeit einer gewissen Abrufhäufigkeit für alle Teilnehmerkategorien abgeschätzt werden. Wie bereits erwähnt, kommt es in der Sommerwoche zu keinem Beitrag durch Wärmepumpen. Demzufolge liegt die Wahrscheinlichkeit, dass es zu 0-5 Aufrufen kommt, bei 100 %. Mit mehr als 25 Aufrufen ist bei Elektrofahrzeugen innerhalb der Sommerwoche ebenfalls nicht zu rechnen. Ein Großteil der Heimspeicher wird am Flexibilitätsmarkt nahezu nicht berücksichtigt, allerdings besteht eine 10 %-tige Wahrscheinlichkeit von 75 – 95 Abrufen. Für PV-Anlagenbesitzer gilt folgende Abschätzung: Mit einer Sicherheit von 50 % kann davon ausgegangen werden, dass Q-Flexibilität über 50 mal abgerufen wird. Weitergehende Untersuchungen zeigen, dass im Fall einer Flexibilitätslieferung in den allermeisten Fällen die angebotene Menge gänzlich benötigt wird.

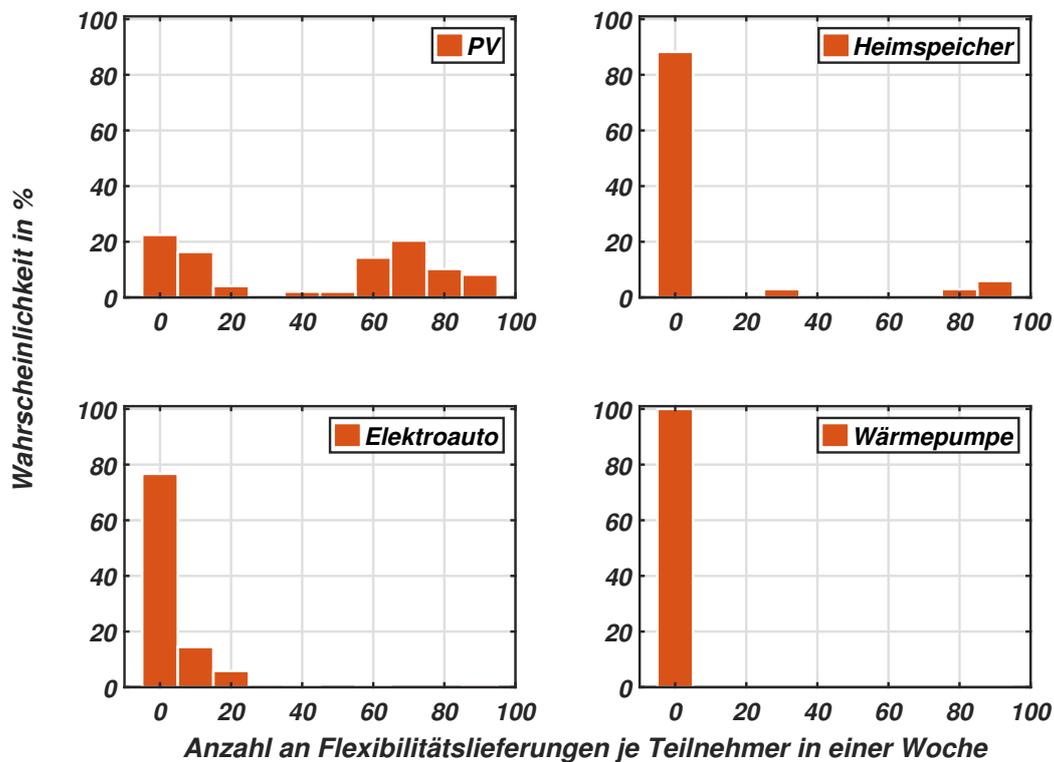


Abbildung 5.7: Abrufwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit der Abrufhäufigkeit je Teilnehmerkategorie für eine repräsentative Sommerwoche

Aus netztechnischer Sicht stellt sich vor allem die Frage, warum es dem Flexibilitätsmarkt bei der hier vorgestellten repräsentativen Verteilung nicht gelingt, annähernd alle Grenzwertverletzungen zu beheben. Die Frage gewinnt zusätzlich an Brisanz, wenn das nur geringfügig ausgeschöpfte Angebot an flexibler Leistung bedacht wird. Abbildung 5.8 nimmt sich dieser Fragestellung an. In Kapitel 2.3 wird das Flexmarktmodell ausführlich beleuchtet und detailliert auf Gründe für den Auktionsausschluss von Angeboten eingegangen. Die in Abbildung 5.8 verwendeten Buchstaben entsprechen denen aus Kapitel 2.3.

Unabhängig von der Teilnehmerkategorie ist das Verbot gegensätzlicher Handlung sowie die Bevorzugung anderer Teilnehmer nur in sehr seltenen Fällen für eine Nichtberücksichtigung verantwortlich. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Auktionsausschluss auf einen zu geringen Sensitivitätswert zurückzuführen ist, liegt für PV-Anlagen bei fast 50%. Bei Elektroautos stellt die zu geringe Sensitivität ebenfalls den Hauptgrund für eine Nichtberücksichtigung dar. Bei Wärmepumpen und Heimspeichern ist die zu geringe Hebelwirkung in vielen Fällen verantwortlich, jedoch ist ein Ausschluss aufgrund des Erreichens physikalischer Grenzen

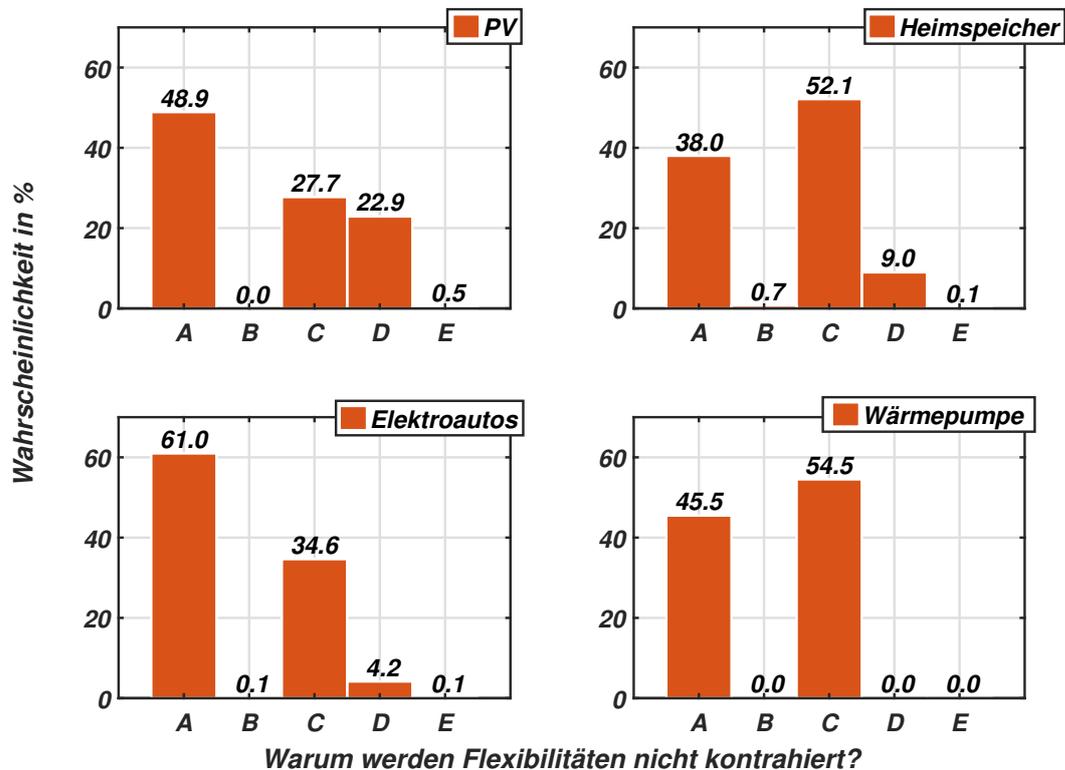


Abbildung 5.8: Gründe für die Nichtberücksichtigung² von Flexibilitätsangeboten je Teilnehmerkategorie für eine repräsentative Sommerwoche

nochmals wahrscheinlicher. Mit einer Wahrscheinlichkeit von über 20 % ist bei PV-Anlagen die Verschlechterung des übrigen Netzzustands die Ursache, warum eine bereits als optimal ausgewählte Flexibilität nicht eingesetzt wird. Für Heimspeicher und Elektrofahrzeuge ist dieser Grund in unter 10 % der Fälle ausschlaggebend. Zusammenfassend lassen sich diverse Erkenntnisse und Rückschlüsse aus den Untersuchungen der repräsentativen Verteilung ziehen:

- Der Flexibilitätsmarkt reduziert die Anzahl an Spannungs- bzw. Leitungsverletzungen auf 40 % bzw. 50 %. Die Höhe der maximalen Spannungsbandüberschreitungen kann nicht merklich reduziert werden. Die maximale Leitungsüberlastung kann von 20 % auf 12 % verringert werden. Das Potenzial des Flexmarktes reicht daher für diese Verteilung nicht aus, um eine Umsetzung in die Realität zu empfehlen. Um sicherzugehen, dass es sich bei dieser Verteilung nicht um einen äußerst unglücklichen Ausreißer handelt, werden im nächsten Abschnitt weitere Verteilungen und Netzgebiete betrachtet.

²A: Zu geringe Sensitivität auf die Problemstelle; B: Verbot von gegensätzlichen Handlungen; C: Erreichen physikalischer Grenzen; D: Verschlechterung des Ausgangszustands; E: Bevorzugung anderer Angebote

- Es hat sich gezeigt, dass durch den Sensitivitätsfehler in Ausnahmefällen unbeabsichtigte Verschlechterungen des Ausgangszustands auftreten können. Dabei werden zwei Fälle unterschieden:

- Der Sensitivitätsfehler verursacht neue Grenzwertverletzungen: Eine mögliche Gegenmaßnahme besteht darin, bereits kurz vor dem Erreichen des erlaubten Grenzwertes zu handeln. Geht man von korrekten Werten für die Netzzustandsschätzung aus, wird für Leitungsauslastungen ein erlaubter Betriebsbereich von 0 – 95 % als sinnvoll erachtet. Eine Anpassung des erlaubten Spannungsbandes auf $U_n \pm 9,8\%$ ist darüber hinaus ebenfalls denkbar. Werden die neuen, verminderten Grenzen in das Flexmarktmodell integriert, hat dies allerdings wiederum negative Folgen auf die Verfügbarkeit von wirkungsvoller Flexibilität. Da der Markt ein Handeln bereits in einem noch unkritischen Zustand fordert, vermindert sich die Verfügbarkeit zu Zeiten, in denen tatsächlich gefährliche Betriebszustände auftreten. Es stellt sich somit die Frage, ob eine Anpassung der Grenzwerte aus netztechnischer Sicht kontraproduktiv ist. Folgende Überlegung spricht gegen eine Anpassung der Grenzwerte:

Da die neu hervorgerufenen Leitungsüberlastungen den erlaubten thermischen Grenzwert für den Dauerbetrieb nur minimal überschreiten und nach [Ker11] die tatsächliche Übertragungsfähigkeit von Kabeln für kurzzeitige Überlastungen höher liegt als der erlaubte Grenzstrom, wird die Gefahr von Betriebsmittelschäden als sehr unwahrscheinlich eingeschätzt. Auch die Gefahr einer Fehlauslösung des Netzschutzes durch eine minimale Überschreitung des erlaubten Grenzstroms einer Leitung wird als unrealistisch eingestuft.

- Eine bestehende Überlastung kann nicht behoben werden und wird durch den Flexibilitätseinsatz zur Lösung weiterer Probleme zusätzlich erhöht: Hat der Flexibilitätsmarkt keine Wirkung auf eine, im kritischen Zustand befindliche, Leitung, müssen vom Netzbetreiber Notfallmaßnahmen eingeleitet werden. Kommt es durch den zeitgleichen Einsatz von Flexibilität (zur Lösung anderer Probleme) zusätzlich zu einer geringfügigen Erhöhung der schon überlasteten, kritischen Leitung, wird diese durch die Notfallmaßnahme gleich mit korrigiert.

Die beiden Fallbeispiele relativieren die negativen Effekte des Sensitivitätsfehlers. Aus diesem Grund wird keine Anpassung der Grenzwerte vollzogen. Der geringfügige Sensitivitätsfehler wird zugunsten der besseren Verfügbarkeit von Flexibilität in Kauf genommen.

- Bei wirtschaftlichen Kalkulationen sollte nicht davon ausgegangen werden, dass bei einer Teilnahme am Flexibilitätsmarkt eine Vielzahl von Abrufen erfolgt.

- Die insgesamt angebotene Flexibilität wird nur zu einem geringen Teil abgerufen. Hauptsächlich verantwortlich dafür sind zu geringe Sensitivitätswerte und das Erreichen physikalischer Grenzen. Es besteht die Möglichkeit, die angesetzte Grenzsensitivität von 20% zu verringern, wodurch die Abrufchancen nicht berücksichtigter Flexibilitäten erhöht werden. Die zu den Problemlösungen benötigten Amplituden vergrößern sich dadurch, wodurch die Gefahr von Verschlechterungen im übrigen Netzgebiet steigt. Des Weiteren führt eine erhöhte Amplitude zu einem früheren Erreichen der physikalischen Grenzen, was wiederum negative Auswirkungen auf die Verfügbarkeit in den darauffolgenden Zeitschritten hat. Eine Korrektur des in Kapitel 2.3 vorgestellten Flexmarktdesigns wird daher nicht vollzogen.

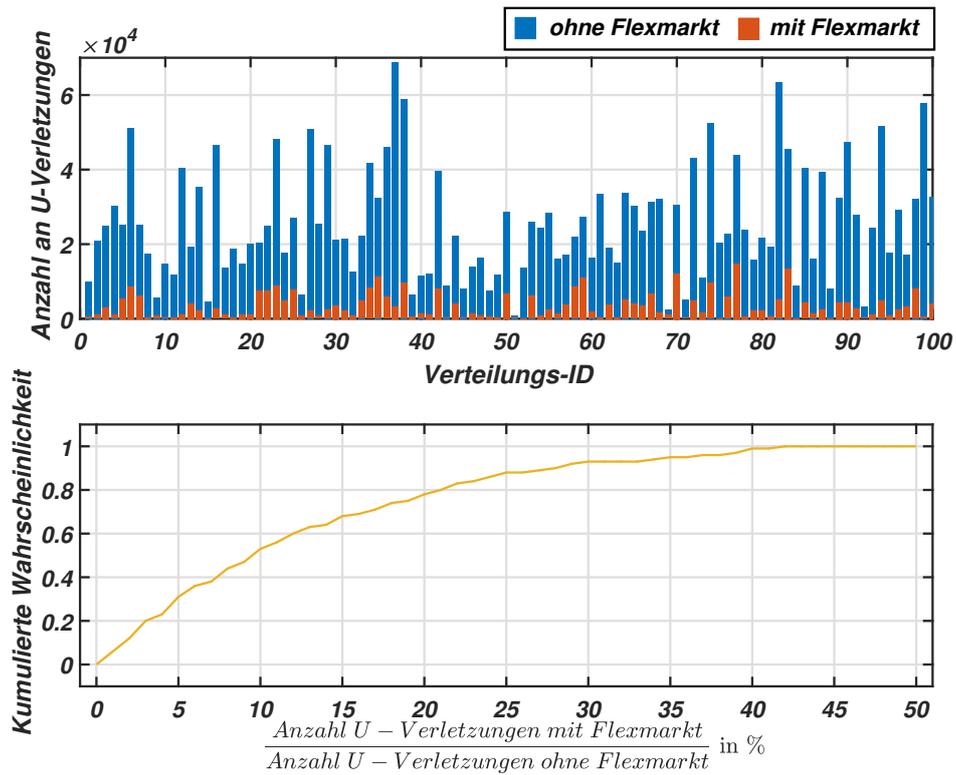
5.2 Ergebnisse aller 100 Verteilungen im Netz R1

Um eine Aussage von allgemeinem Charakter über das Potenzial eines flexiblen Verteilnetzbetriebs zu treffen, reicht die Betrachtung einer einzelnen Verteilung nicht aus. In diesem Kapitel werden daher 100 verschiedene Verteilungen im Netz R1 betrachtet. Für jede Verteilung wird Anzahl, Ort, Phasenanschluss und Größe der PV-Heimspeicherkombinationen und Wärmepumpen sowie Größe, Phasenanschluss und Profil der Elektrofahrzeuge variiert. Die Ergebnisse und deren Schlussfolgerungen werden erneut hauptsächlich anhand der deutlich kritischeren Sommerwoche besprochen.

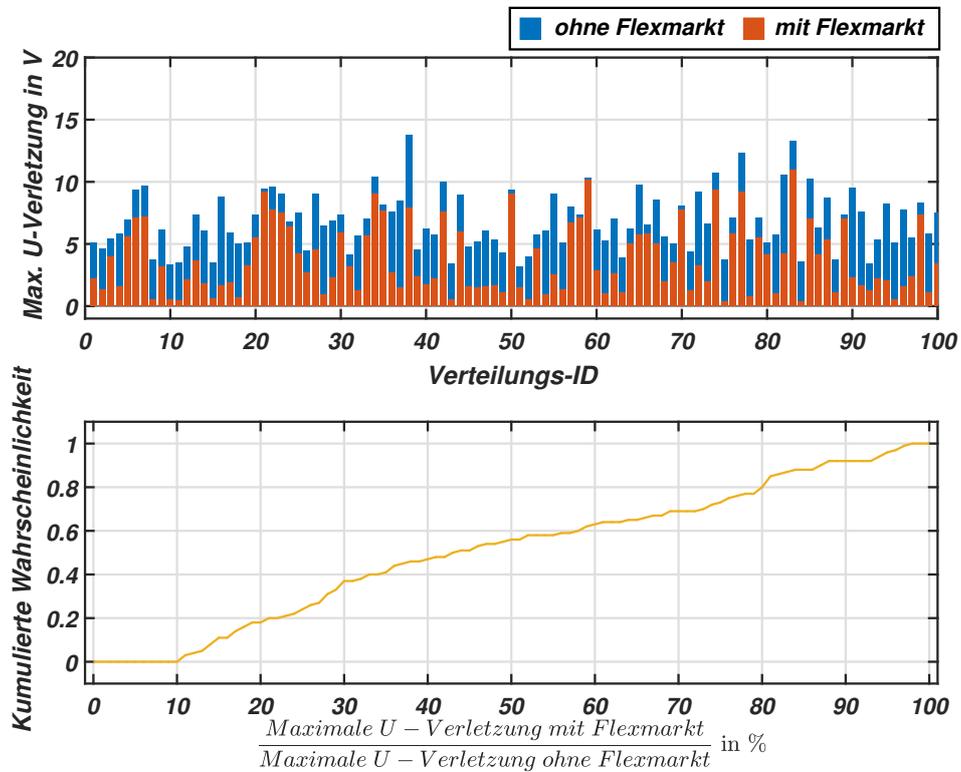
5.2.1 Knotenspannung und Betriebsmittelauslastung

Spannung

Eines der Kernergebnisse ist in Abbildung 5.9a dargestellt. Die deutliche Reduktion der Anzahl an Spannungsbandverletzungen fällt im oberen Teil der Grafik sofort ins Auge. Die kumulierte Verteilungsfunktion im unteren Teil quantifiziert, dass die Anzahl an Grenzwertverletzungen in allen Verteilungen mehr als halbiert werden kann. Die vollständige Behebung aller Spannungsprobleme lässt sich jedoch in keiner Verteilung nachweisen. Bei der Höhe der maximalen Spannungsbandverletzung ist anhand von Abbildung 5.9b eine Verbesserung erkennbar. Das positive Vorzeichen zeigt, dass die maximale Spannungsbandverletzung für die dargestellte Sommerwoche in allen Verteilungen erwartungsgemäß auf eine Überschreitung zurückzuführen ist. Werden alle Verteilungen zugrunde gelegt (100% Quantil), kann nur eine minimale Verbesserung durch Flexibilitätseinsatz erreicht werden. Immerhin wird die maximale Spannungsbandüberschreitung in mehr als der Hälfte aller Fälle auf mindestens 50% reduziert. Eine Verbesserung der maximalen Verletzungsamplitude auf unter 10% ist jedoch in keinem Fall möglich. In der Winterwoche treten in keiner Verteilung Spannungsbandproblemen auf, sodass für das Netz R1 hierzu keine Aussage getroffen werden kann.



(a) Anzahl an Spannungsbandverletzungen mit und ohne Flexibilitätseinsatz



(b) Höhe der maximalen Spannungsbandverletzung mit und ohne Flexibilitätseinsatz

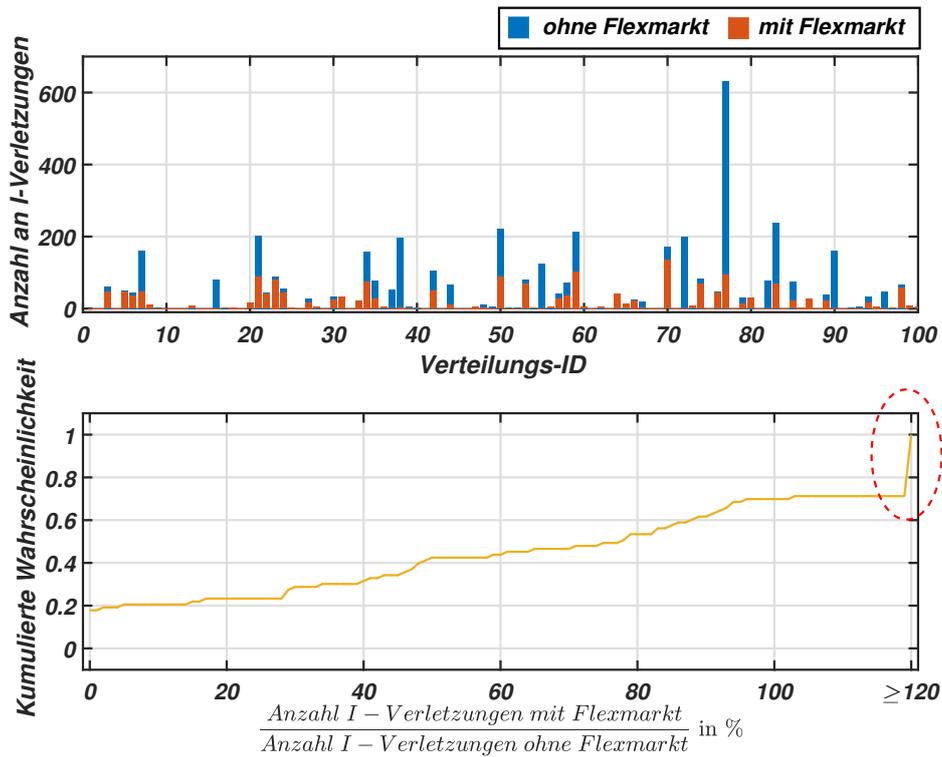
Abbildung 5.9: Spannungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die Sommerwoche

Leitungsauslastung

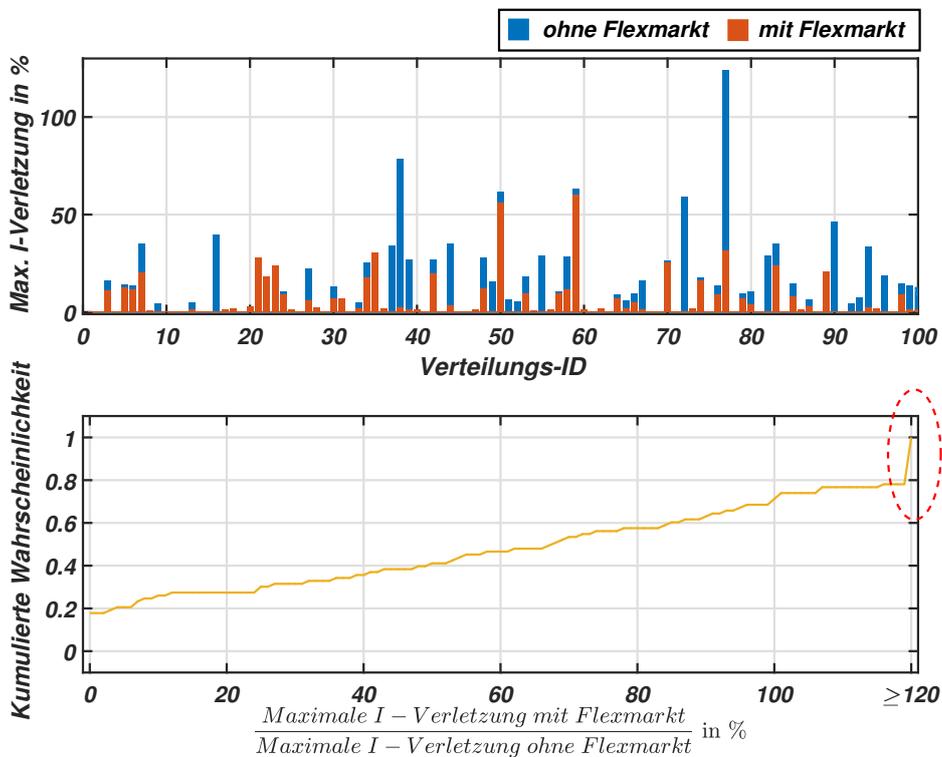
Analog zur Auswertung der Spannungsbandverletzungen werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse der Leitungsüberlastung präsentiert. Im Gegensatz zu Spannungsproblemen treten Leitungsüberlastungen jedoch nicht in allen Verteilungen auf. Es sei daher darauf hingewiesen, dass die nachfolgend dargestellten, kumulierten Verteilungsfunktionen für Leitungsüberlastungen nur diejenigen Verteilungen beinhalten, in denen tatsächlich Leitungsüberlastungen auftreten. Um Missverständnisse bei der Interpretation der Graphen zu vermeiden wird daher von „kritischen“ Verteilungen gesprochen.

Abbildung 5.10a beweist, dass der Flexibilitätsmarkt in den meisten Fällen die Anzahl an Leitungsüberlastungen in der Sommerwoche verkleinern kann. In ca. 20% der kritischen Verteilungen können alle Leitungsüberlastungen durch Flexibilitätseinsatz beseitigt werden, sodass in keiner Leitung der thermische Grenzstrom überschritten wird. Im Gegensatz zu Spannungsbandverletzungen kann es jedoch auch vorkommen, dass sich bei einem Flexibilitätseinsatz die Anzahl an Leitungsüberlastungen erhöht, was ab einem Abszissenwert größer 100% gegeben ist. In der kumulierten Wahrscheinlichkeitsverteilung korrespondiert dieser Abszissenwert mit Ordinate 0,7. Demzufolge ruft der Flexibilitätseinsatz bei 30% aller kritischen Verteilungen einen Zuwachs an Leitungsüberlastungen hervor. Wie in Abschnitt 5.1.1 bereits detailliert beschrieben, werden Verschlechterungen durch den Linearisierungsfehler in der Sensitivitätsmatrix verursacht. Besonderes Augenmerk gilt dem markierten Bereich in der kumulierten Wahrscheinlichkeitsverteilung. Die Abszisse des Diagramms wird durch den Quotienten aus der Anzahl an Leitungsüberlastungen mit Flexmarkt bezogen auf die Anzahl an Leitungsüberlastungen ohne Flexmarkt bestimmt. Nimmt der Nenner dieses Bruches den Wert null an, strebt der Bruch mathematisch gegen unendlich. Dieser konkrete Fall ist in Ausnahmefällen vorzufinden, sodass der Graph am Ende einen Sprung aufweist (der größte Abszissenwerte schließt auch unendlich mit ein).

Über die Höhe der maximalen Leitungsüberlastung in den einzelnen Verteilungen gibt Abbildung 5.10b Auskunft. Der von null verschiedene y-Achsenabschnitt zeigt wiederum, dass in ca. 20% der kritischen Verteilungen alle Leitungsprobleme gelöst werden können. In ungefähr der Hälfte aller kritischen Verteilungen verkleinert der Flexmarkt die maximale Überlastung auf 70% oder weniger. Nichtsdestotrotz gibt es, bedingt durch den Linearisierungsfehler der Sensitivitätsmatrix, auch Verteilungen, in denen nicht nur die Anzahl, sondern auch die maximale Überlastung mit Flexmarkt größer ist als die maximale Überlastung ohne Flexmarkt. In diesen Fällen übersteigt die maximale Leitungsauslastung mit Flexmarkt die ohne Flexmarkt nie um mehr als 2%. Der markierte Bereich in Abbildung 5.10b hebt Abszissenwerte hervor, die durch die Eigenschaft der Bruchbildung sehr hohe bzw. unendlich große Werte annehmen.



(a) Anzahl an Leitungsüberlastungen mit und ohne Flexibilitätseinsatz



(b) Höhe der maximalen Leitungsüberlastung mit und ohne Flexibilitätseinsatz

Abbildung 5.10: Leitungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die Sommerwoche

Die Auswertung der Winterwoche offenbart verteilungsübergreifend keinerlei Spannungsprobleme. Abbildung A.8a im Anhang visualisiert die deutlich verringerte Anzahl an Leitungsüberlastungen bei dem Einsatz eines Flexibilitätsmarktes. In ca. 80 % der kritischen Verteilungen können alle Leitungsprobleme vollständig behoben werden. Des Weiteren wird die Anzahl an Grenzwertverletzungen immer auf mindestens 40 % reduziert. Auch im Hinblick auf die maximale Leitungsüberlastung (Abbildung A.8b) zeigt sich die Wirkung des Flexibilitätsmarktes verbessert. Nach Flexibilitätslieferung verringert sich die Amplitude der maximalen Leitungsauslastung in allen kritischen Fällen auf unter 52 %.

5.2.2 Eingesetzte Flexibilität

In diesem Abschnitt sollen die Herkunft und die Menge der eingesetzten Flexibilität untersucht werden. Damit ist die Möglichkeit gegeben, aufbauend auf dieser Arbeit wirtschaftliche Fragestellungen zu beantworten. Dazu wird die durchschnittliche Anzahl an Flexibilitätsaufrufen für jede Teilnehmerkategorie in jeder der 100 Verteilungen ausgewertet. Die im Durchschnitt abgerufenen Menge wird ebenfalls ermittelt. Aus Abbildung 5.11 ist abzulesen, dass in der Sommerwoche PV-Anlagen am häufigsten kontrahiert werden. In einzelnen Verteilungen werden bis zu durchschnittlich 80 Abrufe pro Sommerwoche festgestellt. Die relativ flache Steigung der kumulierten Wahrscheinlichkeitskurve ist ein Indikator für die große Streuung zwischen den Verteilungen. PV-Anlagenbesitzer können daher nicht gesichert von einer hohen Anzahl an Flexibilitätsabrufen ausgehen. Die durchschnittliche Abrufanzahl bei Heimspeicher und Elektroautos ist deutlich kleiner als bei PV-Anlagen. Bei Heimspeichern liegt der höchste Durchschnittswert unter 40 Kontrahierungen pro Woche, bei Elektrofahrzeugen kann mit maximal 20 Abrufen gerechnet werden. In allen Verteilungen werden Wärmepumpen in der Sommerwoche im Schnitt weniger als einmal pro Woche kontrahiert. Kommt es zum Einsatz von netzdienlicher Flexibilität, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit die gesamte angebotene Menge abgerufen (untere Grafik in Abbildung 5.11).

Aufgrund der unkritischen Netzsituation in der simulierten Winterwoche ist erwartungsgemäß ein deutlicher Rückgang an Abrufen feststellbar. PV-Anlagen und Heimspeicher kommen in keiner Verteilung über einem Durchschnittswert von einem Abruf pro Woche hinaus. Wärmepumpen- bzw. Elektrofahrzeugbesitzer können im bestmöglichen Fall auf einen Durchschnittswert von zwei Abrufen pro Woche hoffen.

Abbildung 5.12 klärt die Ursachen für Auktionsausschlüsse. Wird die Bereitstellung von Blindleistungsflexibilität durch PV-Anlagen verhindert, ist mindestens zu 45 % eine zu

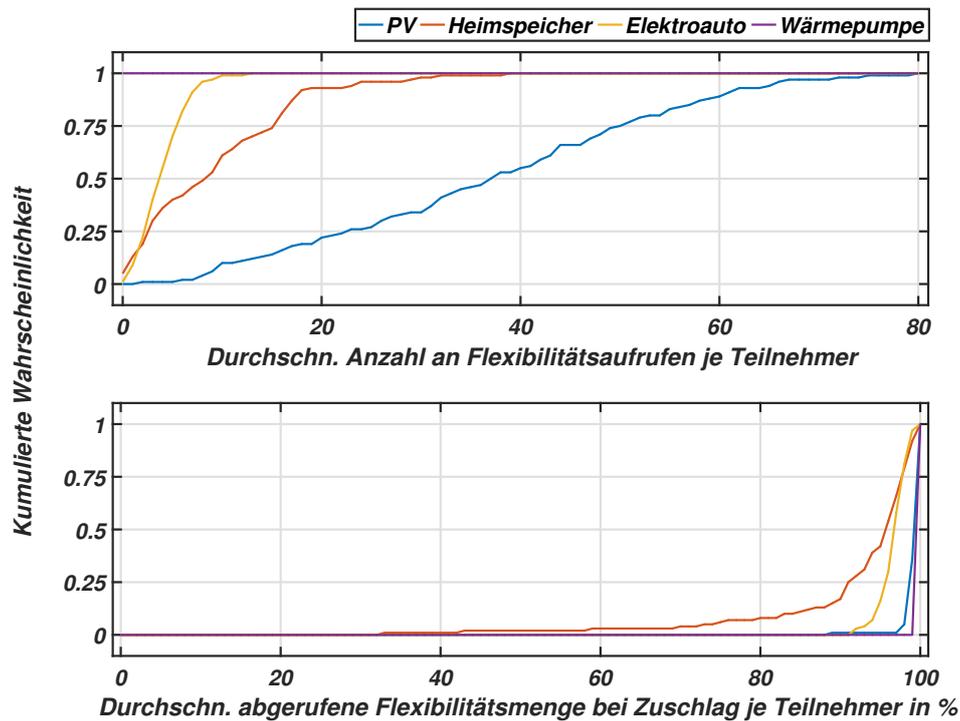


Abbildung 5.11: Daten zum Flexibilitätseinsatz je Teilnehmerkategorie für eine repräsentative Sommerwoche im Netzgebiet R1

geringe Sensitivität verantwortlich. In Ausnahmefällen ist die Schuldwahrscheinlichkeit sogar bei über 90%. Das Erreichen physikalischer Grenzwerte sowie die Verschlechterung des Netzzustands ist ebenfalls ein durchaus häufiger Grund für den Auktionsausschluss. Das Bevorzugen anderer Angebote bzw. das Verbot gegensätzlicher Handlung ist wie bei den übrigen Teilnehmerkategorien eher selten verantwortlich für die Nichtberücksichtigung. Eine identische Reihenfolge ergibt sich auch für Elektrofahrzeuge. Bei Heimspeichern und Wärmepumpen liegt die Hauptschuld für das Scheitern der Flexibilitätskontrahierung bei dem Erreichen physikalischer Grenzen. Zu geringe Sensitivitätswerte sind jedoch auch bei diesen beiden Teilnehmerkategorien ein häufiger Grund.

Im Anhang sind die Ergebnisse für die Winterwoche in Abbildung A.9 dargestellt. Der Auktionsausschluss aufgrund zu niedriger Sensitivitätswerte rückt hierbei nochmals mehr in den Mittelpunkt. Bei Elektrofahrzeugen ist dieser Grund beispielsweise mindestens zu 70% für die Nichtberücksichtigung verantwortlich, bei Heimspeichern erreicht die Schuldwahrscheinlichkeit Werte ab 80%. Das Erreichen physikalischer Grenzen stellt für Heimspeicher, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen im Winter, analog zur Sommerwoche, eine große Hürde hin zu einem erfolgreichen Flexibilitätsabruf dar.

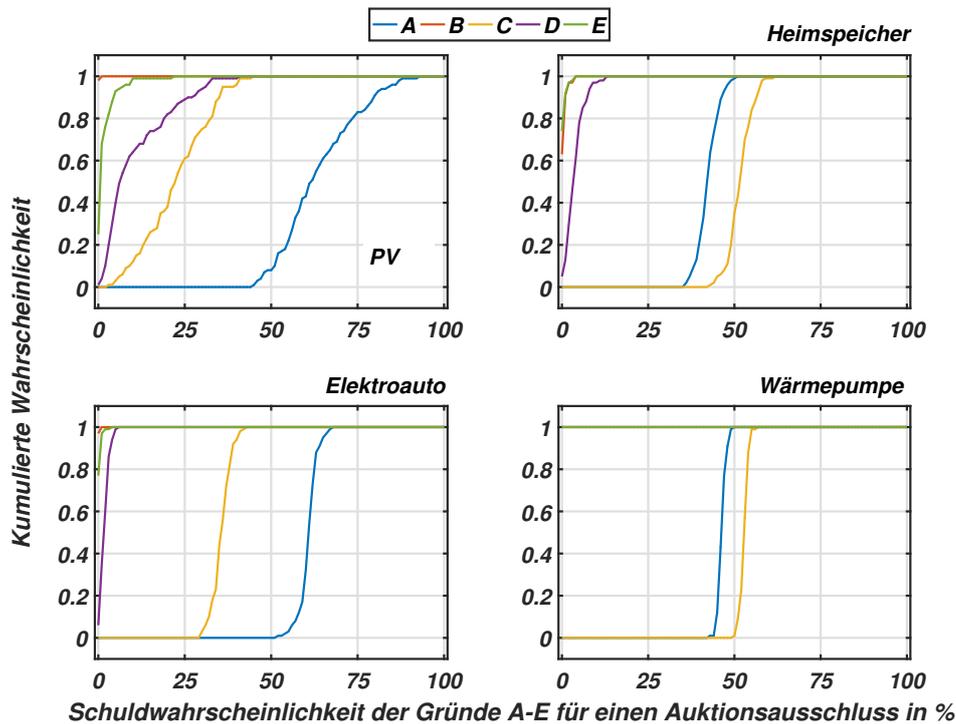


Abbildung 5.12: Schuldwahrscheinlichkeit bei Nichtberücksichtigung³ auf dem Flexmarkt für eine repräsentative Sommerwoche im Netzgebiet R1

5.3 Ergebnisse der Musternetze

Für die beiden Musternetze der Kategorie Vorstadt und Dorf soll ebenfalls anhand von 100 unterschiedlichen Verteilungen das technische Potenzial eines Flexmarktes simulativ ermittelt werden. Die Resultate werden erneut größtenteils anhand der Sommerwoche diskutiert.

Spannung

In beiden Netzkategorien verbessert der Flexmarkt die Spannungsverteilung (siehe Abbildung 5.13), allerdings gibt es zwischen den Kategorien deutliche Unterschiede. Beim Vorstadtnetz können in über 10% der Verteilungen alle Probleme gelöst werden. Darüber hinaus wird die Anzahl der Spannungsbandüberschreitungen durch den Flexmarkt in allen Verteilungen auf unter 55% reduziert. Die Ergebnisse des Dorfnetzes sind deutlich schlechter. Hier kann im bestmöglichen Fall die Anzahl an Grenzwertverletzungen auf 40% reduziert werden, sodass in allen Verteilungen ein Großteil der Grenzwertverletzungen bestehen bleibt. Im Durchschnitt gelingt es dem Flexmarkt, die maximale Spannungsbandverletzung in der Kategorie Vorstadt

³ A: Zu geringe Sensitivität auf die Problemstelle; B: Verbot von gegensätzlichen Handlungen; C: Erreichen physikalischer Grenzen; D: Verschlechterung des Ausgangszustands; E: Bevorzugung anderer Angebote

auf 40 % und im Dorfnetz auf 80 % zu verringern (bezogen auf die maximale Überschreitung ohne Flexmarkt). Vor allem im Dorfnetz ist jedoch zu erwarten, dass die maximale Spannungsbandverletzung nicht merklich reduziert werden kann. Für die Winterwoche ist keine Aussage möglich, da in keiner Verteilung Spannungsbandverletzungen beobachtet werden konnten.

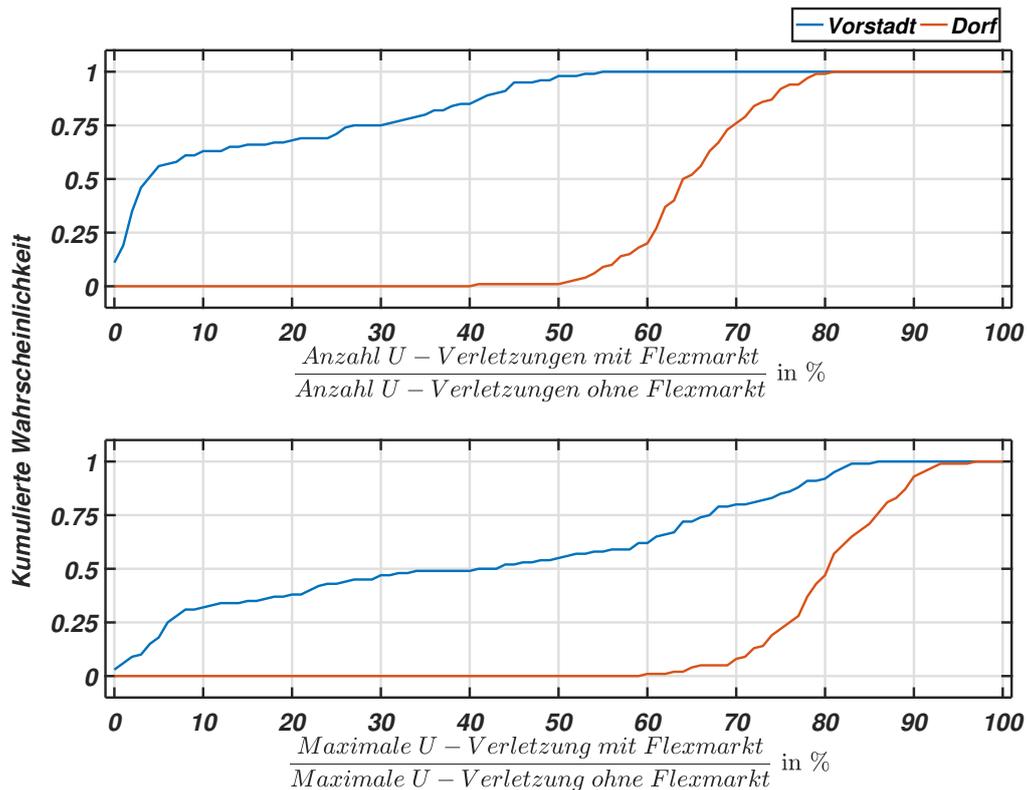


Abbildung 5.13: Spannungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die repräsentative Sommerwoche im Vorstadt- und Dorfnetz

Leitungsauslastung

Auch hinsichtlich der Leitungsüberlastungen ist eine merkliche Abhängigkeit von der Netzkategorie feststellbar. Die untersuchte Menge an Dorfverteilungen weist nach Abbildung 5.14 gerade einmal in einer von hundert Verteilungen Leitungsüberlastungen auf. In dieser Verteilung lässt sich die Anzahl der Grenzwertüberschreitungen auf unter 50 % reduzieren, die maximale Amplitude kann auf unter 70 % verringert werden. Bei Vorstadtnetzen steigt in ungefähr 75 % der kritischen Fälle die Anzahl an Grenzwertverletzungen durch den Flexmarkt. Analog zu Kapitel 5.2.1 führt ein Wert von null im Nenner erneut zu unendlich hohen Abszissenwerten (und damit zu einem Sprung in der Grafik). Verschlechterungen der maxi-

malen Leitungsüberlastungen basieren auf den fehlerhaften Sensitivitätswerten. Bei Analyse der Absolutwerte zeigt sich, dass der Anstieg in allen Fällen unterhalb von 2%–Auslastung liegt. Eine Verbesserung der maximalen Überlastungsamplitude ist nur in etwas mehr als der Hälfte aller kritischen Verteilungen möglich. Erkenntnisse für die lastdominierte Winterwoche können nicht gewonnen werden, da es in keiner der Verteilungen zu Leitungsüberlastungen kommt. Die Ergebnisse hinsichtlich der eingesetzten Flexibilität in den Musternetzen sind aus Gründen der Vollständigkeit in den Abbildungen A.10a, A.10b, A.11a und A.11b im Anhang aufgeführt.

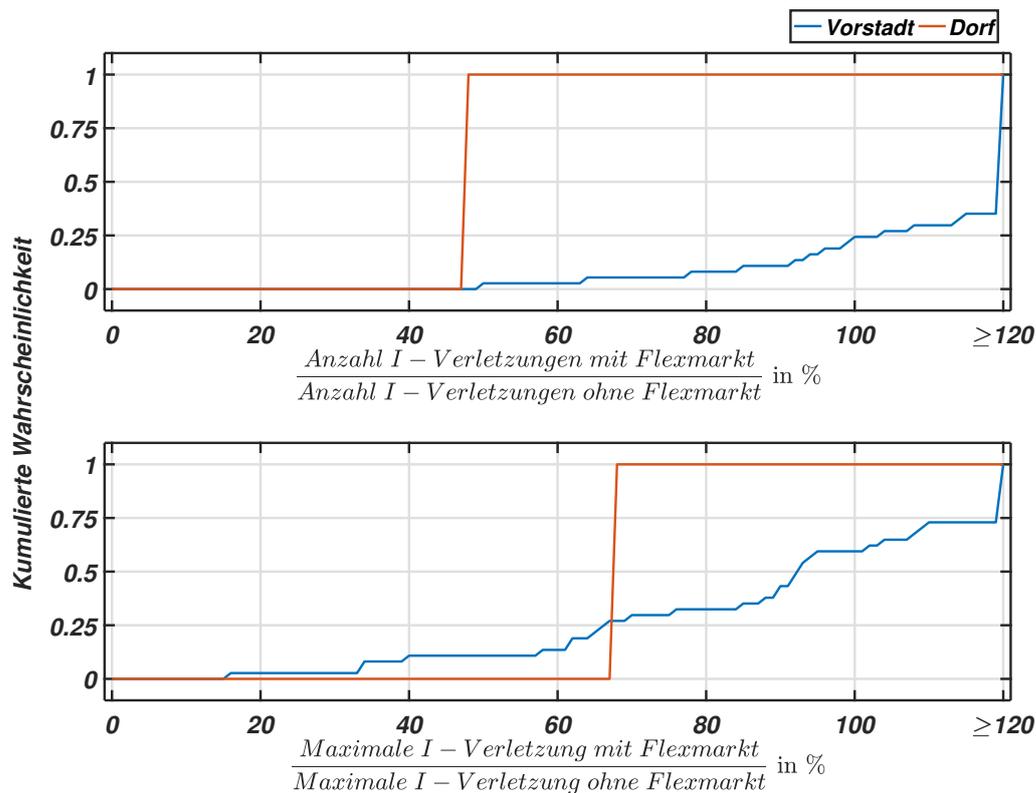


Abbildung 5.14: Leitungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die repräsentative Sommerwoche im Vorstadt- und Dorfnetz

5.4 Bewertung des technischen Potenzials

Die vorangegangenen Kapitel geben Aufschluss über das Wirken des Flexmarktes in diversen Netzkategorien. Zusammengefasst können folgende Aussagen getroffen werden:

- Im realen Netzgebiet R1 reduziert der Flexmarkt in den Sommermonaten die Anzahl an Grenzwertverletzungen in allen Verteilungen auf 50% oder weniger. In der Kategorie

Vorstadt wird die Anzahl in jedem Fall um mindestens 45 % verkleinert, für Dörfer kann nur von einer gesicherten Verringerung um 20 % ausgegangen werden. Die Höhe der Überschreitung wird dabei nicht zwangsläufig deutlich reduziert. In der Winterwoche kommt es in keiner Netzkategorie zu Spannungsbandverletzungen.

- Leitungsüberlastungen treten hauptsächlich im realen Netzgebiet und für die Kategorie Vorstadt in der Sommerwoche auf. Hierbei lässt sich zusammenfassen, dass im realen Netz in 70 % aller kritischen Verteilungen die Anzahl an Überlastungen verringert wird. Im Vorstadtnetz kann nur bei jeder vierten kritischen Verteilungen eine Verbesserung erreicht werden.
- Unabhängig vom Netzgebiet weist keine der Verteilungen Transformatorüberlastungen auf. Gesetzt dem Fall, es kommt in einem Netz dennoch zu Überlastungen des Transformators (durch Wirkleistung verursacht), wird die Wirkung eines Flexmarktes jedoch als vielversprechend eingestuft. Diese Einschätzung ist in der für alle Wirkleistungsangebote geltenden, sehr hohen Sensitivität begründet. Da die Flexibilität meist nur zu einem Bruchteil ausgenutzt wird, steht für die Lösung von Transformatorüberlastungen ein Großteil der angebotenen Flexibilität zur Verfügung.

Werden die vorab dargestellten Ergebnisse zugrunde gelegt, kann der Idee des Flexmarktes auf Niederspannungsebene kein großes technisches Potenzial zugeschrieben werden. Im Folgenden liegt das Ziel in einer intuitiven, aussagekräftigen sowie möglichst einfachen Zusammenfassung der Ergebnisse in einem Wert auf einer Skala von 0 – 1. Es ist dabei von einem großen technischen Potenzial (TP) auszugehen, wenn in sehr vielen Fällen alle Grenzwertverletzungen im Netz vollständig beseitigt werden können. Trifft dies zu, entspricht der Indikator dem Wert $TP = 1$. Bleiben alle Grenzwertverletzungen in ihrer jeweiligen Höhe trotz Einsatz von Flexibilität bestehen bzw. kommt es sogar zu Verschlechterungen, nimmt der Indikator den Wert $TP = 0$ an. Zwischen den beiden Fällen (alle Verletzungen werden behoben / keine Verletzung wird verbessert) wird linear interpoliert. Der Ausdruck „sehr viele Fälle“ entspricht dem 90 % Quantil der jeweiligen Verteilung. Formel 5.1 zeigt die Berechnung des TP-Indikators. Tabelle 5.2 erläutert die in der Formel verwendeten Abkürzungen.

$$TP = \frac{\max(1 - \text{anz}U_{90\%}, 0) + (1 - \max U_{90\%}, 0) + (1 - \text{anz}I_{90\%}, 0) + (1 - \max I_{90\%}, 0)}{4} \quad (5.1)$$

Abbildung 5.15 visualisiert das technische Potenzial eines Flexmarktes. In den Sommerwochen liegt das technische Potenzial eines flexiblen Verteilnetzbetriebs für alle Netzkategorien bei einem Wert von 0,2 und ist damit als unzureichend zu bewerten. Beispielsweise erreicht im Vergleich dazu der Ausbau bzw. Neubau von Leitungen bei sachgemäßer Planung einen Wert von eins und ist darüber hinaus deutlich robuster. Ergebnisse für die lastintensive

Abkürzung:	Bedeutung:	
$\text{anz}U_{90\%}$	90 % Quantil	$\frac{\text{Anzahl } U\text{-Verletzungen mit Flexmarkt}}{\text{Anzahl } U\text{-Verletzungen ohne Flexmarkt}}$
$\text{max}U_{90\%}$	90 % Quantil	$\frac{\text{Maximale } U\text{-Verletzung mit Flexmarkt}}{\text{Maximale } U\text{-Verletzung ohne Flexmarkt}}$
$\text{anz}I_{90\%}$	90 % Quantil	$\frac{\text{Anzahl } I\text{-Verletzungen mit Flexmarkt}}{\text{Anzahl } I\text{-Verletzungen ohne Flexmarkt}}$
$\text{max}I_{90\%}$	90 % Quantil	$\frac{\text{Maximale } I\text{-Verletzung mit Flexmarkt}}{\text{Maximale } I\text{-Verletzung ohne Flexmarkt}}$

Tabelle 5.2: Erläuterung der Abkürzungen für die Formel 5.1

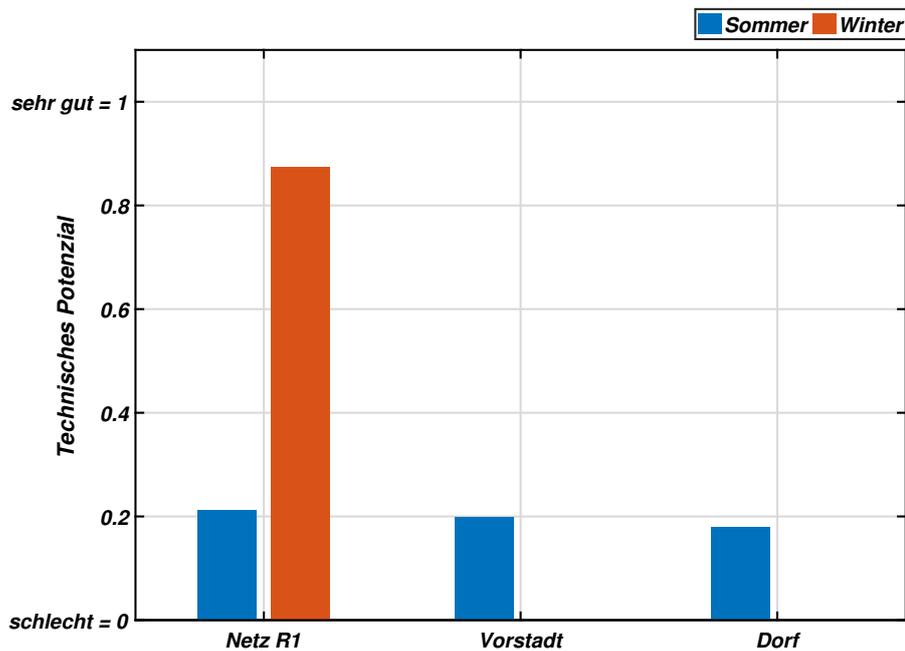


Abbildung 5.15: Technisches Potenzial des Flexmarktes in verschiedenen Netzkategorien

Woche im Winter können lediglich für das Netz R1 gewonnen werden. Das technische Potenzial ist hier deutlich besser als im Sommer. Ein Wert von eins kann aber selbst hier nicht erreicht werden, was bedeutet, dass auch im Winter nicht alle Probleme gelöst werden können.

Im Einzelfall kann es durchaus Netzkonstellationen geben, bei denen die Errichtung eines Flexibilitätsmarktes Sinn macht. Allerdings ist für den reibungslosen Betrieb auch ein gesetzlich festgelegtes regulatorisches Umfeld notwendig, das erst geschaffen werden muss. Es ist zu prüfen, ob der hierfür benötigte Aufwand in Relation zu den positiven Folgen eines im Einzelfall funktionierenden Flexmarktes steht.

6 Erweiterte Problemstellungen

Die bisherigen Ergebnisse liefern technische Argumente, die gegen die Einführung eines Flexmarktes auf Niederspannungsebene sprechen. In diesem Kapitel sollen darüber hinaus noch weitere Problemstellungen angesprochen werden, die sich im Zuge einer Umsetzung ergeben können.

6.1 Vergütung der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung

Neben den technischen Hürden ist die erfolgreiche Einführung eines Flexmarktes auch mit wirtschaftlichen Fragestellungen verknüpft. Auf der einen Seite sollen für den Netzkunden keine Mehrkosten entstehen. Auf der anderen Seite muss sichergestellt sein, dass Netzbetreiber einen zuverlässigen Netzbetrieb garantieren können, ohne dabei selbst Verlust zu erleiden. Voraussetzung dafür ist, dass Kosten, die im Rahmen des Flexmarktbetriebs entstehen, vernünftig gedeckt werden können. Die Einnahmen der Netzbetreiber werden nach § 1 Abs. 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) auf Basis der Anreizregulierung bestimmt. Dazu wird jedem Netzbetreiber jährlich eine Erlösobergrenze zugeordnet, die er in Form von Netzentgelten bei den angeschlossenen Kunden geltend macht. Das primäre Ziel der Anreizregulierung (Trennung von Kosten und Erlösen) ist dadurch erfüllt. Abbildung 6.1 verdeutlicht das Funktionsprinzip. Solange die Menge aller anfallenden Kosten kleiner ist als die zugewiesene Erlösobergrenze, kann der Netzbetreiber einen Gewinn verbuchen. Übersteigen die Kosten jedoch die Erlösobergrenze, kommt es zu einem Verlust. Der Netzbetreiber hat daher, trotz seiner Monopolstellung, nicht die Möglichkeit, seine Kosten unmittelbar an den Verbraucher weiterzureichen, sondern wird zu effizientem Handeln motiviert.

Im Rahmen dieses Kapitels wird untersucht, ob sich der Betrieb eines Flexmarktes im Vergleich zu den alternativen Lösungsmöglichkeiten aus Kapitel 2.2 nachteilig auf die Erlösobergrenze auswirkt. Um diese Frage zu klären, soll zunächst die Berechnung der Erlösobergrenze näher analysiert werden. Im Anschluss daran können die Auswirkungen auf die einzelnen Bestandteile erläutert werden. Es wird dabei zwischen den gesetzlichen Regelungen der aktuellen Regulierungsperiode und der ab 2019 beginnenden dritten Regulierungsperiode unterschieden. Das Gesetz zur Anreizregulierung und der damit verbundene Evaluierungsbericht in

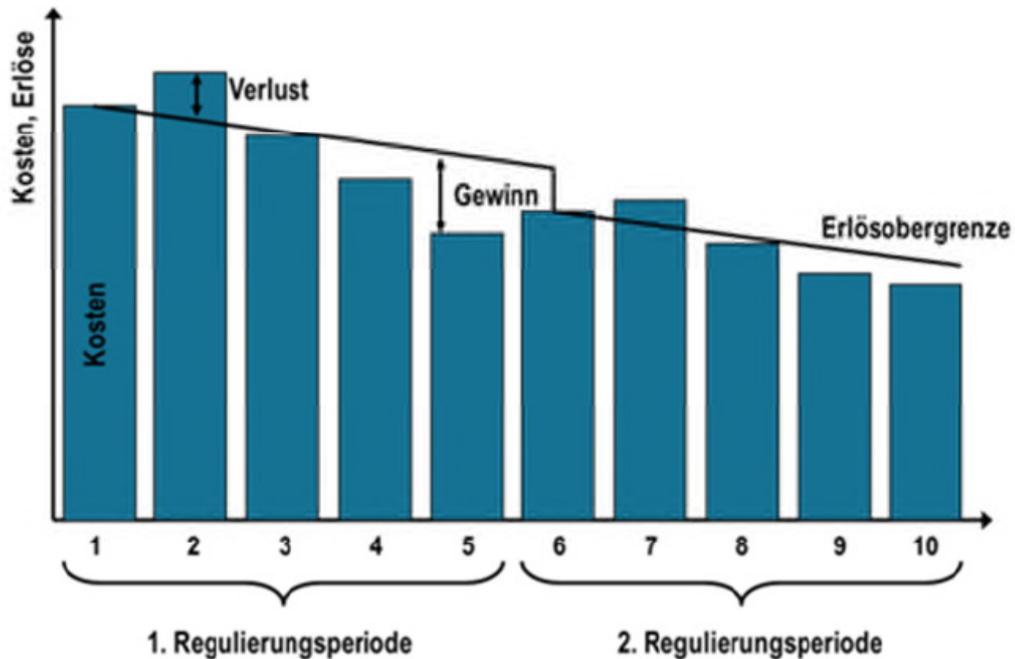


Abbildung 6.1: Funktionsprinzip der Anreizregulierung nach [BNA15]

[BNA15] dienen als Orientierungshilfe für die Ausführungen in diesem Kapitel. Die Zielsetzung ist dabei, die Zusammenhänge und das Wirken verschiedener Instrumente verständlich wiederzugeben. Der Anspruch auf eine detaillierte Beschreibung und Berücksichtigung aller Kosten-, Steuer- und Zinseffekte wird zurückgestellt.

6.1.1 Ermittlung der Erlösobergrenze

Unabhängig von der betrachteten Regulierungsperiode fungiert die Kostenprüfung nach den Vorschriften des zweiten Teils im ersten Abschnitt der Stromnetzentgeltverordnung als Ausgangsbasis für die Ermittlung der Erlösobergrenze (§ 6 Abs. 1 ARegV). Im Basisjahr werden alle anfallenden Kosten eines Netzbetreibers im Vorfeld einer fünfjährigen Regulierungsperiode bestimmt. Tabelle 6.1 gibt Auskunft über den Zeitraum der Regulierungsperioden. Im Verlauf der Kostenprüfung werden die Kosten in verschiedene Bestandteile nach Abbildung 6.2 unterteilt.

Im ersten Schritt werden die Gesamtkosten in *dauerhaft nicht beeinflussbare* (K_{dnb}) und *vorübergehend beeinflussbare Kosten* (K_{vb}) unterteilt. Unter den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten fallen nach § 11 Abs. 2 ARegV unter anderem Konzessionsabgaben, gesetzliche Vergütungspflichten oder Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netze.

	Basisjahr	Zeitraum
1. Regulierungsperiode	2006	2009-2013
2. Regulierungsperiode	2014	2014-2018
3. Regulierungsperiode	2016	2019-2023

Tabelle 6.1: Basisjahr und Zeitraum der wichtigen Regulierungsperioden für diese Arbeit

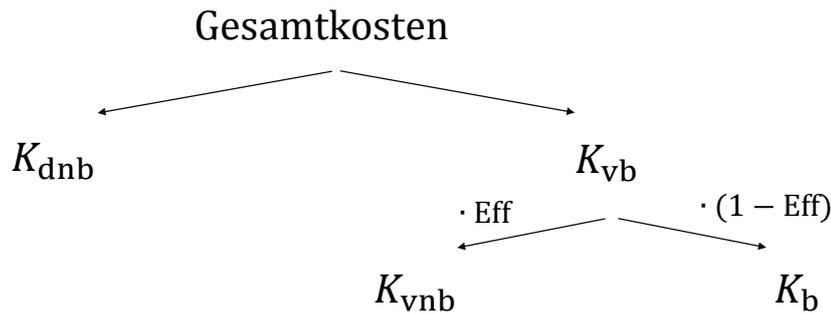


Abbildung 6.2: Aufteilung der Kosten bei der Kostenprüfung im Rahmen der Anreizregulierung

Diese Kosten sind durch den Netzbetreiber in keinsten Weise beeinflussbar. Der Kostenblock der vorübergehend beeinflussbaren Kosten fasst alle übrigen Ausgaben zusammen. Hierzu zählen beispielsweise Kosten für Anlagen und Personal.

Ein Kernelement der Anreizregulierung ist der Effizienzvergleich. Jedem Netzbetreiber wird hierzu ein Wert zugewiesen, welcher die Effizienz beschreibt, mit der er sein Netzgebiet im Vergleich zu anderen Netzbetreibern bewirtschaftet. Als effizient gelten dabei diejenigen Netzbetreiber, die eine definierte Versorgungsaufgabe mit möglichst geringem finanziellen Einsatz stemmen. Aus Gründen der Fairness werden im Effizienzvergleich immer nur Netzbetreiber mit ähnlicher Versorgungsaufgabe verglichen. Parameter zur Bestimmung einer definierten Versorgungsaufgabe sind nach § 13 Abs. 3 ARegV unter anderem Anzahl der Anschlusspunkte, Jahreshöchstlast, Stromkreislänge sowie Anzahl und Leistung der dezentralen Erzeugungsanlagen. Der Effizienzwert ist auf 100 % beschränkt. In der ersten Regulierungsperiode wurden Effizienzwerte für Stromverteilnetzbetreiber in einer Bandbreite von 79,5 % bis 100 % ermittelt [BNA15].

Mit Hilfe des Effizienzwertes wird der Kostenblock der *vorübergehend beeinflussbaren Kosten* in *vorübergehend nicht beeinflussbare* und *beeinflussbare Kosten* aufgeteilt (K_{vnb} bzw. K_{b}). Die Erlösobergrenze für die ersten beiden Regulierungsperioden wird anhand von Formel 6.1 berechnet. Für die dritte Regulierungsperiode wird die leicht veränderte Formel 6.2 angewandt. Der Index t weist darauf hin, dass die jeweilige Komponente jährlich aktualisiert wird. Komponenten mit dem Index null werden nur im Basisjahr ermittelt und bleiben für die folgende Regulierungsperiode konstant.

1. und 2. Regulierungsperiode:

$$EO_t = K_{\text{dnb},t} + (K_{\text{vnb},0} + (1 - V_t) \cdot K_{\text{b},0}) \cdot a_t \cdot EF_t + Q_t + b_t \quad (6.1)$$

3. Regulierungsperiode:

$$EO_t = K_{\text{dnb},t} + (K_{\text{vnb},t} + (1 - V_t) \cdot K_{\text{b},t} + \frac{B_0}{T}) \cdot a_t + KKA_t + Q_t + b_t \quad (6.2)$$

Neben den bereits erwähnten Kostenblöcken (K_{dnb} , K_{vnb} , K_{b}) werden die Abkürzungen im Folgenden kurz erläutert.

- Verteilungsfaktor V_t : Der Verteilungsfaktor bewirkt, dass am Ende eines Regulierungszeitraums die als ineffizient geltenden beeinflussbaren Kosten nicht mehr in der Erlösobergrenze erscheinen. In den ersten beiden Regulierungsperioden (zehn Jahre) wurde V_t dazu beginnend mit 0 jedes Jahr um 0,1 erhöht. Gelingt es dem Netzbetreiber nicht, seine ineffizienten Kosten tatsächlich abzubauen, entsteht Verlust.
- Qualitätselement Q_t : Nach § 19 ARegV bzw. § 20 ARegV kommt es zu Zu- oder Abschlägen bei der Erlösobergrenze, wenn der Netzbetreiber von bestimmten Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit abweicht. Eingangsparameter für die Bestimmung des Qualitätselements sind dabei beispielsweise die Anzahl und die Dauer der Versorgungsunterbrechungen.
- Erweiterungsfaktor EF_t : Der Erweiterungsfaktor berücksichtigt nach §10 ARegV nachhaltige Änderungen der Versorgungsaufgabe innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden. Damit sollen Investitionen, die im Basisjahr noch nicht durchgeführt wurden und damit eigentlich auch keinen Einfluss auf die Erlösobergrenze der gesamten Regulierungsperiode haben, geltend gemacht werden. Der große Zeitverzug zwischen Anschaffung und Rückerstattung wird damit gemindert.
- Kapitalkostenaufschlag KKA_t : Für die dritte Regulierungsperiode wird der Erweiterungsfaktor durch ein ähnliches Element, den Kapitalkostenaufschlag nach §10a ARegV, ersetzt und überarbeitet.

- Bonus B_0 : Besonders effiziente Verteilnetzbetreiber sollen ab der dritten Regulierungsperiode nach §12a ARegV einen Bonus erhalten, der gleichmäßig über die Dauer T der Regulierungsperiode zur Erlösobergrenze addiert wird.
- Der Parameter a_t berücksichtigt die allgemeine Entwicklung des Verbraucherpreisindex abzüglich der in §9 ARegV angenommenen Produktivitätssteigerung der Netzbranche.
- Der Parameter b_t gleicht im Wesentlichen Energiemengenschwankungen aus, die sich durch fehlerhafte Prognosen ergeben und damit zu hohe bzw. zu niedrige Netzentgelte als Folge haben. Des Weiteren wird in b_t nach an §11 Abs. 5 ARegV auch die Differenz der geplanten und tatsächlichen Verlustenergiekosten berücksichtigt.

6.1.2 Konkrete Hemmnisse für die Einführung eines Flexibilitätsmarktes

1. und 2. Regulierungsperiode

Vor allem in den ersten beiden Regulierungsperioden, welche noch bis 2018 laufen, können Hemmnisse für die Einführung eines Flexmarktes festgestellt werden. Nachfolgend wird dargestellt, in welchen konkreten Punkten der Flexmarkt im Vergleich zu alternativen Lösungen benachteiligt wird.

Berechnung des Effizienzwertes:

Ein entscheidender Nachteil ergibt sich in der Berechnung des Effizienzwertes, da hier als vergleichender Strukturparameter die Stromkreislänge verwendet wird. Investiert der Netzbetreiber anstatt in die Einführung eines Flexibilitätsmarktes in Kabel, erhöht sich seine Stromkreislänge, wodurch eine größere Versorgungsaufgabe vorgetäuscht wird.

Begrenzung des Effizienzwertes auf 100 % :

Der Nachteil durch die Begrenzung des Effizienzwertes auf 100 % gilt nicht nur für die Einführung eines Flexmarktes, sondern für innovative Ideen im Allgemeinen. Nach [BNA15] ist die Einführung eines neuartigen Konzepts in der Regel anfangs mit hohen Kosten verbunden. Im Anschluss an diese Lernphase kann sich die kostensenkende Wirkung der Innovation jedoch entfalten. Geht man davon aus, dass während einer Regulierungsperiode eine derartige Investition getätigt wird, fallen zunächst erhöhte Kosten an. Bis sich die positive Wirkung der Investition zeigt und die Kosten eventuell sogar unter die Erlösobergrenze der laufenden Regulierungsperiode fallen, wodurch ein kurzfristiger Gewinn erzielt wird, beginnt bereits das nächste Basisjahr. Hier werden die niedrigen Kosten festgestellt und dem Netzbetreiber ein Effizienzwert von 100 % zugewiesen. Dadurch kann er zwar seine Kosten in der nächsten Regulierungsperiode decken, ein Ersatz für die zunächst hohen Investitionen kann allenfalls

nur sehr kurzfristig, während der laufenden Regulierungsperiode, erwirtschaftet werden. Auf längere Frist ausgelegte, innovative Konzepte werden somit benachteiligt.

CAPEX-OPEX-Problematik:

Ein weiteres Hemmnis liegt in der unterschiedlichen Kostenart der Investitionsausgaben begründet. Alternative Lösungsmöglichkeiten wie der Aus-/Neubau von Leitungen, regelbare Ortsnetzstationen oder Längsregler, sind vor allem durch den hohen Kapitalkostenaufwand (CAPEX) geprägt. Die Einführung eines Flexmarktes erhöht im Wesentlichen die operativen Kosten (OPEX).

Wird ein Betriebsmittel (CAPEX) erworben, wird dieses über einen bestimmten Zeitraum abgeschrieben und der sinkende Restwert verzinst. Abbildung 6.3 veranschaulicht diesen Prozess beispielhaft für ein fiktives Gerät mit einem Kaufpreis von 3000€, einem Zinssatz von 5% und einer Abschreibedauer von sechs Jahren. Dabei werden sowohl Abschreibungen, als auch die Verzinsung in der Kostenprüfung berücksichtigt und stellen einen Teil der anerkannten Netzkosten dar. Bei OPEX hingegen kann die Verzinsung nicht geltend gemacht werden. Es liegt daher nahe, dass der OPEX-dominierte Flexmarkt Nachteile im Vergleich zu CAPEX-dominierten Lösungen hat.

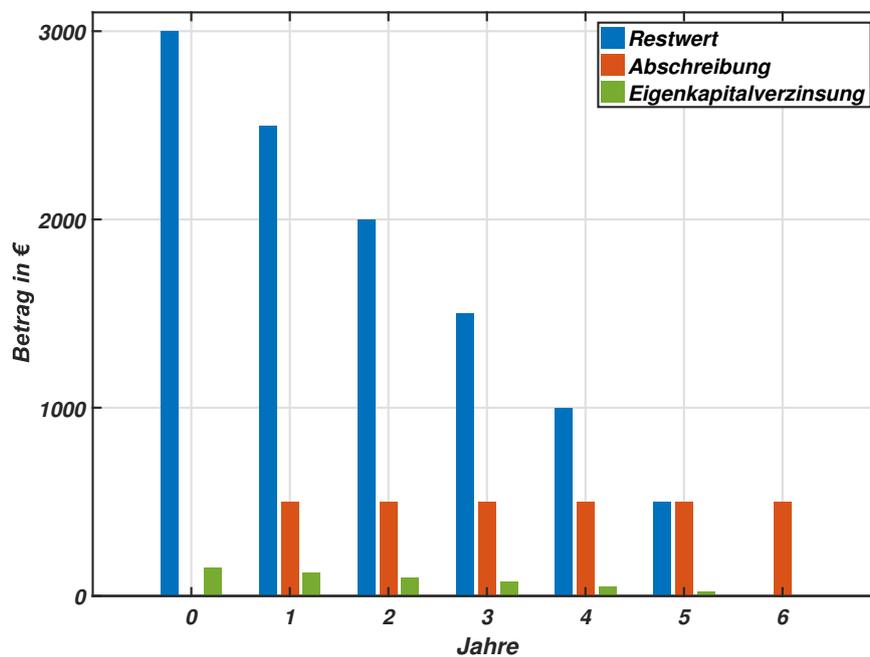


Abbildung 6.3: Restwert, Abschreibung und Verzinsung eines fiktiven Betriebsmittels über eine Nutzungsdauer von sechs Jahren

Zusätzlich kommt es bei Kapitalkosten zur Bildung des Sockeleffekts. Die Ursache dafür liegt in den Kostenanteilen K_{vnb} und K_{b} , die während einer Regulierungsperiode nicht aktualisiert werden. Wird die Eigenkapitalverzinsung von Bestandsanlagen im Basisjahr erfasst, wird diese für die gesamte Dauer der Regulierungsperiode konstant gehalten. Wie in Abbildung 6.3 gezeigt, steht diese Anrechnung im Gegensatz zu der jährlich sinkenden Eigenkapitalverzinsung der Restwerte. Scheidet die Anlage kurz nach dem Basisjahr aus dem Bestandsvermögen aus (Ende der Abschreibungsdauer), erhält diese dennoch bis zum Ende der Regulierungsperiode (mit den im Basisjahr ermittelten Abschreibungskosten und der Eigenkapitalverzinsung auf den Restwert) Einzug in die Erlösbergrenze.

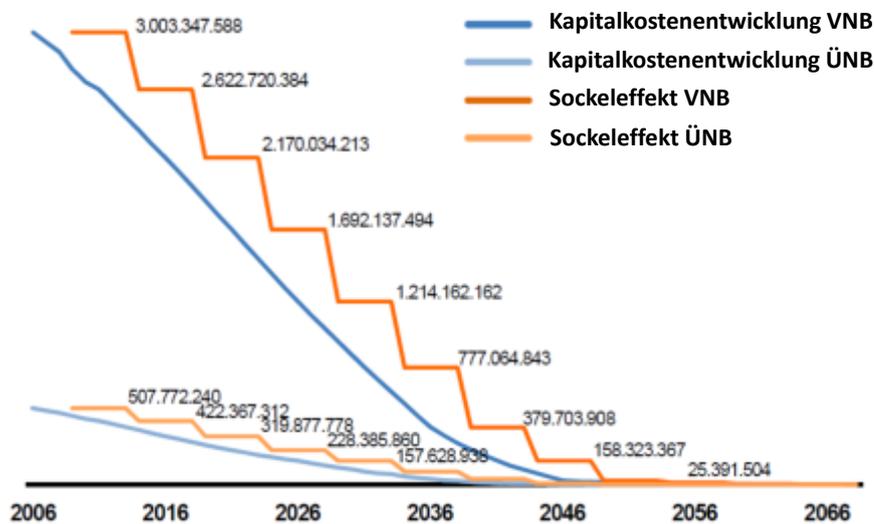


Abbildung 6.4: Sockeleffekt der Kapitalkosten im System der Anreizregulierung (Auslegung nach Richtlinien der 1. und 2. Regulierungsperiode) für Stromnetzbetreiber [BNA15]

Zur Veranschaulichung des Sockeleffekts sind in [BNA15] 255 Stromnetzbetreiber zu jeweils einem einzigen, fiktiven Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber (VNB bzw. ÜNB) zusammengefasst. Die blauen Kurven in Abbildung 6.4 stellen zum einen für den Gesamt-ÜNB, als auch zum anderen für den Gesamt-VNB die reale Entwicklung der Kapitalkosten auf Basis des Sachanlagevermögens dar. In orange sind die gewährten Erlösbergrenzen zu sehen, welche deutlich über den realen Kosten liegen. Die Differenz der beiden Kurven entspricht dem systembedingten geldwerten Vorteil der Kapitalkosten. Eine mögliche Umsetzung des Flexmarktmodells wird somit gehemmt.

3. Regulierungsperiode

Für die 2019 beginnende dritte Regulierungsperiode wurden durch die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung diverse Änderungen vom Gesetzgeber eingeführt. Die erwähnten Benachteiligungen konnten dadurch teilweise korrigiert werden. Konkrete Änderungen, ihre Wirkung und weiterhin bestehende Hemmnisse sollen im weiteren Verlauf kurz dargestellt werden.

Änderungen beim Effizienzvergleich:

Nach [BNA17] wird die Verpflichtung zur Berücksichtigung der Stromkreislänge im Effizienzvergleich zurückgenommen. Ab der dritten Regulierungsperiode findet nach §13 Abs. 3 AREgV die Auswahl der Vergleichsparameter durch eine Anhörung der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher statt. Wird im Verlauf dieses Prozesses die Stromkreislänge ausgeschlossen, kann die Diskriminierung des Flexmarktmodells gegenüber Kabelneuverlegungen beseitigt werden. Bleibt die Stromkreislänge als Vergleichsparameter für die Effizienzwertbestimmung bestehen, gibt es nach wie vor ein Hemmnis.

Durch die Einführung eines Effizienzbonus konnte der Benachteiligung längerfristig orientierter Investitionen, die sich durch die Begrenzung des Effizienzwertes auf 100 % ergibt, entgegengesteuert werden. Hierbei besteht für effiziente Netzbetreiber nach §12a AREgV die Chance, im Rahmen einer Supereffizienzanalyse einen Bonus (B_0 in Formel 6.2) zu erhalten. Somit wird ein Anreiz geschaffen, auch in Innovationen zu investieren, die sich erst in den kommenden Regulierungsperioden auszahlen.

Veränderte CAPEX-OPEX Problematik:

Nach wie vor werden CAPEX-dominierte Investitionen durch die Anrechnung der Eigenkapitalverzinsung auf die Restwerte in der Kostenprüfung bevorzugt. Der durch den Sockeleffekt hervorgerufene, gravierende Vorteil der Kapitalkosten wird allerdings korrigiert. Sichtbar wird dieser Vorteil in der jährlichen Aktualisierung der Kostenblöcke $K_{\text{vnb},t}$ und $K_{\text{b},t}$ in Formel 6.2. Im Zuge des neu eingeführten Kapitalkostenabgleichs sorgt der Kapitalkostenabzug nach [BNA17a] dafür, dass ein Abschmelzen der Eigenkapitalverzinsung auf die Restwerte während der Regulierungsperiode berücksichtigt wird. Des Weiteren wird beachtet, ob eine Anlage während einer laufenden Regulierungsperiode die festgeschriebene Nutzungsdauer erreicht und aus dem Bestandsvermögen ausscheidet.

Durch die Novellierung der Anreizregulierung liegt ab dem Jahr 2019 ein deutlich verbesserter Rahmen für die Einführung eines Flexmarktes vor. Gravierende Benachteiligungen, wie beispielsweise durch den Sockeleffekt, wurden erkannt. Eine Ausgangsbasis für Investitionen

in innovative Lösungen konnte somit geschaffen werden. Die mögliche Berücksichtigung der Stromkreislänge beim Effizienzvergleich sowie die fehlende Verzinsung von operativen Kosten, die unter anderem durch den Kauf von Flexibilitäten auf Seiten des Netzbetreibers entstehen, sind allerdings nach wie vor ein Hemmnis.

6.2 Mindestteilnehmeranzahl

Die Grundvoraussetzung eines funktionierenden Marktmodells ist das Vorhandensein einer ausreichenden Anzahl an Marktteilnehmern. Durch Wettbewerb der einzelnen Marktakteure untereinander wird ein effizientes Handeln angeregt, sodass der Kunde von Preisvorteilen profitiert. Auf den Flexibilitätsmarkt trifft diese Prämisse ebenfalls zu. Auf Nachfrageseite steht bei einem netzdienlichen Flexibilitätsmarkt auf NS-Ebene als einziger Akteur der Verteilnetzbetreiber. Der Netzbetreiber hat das Ziel, möglichst günstig Flexibilität zu erwerben, um im System der Anreizregulierung als effizient zu gelten. Für den Endverbraucher resultiert eine derartige Zielsetzung in niedrigen Netzentgelten. Die Angebotsseite wird durch Flexibilitätsanbieter definiert. Hier besteht die Gefahr, dass nicht ausreichend Anbieter für die Lösung bestimmter Netzprobleme zur Verfügung stehen. Der fehlende Wettbewerb kann zu einem Preisdiktat für die zu liefernde Flexibilität führen.

Die geringe Anzahl an wirkungsvollen Flexibilitätsoptionen je Problemzone liegt darin begründet, dass vorhandene Flexibilität nicht die notwendigen Voraussetzungen erfüllt. Konkret ist dies neben dem Erreichen der physikalischen Grenzen, oder dem Verbot gegensätzlicher Handlung vor allem auf eine zu geringe Sensitivität zurückzuführen. In [Wag16c] wurde mit Hilfe einer symmetrischen Sensitivitätsanalyse in realen NS-Netzgebieten gezeigt, dass Anbieter von wirkungsvollen Gegenmaßnahmen bei einem Sensitivitätslimit von 20 % nicht weiter als 100 – 300m von der Problemzone entfernt liegen dürfen. Sollen nur Anbieter mit einer Sensitivität von 50 %, bezogen auf die maximale Sensitivität, in Erwägung gezogen werden, verkleinert sich der Abstand auf ca. 50 – 150m. Es liegt nahe, dass auf einem derart kleinen Raum auch nur mit einer begrenzten Anzahl an Flexibilitätsanbietern zu rechnen ist.

Für das reale Netzgebiet R1 wird die Anzahl an potentiellen Flexibilitätsanbietern je Problem quantifiziert (siehe Abbildung 6.5). Diese ergibt sich aus der Menge aller Anbieter abzüglich derer, die für die Problemlösung nach Kapitel 2.3 nicht geeignet sind (z.B. wegen eines zu geringen Sensitivitätswertes). In den 100 Verteilungen wird eine Bandbreite von durchschnittlich 1 – 20 Flexibilitätsanbietern je Problem offenbart. In über 20 % der Verteilungen kommen im Durchschnitt nicht einmal zwei Anbieter je Problem in Frage. Interpretiert man die Kurven für das (fast verschwindende) 10 %- und das 90 %-Quantil,

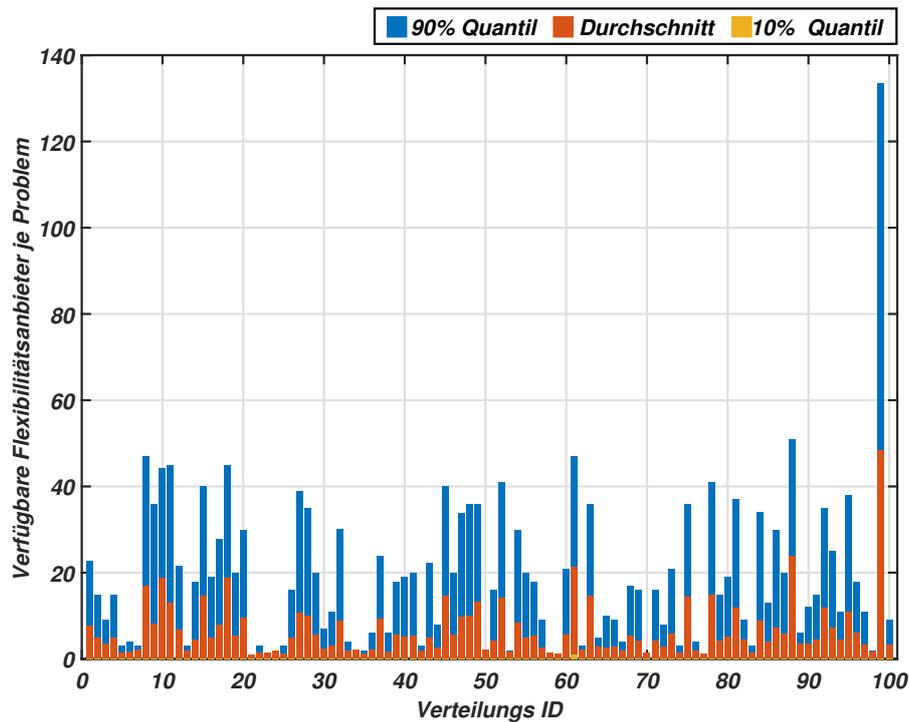


Abbildung 6.5: Anzahl an Flexibilitätsoptionen je Problem für eine repräsentative Sommerwoche in allen 100 Verteilungen im Netzgebiet R1

ist festzuhalten, dass es in allen Verteilungen Probleme gibt, denen keine einzige geeignete Flexibilitätsoption gegenübersteht. Auf der anderen Seite sind für manche Netzprobleme auch eine Vielzahl an Anbietern verfügbar, sodass in diesen Fällen ein funktionierender Markt durchaus vorstellbar ist.

Sollte es zu einer Umsetzung des Flexibilitätsmarktes kommen, sind die Werte in Abbildung 6.5 als best-case Werte einzuordnen, da bei der Modellierung des Flexibilitätsmarktes angenommen wurde, dass alle potenziellen Netzteilnehmer (PV-Anlagen, Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher) auch am Flexmarkt teilnehmen. In der Realität ist es durchaus denkbar, dass in vielen Netzgebieten eine deutlich geringere Anzahl an Anbieter zur Verfügung steht. Die bereits erwähnte geringe Bandbreite von durchschnittlich 1 – 20 Anbietern je Problem stellt zusammen mit der Erwartung, dass sich diese Zahl bei einer Umsetzung weiter reduziert, für den Flexibilitätsmarkt eine große Hürde dar.

6.3 Wechselwirkungen innerhalb des Verbundnetzes

Bei der Einführung lokaler, netzdienlicher Flexibilitätsmärkte ist mit Zielkonflikten zwischen den einzelnen Netzebenen zu rechnen. Physikalisch ist es ohne Weiteres denkbar, dass ein Problem auf einer überlagerten Spannungsebene durch Flexibilität in der darunterliegenden Spannungsebene gelöst wird. Zu Konflikten kommt es jedoch beispielsweise dann, wenn durch den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz für die MS-Ebene Probleme auf NS-Ebene hervorgerufen werden.

Verschärft wird der Zielkonflikt noch durch den zu erwartenden Anstieg an Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene. Bisher wurden Maßnahmen zur Erhaltung der Systemstabilität hauptsächlich durch Anlagen aus dem Übertragungsnetz erbracht. Durch den Rückgang von konventionellen Kraftwerken und der steigenden Integration erneuerbarer Energien, die vor allem auf Verteilnetzebene stattfindet, werden die Anforderungen an Anlagen in den unteren Spannungsebenen hinsichtlich der Systemstabilität merklich steigen. Nach [Schu17] fällt darunter beispielsweise auch ein Beitrag zur Frequenzhaltung und damit die Erbringung von Regelleistung. Werden Flexibilitäten zeitgleich sowohl auf einem lokalen, netzdienlichen Flexibilitätsmarkt, als auch zur Bereitstellung von Regelenergie benötigt, müssen Steuermechanismen zur verantwortungsvollen Lösung des Zielkonflikts greifen. Ein auf Agenten basiertes System beschreibt eine mögliche Lösungsvariante. Dabei wird in Anlehnung an [Dra15, Dra15a] das System in Zellen unterteilt, welche jeweils von einem Agenten repräsentiert werden. Es besteht auch die Möglichkeit, mehrere Zellen durch einen überlagerten Agenten zu vertreten. Darüber hinaus werden Einspeiser und Lasten von Agenten überwacht und gesteuert. Ziel ist es, durch Interaktion innerhalb einer klar festgelegten, hierarchischen Agentenstruktur im Bedarfsfall die optimale Lösung zu finden. Der Weg vom Forschungsprojekt hinzu einer praxistauglichen, robusten und flächendeckenden Lösung ist jedoch nach derzeitigen Erkenntnissen erst im Anfangsstadium.

6.4 Berücksichtigung von Flexibilität in der Netzplanung

Bisher wurden Energieversorgungsnetze so ausgelegt, dass sowohl im Starklastfall als auch im Fall der maximalen Rückspeisung keine Grenzwertverletzungen zu erwarten sind. Anschlussgesuche von neuartigen Betriebsmitteln, wie beispielsweise Heimspeicher oder Elektrofahrzeuge, bergen das Risiko, dass bei Beibehaltung der bisherigen Planungsgrundsätze eine Überdimensionierung stattfindet [Pat16]. Die Betrachtung von Zeitreihen bzw. von wenigen Netznutzungsfällen [Pat16, Pat17] ermöglicht eine genauere Analyse der tatsächlich zu erwartenden Lastflüsse und somit eine bedarfsgerechte Auslegung. Mit Zeitreihen als Eingangsparameter für Lastflussberechnungen können die Auswirkungen von alternativen

Lösungskonzepten, wie beispielsweise Netzverstärkungen, Neubauten, $Q(U)$ -Regelungen oder Schalthandlungen von regelbaren Ortsnetztransformatoren mathematisch korrekt abgebildet werden. Die Herausforderung bei der Netzplanung auf Basis von Zeitreihen beschränkt sich auf die Generierung qualitativ verlässlicher Verbrauchs- und Erzeugungsdaten.

Die Berücksichtigung eines Flexmarktes geht jedoch weit über Zeitreihensimulationen hinaus. Da nicht sichergestellt ist, ob ein Netzteilnehmer zu bestimmten Zeiten tatsächlich die kalkulierte Menge an Flexibilität liefert, muss diese Unsicherheit in der Netzplanung berücksichtigt werden. Als Grundlage für die Entscheidung, ob der Flexmarkt einen zuverlässigen Netzbetrieb innerhalb der Grenzwerte stemmen kann, muss eine Vielzahl von Varianten berechnet werden. Das Ergebnis der Netzplanung erhält somit einen stochastischen Charakter. Umfang, Komplexität und somit auch die Anforderungen an den Netzplaner steigen deutlich.

6.5 Negative Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit

Die Kernanforderungen eines Netzbetriebs sind Robustheit und Zuverlässigkeit. Der Betrieb eines flexiblen Verteilnetzes basiert auf der vollständigen Vernetzung von Anbietern, Markt (inkl. Abrechnungssystem) und Netzbetreiber, wodurch ein komplexes, verteiltes System geschaffen wird. Unterzieht man dieses komplexe System einem Vergleich mit den alternativen Lösungskonzepten aus Kapitel 2.2, offenbaren sich Schwächen in Zuverlässigkeit und Robustheit. Folgende Punkte führen zu diesem Fazit:

- Die deutlich kürze Nutzungsdauer von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln mit Nutzungsdauern von mehreren Jahrzehnten, ist ein Indikator für eine geringere Zuverlässigkeit bzw. eine erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit. Beispielsweise können für Kabel Nutzungsdauern von 40 Jahren angenommen werden, wohingegen ein Smart Meter Gateway mit 15 Jahren anzusetzen ist [Büc14].
- Ein flexibles Verteilnetz benötigt eine Vielzahl an hochkomplexen Elementen. Alternative Lösungsmöglichkeiten setzen sich hingegen aus dem Zusammenspiel weniger Elemente zusammen und sind nicht zwangsläufig auf Kommunikationstechnik angewiesen. Die Wahrscheinlichkeit eines folgenschweren Ausfalls ist daher bei einem Flexmarkt deutlich größer.

- IKT-basierte Strukturen sind unabhängig von ihrer Sicherheitsstufe immer der Gefahr von Hackerangriffen ausgesetzt.
- Treten in einem System aus alternativen Lösungsmöglichkeiten Fehler auf, sind diese in den meisten Fällen physikalisch erklärbar. Erfahrenen Mitarbeitern von Netzbetreibern sind Fehlerursachen meist schnell ersichtlich, was zu einer raschen Problemlösung führt. Ein komplexes, verteiltes System stellt aufgrund der größeren Menge an Fehlerursachen eine große Herausforderung für die Mitarbeiter dar. Die Wahrscheinlichkeit längerer Fehlerdauern und Nichtverfügbarkeiten des Stromnetzes steigt und hat im Ernstfall einen negativen Einfluss auf die Zuverlässigkeit und Robustheit.

7 Zusammenfassung und Empfehlung

Ziel dieser Arbeit ist es, das technische Potenzial der Flexibilitätsmarktidee ergebnisoffen zu ermitteln. Ein mögliches Modell des Flexmarktes wurde zu diesem Zweck generiert und auf stark ausgelastete Netze verschiedener Kategorien angewandt. Um eine möglichst allgemeingültige Aussage treffen zu können, wurde die Netzteilnehmerstruktur in den einzelnen Netzgebieten variiert. Je Netzgebiet wurden 100 verschiedene Verteilungen betrachtet. Die Simulationsergebnisse für eine exemplarische Sommerwoche zeigen, dass durch den Einsatz von Flexibilität die Anzahl an Spannungsbandverletzungen gesenkt wird. Für das reale Netzgebiet kommt es mindestens zu einer Halbierung der Anzahl an Grenzwertverletzungen. Für die Kategorie Dorf und Vorstadt ist eine Reduktion um mindestens 45 % bzw. 20 % nachweisbar. Die absolute Höhe der maximalen Spannungsbandverletzung wird mit dem Einsatz von Flexibilität in vielen Fällen allerdings nur geringfügig verkleinert. Aussagen zur Winterwoche können bezüglich der Spannungsbandverletzungen nicht getroffen werden, da hierfür keinerlei Grenzwertverletzungen festgestellt werden konnten.

Leitungsüberlastungen werden vorwiegend im realen Netzgebiet und im Vorstadtnetz detektiert. In 70 % aller Verteilungen ist es dem Flexibilitätsmarkt in der Sommerwoche möglich, die Anzahl der Überlastungen im realen Netzgebiet zu verringern. Für das Vorstadtnetz wird nur in jeder vierten Verteilung eine Verbesserung erzielt. Auch bei den Überlastungen kann eine deutliche Reduktion der maximalen Verletzungsamplitude nicht zugesichert werden. Ein anderes Bild ergibt sich für die Winterwoche, die ausschließlich im realen Netzgebiet überhöhte Leitungsauslastungen nach sich zieht. In 80 % der Verteilungen gelingt es dem Flexmarkt dabei, alle Überlastungen zu beheben. Die bleibende maximale Überlastungsamplitude kann in den restlichen Verteilungen im Vergleich zum Ausgangszustand mindestens halbiert werden.

An ein Konzept, das den sicheren Betrieb einer kritischen Infrastruktur garantieren soll, werden hohe Erwartungen bezüglich der Zuverlässigkeit und der Robustheit gestellt. Werden die gesammelten Ergebnisse dieser Arbeit in einen Indikator auf einer Skala von 0 – 1 übersetzt, ergibt sich für kritische Sommerwochen ein Wert von 0,2. In der betrachteten Winterwoche steigt der Wert auf 0,8. Von der Umsetzung eines Flexibilitätsmarktes auf Niederspannungsebenen muss daher abgeraten werden.

Die Ursache, warum der Flexmarkt in etlichen Fällen Grenzwertverletzungen nicht bzw. nicht vollständig beheben kann, liegt keineswegs an einer mangelnden Verfügbarkeit von flexibler Last bzw. Einspeisung. Einer der Hauptgründe liegt vielmehr in der begrenzten Hebelwirkung der verfügbaren Flexibilitätsoptionen auf die jeweilige Problemstelle. Zur Lösung von Netzproblemen können hauptsächlich Flexibilitätsoptionen herangezogen werden, die in der näheren Umgebung der Problemstelle abrufbar sind und somit eine ausreichende Sensitivität aufweisen. Bei der Selektion der Flexibilitätsoptionen wird eine Vielzahl von Anbietern daher bereits im Vorfeld aussortiert. Ein weiterer Hauptgrund liegt im Erreichen der physikalischen Grenzen von potenziellen Anbieteranlagen. Eine Absenkung der Sensitivitätsgrenze scheint nicht sinnvoll, da hiermit eine erhöhte Lastflussmodifikation toleriert wird, wodurch physikalische Grenzen nochmals früher erreicht werden. Die dritte Ursache ist die negative Beeinträchtigung anderer Netzkenngößen, sodass ein Abruf nicht gestattet wird. Als weniger restriktiv hat sich das Verbot gegensätzlicher Handlungen innerhalb eines Zeitschrittes herausgestellt.

Die Ergebnisse der Niederspannung können nicht direkt auf überlagerte Spannungsebenen übertragen werden. Eine Potenzialaussage bezüglich eines Flexibilitätsmarktes auf höheren Spannungsebenen bedarf neuer Untersuchungen. Der Lösung möglicher Interessenskonflikte sollte dabei eine erhöhte Aufmerksamkeit zukommen. Die Behebung lokaler Netzengpässe in einer Spannungsebene durch Lastflussmodifikationen in unterlagerter Ebene darf in dieser keine neuen Grenzwertverletzungen hervorrufen. Bei der Forderung nach einer erhöhten Bereitstellung von Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene sind ebenfalls intelligente Mechanismen anzustreben, um kaskadierte Netzengpässe auszuschließen.

Eine weitere interessante Fragestellung ergibt sich im Zusammenhang mit der Berücksichtigung stochastischer Prozesse in der Netzplanung. Sobald ein zuverlässiger Netzbetrieb von der Verfügbarkeit von Flexibilitäten abhängt (unabhängig von der Spannungsebene), müssen Nichtverfügbarkeiten in geeignetem Maße in der Netzplanung abgebildet werden.

Literaturverzeichnis

- [Abu04] Abur, Ali and Gómez Expósito, Antonio (2004). *Power System State Estimation - Theory and Implementation*. CRC Press. ISBN: 0-8247-5570-7.
- [And08] Andersson, G. (2008). *Elektrische Energiesysteme*. In: EEH-Power Systems Laboratory, ETH Zürich.
- [Ape14] Apel, R., Berg, V., Fey, B., Geschermann, K., Glaunsinger, W., von Scheven, A., Stötzer, M., Wanzek, S. (2014). *Regionale Flexibilitätsmärkte*. In: VDE Studie.
- [Aun15] Aundrup et al., T. (2015). *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene*. In: VDE Studie.
- [Bär08] Bärwaldt, G., Kurrat, M. (2008). *Auswirkungen von dynamischen Haushaltlasttarifen auf der Basis stochastischer Haushaltlastprofile*. In: 10. Symposium Energieinnovation. Graz.
- [Bast00] Bundesanstalt für Straßenwesen (2000). *Kennlinien der Parkraumnachfrage*. In: Wirtschaftsverlag NW.
- [BDEW08] BDEW (2008). *Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*.
- [BDEW15] BDEW (2015). *Smart Grids Ampelkonzept - Diskussionspapier*.
- [BDEW16] BDEW (2016). *Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland - Basisdaten und Einflussfaktoren*.
- [BDEW16a] BDEW, FGH (2016). *Metastudie Smart Grid*. In: Forschungsüberblick Intelligente Stromnetze.
- [BDEW17] BDEW (2017). *Konkretisierung des Ampelmodellkonzepts im Verteilungsnetz - Diskussionspapier*.
- [BMJV14] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2014). *Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2017)*. Berlin.

- [BMVI10] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2010). *Mobilität in Deutschland*. In: Tabellenband FE-Nr. 70.801/2006.
- [BMVI11] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2011). *Elektromobilität - Deutschland als Leitmarkt und Leitanbieter*.
- [BMWi10] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin.
- [BMWi16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016). *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*. In: Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG).
- [BNA15] Bundesnetzagentur (2015). *Evaluierungsbericht nach §33 Anreizregulierung*.
- [BNA17] Bundesnetzagentur (2017.) *Ermittlung des Effizienzwerts*. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen{ }Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Effizienzwert/Effizienzwartermittlung{ }> (online am 25.08.2017).
- [BNA17a] Bundesnetzagentur (2017.) *Ermittlung der Netzkosten*. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen{ }Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung{ }> (online am 25.08.2017).
- [Bro] Brockmann, H. *Wärmepumpen Verbrauchsübersicht*. URL: <https://www.waermepumpen-verbrauchsdatenbank.de/index.php?buttonverbrauch> (online am 07.07.2017).
- [Brü13] Brückl, O. (2013). *Der Netzanschluss nach dem EEG aus technischer Sicht*. In: 14. Fachgespräch der Clearingstelle EEG.
- [Büc14] Büchner, J., Katzfey, J., Flörcken, O., Moser, A., Schuster, H., Dierkes, S., van Leeuwen, T., Verheggen, L., Uslar, M., van Amelsvoort, M. (2014). *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*. In: Abschlussbericht Forschungsprojekt Nr. 44/12 - Studie im Auftrag des BMWi.
- [BWP15] Bundesverband Wärmepumpe (2015). *BWP-Branchenstudie 2015 / Daten zum Wärmepumpenmarkt bis 2015 und Prognosen bis 2030*.

-
- [Cas05] Castillo, E., Conejo, A., Pruneda, R., Solares, C. (2005). *State Estimation Observability based on the null space of the measurement Jacobian Matrix*. In: IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 20, NO.3.
- [Cen15] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N. e.V.) (2015). *Marktübersicht Batteriespeicher - Ein Informationsangebot*.
- [Dena12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012). *dena Verteilnetzstudie - Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland*.
- [DGS15] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) *EEG-Anlagenregister (Stand 08.2015)*. URL: www.energymap.info/download/eeg_{_}anlagenregister_{_}2015.08.utf8.csv.zip (online am 14.11.2016).
- [DIN11] DIN EN 50160 (2011). *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. In: Beuth Verlag GmbH. Berlin.
- [Dra15] Drayer, E., Hegemann, J., Lazarus, M., Caire, R., Braun, M. (2015). *Agent-based distribution grid operation based on a traffic light concept*. In: 23rd CIRED Conference. Lyon.
- [Dra15a] Drayer, E., Hegemann, J., Lazarus, M., Braun, M. (2015). *Umsetzung des BDEW-Ampelkonzepts für eine agenten-basierte Verteilnetzbetriebsführung*. In: ETG Fachtagung - Von Smart Grids zu Smart Markets. Kassel.
- [Ech15] Echternacht, D. (2015). *Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen*. ABEV Aachener Beiträge zur Energieversorgung - Dissertation RWTH Aachen. ISBN: 978-3-941704-48-0.
- [Ech15a] Echternacht, D., Feilhauer, W., Franken, M., Geulen, U., Moser, A., Schrieder, W., Zimmer, P. (2015). *Smart Area Aachen - Zustandsschätzung in Verteilnetzen*. In: ETG Fachtagung - Von Smart Grid zu Smart Markets. Kassel.
- [Eco11] Ecofys, Prognos (2011). *Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien*. In: BMWI Vorhaben Nr. 50/10.
- [EEX17] European Energy Exchange (EEX) (2017). *Im Zentrum des Energie- und Commodity-Handels - Märkte & Produkte 2017*.
- [Ein12] Einfalt, A., Schuster, A., Leitinger, C., Tiefgraber, D., Litzlbauer, M., Ghaemi, S., Wertz, D., Frohner, A., Karner, C. (2012). *ADRES - Concept*. In: Publizierbarer Endbericht.

- [Ene15] EnergieAgentur NRW (2015). *Leitfaden Wärmepumpe / Kombination von Wärmepumpen und Photovoltaik*.
- [Eng14] Engel, B., Laudahn, S., Marggraf, O., Schnettler, A., Potratz, F., Gödde, M., Witzmann, R., Lindner, M., Vennegeerts, H., Patzack, S. (2014). *Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung*. In: Schlussbericht FNN-Studie.
- [Ess12] Esslinger, P., Witzmann, R. (2012). *Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte*. In: 12. Symposium Energieinnovation. Graz.
- [FNN17] Forum Netztechnik Netzbetrieb im VDE (2017). *Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad*. In: FNN-Hinweis.
- [Gha11] Ghaemi, S. (2011). *Efficiency potential in private sector in ADRES*. In: Dissertation Technische Universität Wien.
- [Gje85] Gjelsvik, A., Aam, S., Holten, L. (1985). *Hachtel's Augmented Matrix Method - A rapid method improving numerical stability in power systems static state estimation*. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, NO. 11.
- [Heu13] Heuck, K., Dettmann, K.-D., Schulz, D. (2013). *Elektrische Energieversorgung*. Springer Vieweg. ISBN: 978-3-8348-1699-3.
- [Huc16] Huckle, T. (2016). *Lineare Gleichungssysteme 2*. In: TUM - Chair of Scientific Computing, Vorlesung „Numerisches Programmieren“.
- [InV17] In2VPP *Veröffentlichungen*. URL: <http://www.in2vpp.de/index.php?cat=Projekt&page=Ver%C3%B6ffentlichungen> (online am 26.09.2017).
- [Jac13] Jacque, K. (2013). *Potentialanalyse und Modellierung von Lastverschiebung durch Demand-Side-Management und Elektromobilität im Kontext des Energiesystems der Zukunft*. In: Bachelorarbeit Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Anlagen RWTH Aachen.
- [Ker09] Kerber, G., Witzmann, R. (2009). *Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz*. In: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze - TUM.

-
- [Ker11] Kerber, G. (2011). *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen*. In: Dissertation Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze.
- [Kie13] Kießling, A. (2013). *Modellstadt Mannheim (moma) - Abschlussbericht*.
- [Kom] KommEnergie *Temperaturabhängige Lastprofile*. URL: <http://www.kommenergie.de/netz/lastprofilverfahren/temperaturabh-lastprofile-tlp/> (online am 07.07.2017).
- [Kos12] Kosching, R. (2012). *Das Optimierungsverfahren mit Lagrange-Multiplikatoren*.
- [Lin16] Lindner, M., Aigner, C., Witzmann, R., Wirtz, F., Berber, I., Gödde, M., Frings, R. (2016). *Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungshaltungsproblemen in der Niederspannung*. In: 14. Symposium Energieinnovation. Graz.
- [Mit] Mitnetz Strom *Standardlastprofile*. URL: <https://www.mitnetz-strom.de/Netzkunden-Center/Download-Center/NetznutzungNetzzugang> (online am 07.07.2017).
- [Mul14] Müller, T. (2014). *Die Rolle von Demand Side Management bei der Systemintegration der erneuerbaren Energien*. In: Enersax Konferenz. Dresden.
- [Nex] Next Kraftwerke *Wissen*. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen> (online am 31.08.2017).
- [Nob15] Nobis, P., Fischhaber, S. (2015). *Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität*. In: Beitrag der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V..
- [NPE10] Nationale Plattform Elektromobilität (2010). *Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3 - Lade-Infrastruktur und Netzintegration*.
- [NPE15] Nationale Plattform Elektromobilität (2015). *Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland - Statusbericht und Handlungsempfehlungen*.
- [Osw12] Oswald, B.-R. (2012). *Berechnung von Drehstromnetzen*. Springer Vieweg. ISBN: 978-3-8348-2620-6.
- [Par12] Pardatscher, R., Witzmann, R., Wirth, G., Becker, G., Garhamer, M., Brantl, J. (2012). *Analyse von Lastgangzählerdaten aus dem Projekt 'Netz der Zukunft'*. In: VDE Kongress. Stuttgart.

- [Par15] Pardatscher, Robert (2015). *Planungskriterien und Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Einspeisung*. Verlag Dr. Hut - Dissertation Technische Universität München. ISBN: 978-3-8439-2407-8.
- [Pat16] Patzack, S., Erle, N., Vennegeerts, H., Moser, A. (2016). *Einfluss von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen auf die Netzdimensionierung*. In: 14. Symposium Energieinnovation. Graz.
- [Pat17] Patzack, S., Angolini, M., Vennegeerts, H., Moser, A. (2017). *Ableitung auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle auf Basis detaillierter Verbrauchermodelle*. In: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung. Wien.
- [Per14] Peres, W., Oliveira, E., Filho, J., Pereira, J., Alves, G. (2014). *Branch Current Based State Estimation: Equality-Constrained WLS and Augmented Matrix Approaches*. In: Congresso Brasileiro de Automática. Belo Horizonte.
- [Pot14] Potratz, F., Cramer, M. (2014). *Analyse des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von privaten Haushalten*. In: Jahresbericht Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen.
- [Pro14] Probst, A. (2014). *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*. In: Dissertation Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik.
- [Reg] Regelleistung.net *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/> (online am 31.08.2017).
- [SBW13] Statistisches Bundesamt Wiesbaden (2013). *Einkommens- und Verbraucherstichprobe - Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern*. In: Destatis, Fachserie 15 Heft 1.
- [Sch02] Scheffler, J. (2002). *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*. In: Dissertation Technische Universität Chemnitz.
- [Sch04] Schlomann, B., Gruber, E., Eichhammer, W., Kling, N., Diekmann, J., Ziesing, H.-J., Rieke, H., Wittke, F. (2004). *Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)*. In: Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Projektnummer 17/02.

-
- [Sch12] Schucht, B., Kleinekorte, K., Fuchs, M., Joswig, R. (2012). *Netzentwicklungsplan Strom 2012 - Überarbeitete Fassung*.
- [Schu17] Schuster, H., Büchner, J. (2017). *Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende*. In: Studie im Auftrag der MITNETZ STROM.
- [Schw17] Schwarz, S. (2017). *Eine Ampel soll Stau auf Stromautobahnen verhindern*. In: MBI Energy 4.0.
- [Sin09] Singh, R., Pal, B., Vinter, R. (2009). *Measurement Placement in Distribution System State Estimation*. In: IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 24, NO. 2.
- [Sok16] Sokolov, D. (2016.) *E-Autos verbrauchen viel mehr Strom als angegeben*. URL: <https://www.heise.de/newsticker/meldung/E-Autos-verbrauchen-viel-mehr-Strom-als-angegeben-3081667.html> (online am 03.07.2017).
- [Sta11] Statista *Umfrag zur Reishäufigkeit der Europäer 2011*. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/225906/umfrage/umfrage-zur-reisehaeufigkeit-europaeischer-touristen/> (online am 30.06.2017).
- [Sta15] Statista *Anzahl verkaufter Elektroautos in Deutschland im Jahr 2015 nach Modellen*. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/209647/umfrage/anzahl-verkaufter-elektroautos-in-deutschland/> (online am 18.01.2017).
- [Sta17] Stadtwerke Saarlouis GmbH (2017). *PolyEnergyNet - Abschlussbericht*.
- [Sto12] Stötzer, M. (2012). *Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen: Potentialanalyse und Bewertung*. In: Dissertation Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.
- [Stö14] Stöckl, G. (2014). *Integration von Elektrofahrzeugen in das Energieversorgungsnetz*. In: Dissertation Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze.
- [Tal12] Taljan, G., Krasnitzer, M., Stempel, F., Jarz, A. (2012). *Spannungsniveau im 30-kV Netz UW Judenburg/West*. In: 12. Symposium Energieinnovation. Graz.
- [The17] The Mobility House (2017.) *Kia Soul EV*. URL: <http://www.mobilityhouse.com/de/portfolio/kia-soul-ev/> (online am 29.06.2017).

- [The17a] The Mobility House (2017.) *Tesla Model S*. URL: <http://www.mobilityhouse.com/de/portfolio/tesla-elektroautos/> (online am 29.06.2017).
- [The17b] The Mobility House (2017.) *Renault Zoe*. URL: <http://www.mobilityhouse.com/de/portfolio/renault-elektroautos/> (online am 29.06.2017).
- [The17c] The Mobility House (2017.) *VW e-Golf*. URL: <http://www.mobilityhouse.com/de/portfolio/volkswagen-elektroautos/> (online am 29.06.2017).
- [The17d] The Mobility House (2017.) *BMW i3*. URL: <http://www.mobilityhouse.com/de/portfolio/bmw-elektroautos/> (online am 29.06.2017).
- [van16] van Amelsvoort, M., Glomb, C., Kuntschke, R., Specht, M., Wagler, M., Winter, M., Witzmann, R. (2016). *Schedule coordination for technically and economically optimized virtual power plants*. In: Neis Conference. Hamburg.
- [VDE11] VDE-AR-N 4105 (2011). *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. In: VDE Verlag GmbH. Berlin.
- [VDN07] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW (2007). *Transmission-Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*.
- [von10] von Roon, S., Gobmaier, T., Huck, M. (2010). *Demand Side Management in Haushalten - Analyse des praktischen Potentials zur Bereitstellung von Reserveleistung bis 2020*. In: 11. Symposium Energieinnovation. Graz.
- [Wag15] Wagler, M., Witzmann, R. (2015). *Open loop operational strategies of a virtual power plant and their impacts on the distribution grid*. In: 23rd CIRED Conference. Lyon.
- [Wag16a] Wagler, M., Witzmann, R. (2016). *Interaction of state estimation and sensitivity analysis for the operation of a real flexible distribution grid*. In: CIRED Workshop. Helsinki.
- [Wag16b] Wagler, M., Witzmann, R. (2016). *Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltlastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung*. In: 14. Symposium Energieinnovation. Graz.
- [Wag16c] Wagler, M., Witzmann, R. (2016). *Sensitivity Analysis: A key element for the operation of a flexible distribution grid*. In: IEEE PES T&D Conference & Exhibition. Dallas, Texas.

-
- [War15] Wäresch, D., Brandalik, R., Wellssow, W., Jordan, J., Bischler, R., Schneider, N. (2015). *State Estimation in low voltage grids based on smart meter data and photovoltaic-feed-in-forecast*. In: 23rd CIRED Conference. Lyon.
- [War16] Wäresch, D., Brandalik, R., Wellssow, W., Jordan, J., Bischler, R., Schneider, N. (2016). *Bad Data Processing for Low Voltage State Estimation Systems Based on Smart Meter Data*. In: CIRED Workshop. Helsinki.
- [Wen13] Weniger, J., Quaschnig, V. (2013). *Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern*. In: 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Bad Staffelstein.
- [Wie] Wiedemann, T. *Ampelkonzepte für effiziente Verteilnetze*. URL: <http://forschung-stromnetze.info/projekte/ampelkonzept-fuer-effizientere-verteilnetze/> (online am 01.08.2017).
- [Wit15] Witzmann, R. (2015). *Simulation von elektrischen Energieversorgungsnetzen*. In: Skript Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze - TUM.
- [Wit17] Witzmann, R. (2017). *Energieübertragungstechnik*. In: Skript der Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze - TUM.
- [Zeh13] Zeh, A., Witzmann, R. (2013). *Operational strategies for battery storage systems in low voltage distribution grids to limit the feed-in power of roof mounted solar power plants*. In: 8th IRES Conference. Berlin.
- [Zei14] Zeilinger, F., Groiss, C., Schuster, A. (2014). *Detaillierte Modellierung des Haushaltsstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management*. In: 13. Symposium Energieinnovation. Graz.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Prognostizierter Netzausbau bis 2020/2022 nach [Dena12, Sch12] und installierte EEG-Leistung auf Basis der Daten in [DGS15]	2
2.1	Zusammenspiel von Strommarkt, Regelleistung, Momentanreserve und Bilanzkreistreue zur Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch	4
2.2	Leitungsersatzschaltbild für die Niederspannung	6
2.3	Spannungsanhebung im NS-Netz durch dezentrale PV-Einspeisung und mögliche Gegenmaßnahmen	7
2.4	Zusammensetzung des Neutralleiterstroms bei gleichzeitiger Einspeisung auf L1 und Lastbezug auf L3	11
2.5	Ablaufdiagramm eines flexiblen Verteilnetzbetriebs	15
3.1	Stromsummenregel nach Kirchhoff	20
3.2	Zerlegung eines unsymmetrischen Spannungsdrehstromsystems in Mit-Gegen- und Nullsystemkomponenten	23
3.3	Spannungsunterschied zwischen symmetrischem und unsymmetrischem Lastfall für verschiedene Leitungslängen und variable R/X -Verhältnisse an einem einfachen Netzstrang	26
3.4	Faktor zur Berechnung des unsymmetrischen Spannungsanstiegs auf Basis symmetrischer Sensitivitätswerte	28
3.5	Fehler bei Vorhersage der unsymmetrischen Knotenspannung mit Hilfe des überlagerten Sensitivitätsprinzips	31
3.6	Sensitivität der Wirkleistungsmodifikation in allen Knoten (L2) auf das rot markierte Spannungsproblem in %, bezogen auf den wirksamsten Knoten	32
3.7	Fehler bei Vorhersage der Leitungsauslastungen mit Hilfe des überlagerten Sensitivitätsprinzips	33
3.8	Sensitivität der Wirkleistungsmodifikation in allen Knoten (L2) auf die rot markierte Leitungsauslastung in % bezogen auf den wirksamsten Knoten	34
3.9	Fehler bei Vorhersage der Transformatorauslastung mit Hilfe des überlagerten Sensitivitätsprinzips	35

3.10	Sensitivität der Wirkleistungsmodifikation in allen Knoten (L2) auf die rot markierte Trafoauslastung in %, bezogen auf den wirksamsten Knoten	36
3.11	Ablaufdiagramm für die Zustandsschätzung unsymmetrisch belasteter Netze	43
3.12	Position der Messgeräte für die Zustandsschätzung im Fall 1	47
3.13	Realer und geschätzter Spannungs- und Stromverlauf an Knoten 259 und Leitung 137	48
3.14	Differenz der realen und geschätzten Knotenspannungen, Leitungs- und Transformatorauslastungen für die Simulationsperiode von einer Woche für Fall 1	49
3.15	RMSE für alle drei betrachteten Fälle im Netzgebiet R1 (oben: Knotenspannung, zentral: Leitungsauslastung, unten: Transformatorauslastung)	51
3.16	RMSE in Abhängigkeit der Anzahl und des Typs an Messgeräten im Netzgebiet R1 (oben: Knotenspannung, zentral: Leitungsauslastung, unten: Transformatorauslastung)	52
4.1	Kumulierte Wahrscheinlichkeitsdichte zur Bestimmung des Einschaltzeitpunkts eines Geschirrspülers an einem Werktag im Sommer	54
4.2	P - und Q -Verlauf von drei exemplarischen Waschmaschinen im VZS	54
4.3	P - und Q -Verlauf zweier exemplarischer Haushalte mit jeweils 4000 kWh Jahresenergieverbrauch über eine Woche im VZS	55
4.4	Marktanteil der meistverkauften Elektroautos in Deutschland nach Fahrzeugtyp	58
4.5	Ladezustand, Ladeleistung und mögliche Flexibilitätsbereitstellung eines exemplarischen Elektrofahrzeugs über eine Woche	59
4.6	Oben: Verteilung des elektrischen Jahresenergieverbrauchs von Wärmepumpen auf Basis der Daten in [Bro]; Unten: Anzahl an Netzbetreibern in Abhängigkeit der Wärmepumpensperrzeit	61
4.7	Exemplarischer Lastverlauf einer Wärmepumpe mit und ohne Flexibilitätslieferung an einem winterlichen Tag (Jahresenergieverbrauch: 2700 kWh)	62
4.8	Verteilung der PV-Anschlüsse auf die verschiedenen Phasen in Abhängigkeit der installierten Größe	64
4.9	Oben: PV-, Haushaltslast- und Heimspeicherverlauf für einen beispielhaften Sommertag und Hausanschluss; Mitte: SOC des Heimspeichers in %; Unten: Leistungsverlauf des Heimspeichers mit möglichem flexiblen Arbeitsbereich	65
4.10	Gleichzeitigkeit für Elektrofahrzeuge für 100 Fahrzeugflotten mit je 100 Fahrzeugen	68
4.11	Reales Niederspannungsnetz (Netz R1)	69
4.12	Spannungsbandaufteilung eines beispielhaften inhomogenen Verteilnetzes	70

5.1	Maximale Knotenspannung im Netz R1 je Phase für eine repräsentative Sommerwoche	74
5.2	Maximale Leitungsauslastung im Netz R1 für eine repräsentative Sommerwoche	75
5.3	Anzahl und Höhe der Grenzwertverletzungen im Netz R1 für eine repräsentative Sommerwoche	77
5.4	Angebotene und abgerufene Flexibilität im Netz R1 für eine repräsentative Sommerwoche im Erzeuger-Zählpfeil-System (EZS)	79
5.5	Flexibilitätsbereitstellung auf den unterschiedlichen Phasen im Netz R1 für eine repräsentative Sommerwoche (EZS)	80
5.6	Anzahl an Flexaufrufen je Teilnehmerkategorie und Phase (links) sowie die kontrahierte Flexmenge je Teilnehmerkategorie (rechts) für eine repräsentative Sommerwoche	81
5.7	Abrufwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit der Abrufhäufigkeit je Teilnehmerkategorie für eine repräsentative Sommerwoche	82
5.8	Gründe für die Nichtberücksichtigung von Flexibilitätsangeboten je Teilnehmerkategorie für eine repräsentative Sommerwoche	83
5.9	Spannungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die Sommerwoche	86
5.10	Leitungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die Sommerwoche	88
5.11	Daten zum Flexibilitätseinsatz je Teilnehmerkategorie für eine repräsentative Sommerwoche im Netzgebiet R1	90
5.12	Schuldwahrscheinlichkeit bei Nichtberücksichtigung auf dem Flexmarkt für eine repräsentative Sommerwoche im Netzgebiet R1	91
5.13	Spannungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die repräsentative Sommerwoche im Vorstadt- und Dorfnetz	92
5.14	Leitungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die repräsentative Sommerwoche im Vorstadt- und Dorfnetz	93
5.15	Technisches Potenzial des Flexmarktes in verschiedenen Netzkategorien	95
6.1	Funktionsprinzip der Anreizregulierung nach [BNA15]	98
6.2	Aufteilung der Kosten bei der Kostenprüfung im Rahmen der Anreizregulierung	99
6.3	Restwert, Abschreibung und Verzinsung eines fiktiven Betriebsmittels über eine Nutzungsdauer von sechs Jahren	102
6.4	Sockeleffekt der Kapitalkosten im System der Anreizregulierung (Auslegung nach Richtlinien der 1. und 2. Regulierungsperiode) für Stromnetzbetreiber [BNA15]	103
6.5	Anzahl an Flexibilitätsoptionen je Problem für eine repräsentative Sommerwoche in allen 100 Verteilungen im Netzgebiet R1	106

A.1	Leitungsersatzschaltbild zur Berechnung der übertragenen Leistung	129
A.2	Position der Messgeräte für die Zustandsschätzung im Fall 2	132
A.3	Position der Messgeräte für die Zustandsschätzung im Fall 3	133
A.4	Musternetz vom Typ Vorstadt (Netz V1) nach [Lin16]	134
A.5	Musternetz vom Typ Dorf (Netz D1) nach [Lin16]	135
A.6	MS-Slackspannung in Abhängigkeit vom aktuellen NS-Lastfluss	135
A.7	Positions- und Phasenverteilung aller PV-Anlagen in der repräsentativen Verteilung des Netzgebiets R1	136
A.8	Leitungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die simulierte Winterwoche im Netzgebiet R1	138
A.9	Schuldwahrscheinlichkeit bei Nichtberücksichtigung auf dem Flexmarkt für eine repräsentative Winterwoche im Netzgebiet R1	139
A.10	Daten zum Flexibilitätseinsatz je Teilnehmerkategorie für eine repräsentative Sommerwoche im Netzgebiet V1 und D1	140
A.11	Schuldwahrscheinlichkeit bei Nichtberücksichtigungen auf dem Flexmarkt für eine repräsentative Sommerwoche im Netzgebiet V1 und D1	141

Tabellenverzeichnis

2.1	Eckdaten für die Bereitstellung der verschiedenen Regelenergiearten nach den Daten in [Nex, Reg]	5
3.1	Anzahl und Art der Messungen sowie Redundanz für alle drei untersuchten Fälle für die Zustandsschätzung von Netz R1	48
4.1	Kenndaten und Anschlusskonfiguration der verwendeten Elektrofahrzeuge	57
5.1	Daten zur Verschlechterung der Leitungsüberlastung im Netzgebiet R1 für eine repräsentative Sommerwoche	76
5.2	Erläuterung der Abkürzungen für die Formel 5.1	95
6.1	Basisjahr und Zeitraum der wichtigen Regulierungsperioden für diese Arbeit	99
A.1	Anzahl der Grenzwertverletzungen je Phase für die repräsentative Verteilung im Netzgebiet R1 in der simulierten Sommer- und Winterwoche	137
A.2	Maximale Über- und Unterschreitung je Phase für die repräsentative Verteilung im Netzgebiet R1 in der simulierten Sommer- und Winterwoche	137

A Anhang

A.1 Ergänzende Informationen zur Zustandsschätzung

A.1.1 Formeln für die Zustandsschätzung im symmetrischen Fall

Der Betrag der Leiter-Erde Spannung am Knoten i lässt sich nach A.1 berechnen:

$$|U_i| = \sqrt{U_{wi}^2 + U_{bi}^2} \quad (\text{A.1})$$

Die abgenommene Wirk- und Blindleistung am Knoten i kann anhand von Formel A.2 berechnet werden, wobei N die Anzahl der Gesamtknoten darstellt. G_{ij} und B_{ij} sind aus der Knotenadmittanzmatrix an entsprechender Stelle zu entnehmen. P_i und Q_i sind die Abgangsleistungen in einer Phase.

$$P_i = \sum_{j=1}^N U_{wi}(G_{ij}U_{wj} - B_{ij}U_{bj}) + U_{bi}(G_{ij}U_{bj} + B_{ij}U_{wj})$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N U_{bi}(G_{ij}U_{wj} - B_{ij}U_{bj}) - U_{wi}(G_{ij}U_{bj} + B_{ij}U_{wj}) \quad (\text{A.2})$$

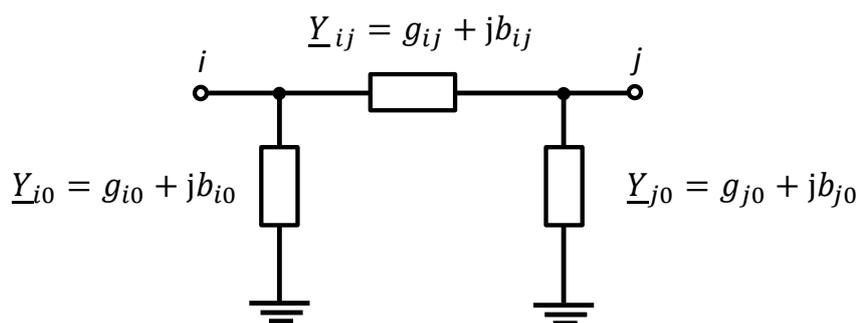


Abbildung A.1: Leitungsersatzschaltbild zur Berechnung der übertragenen Leistung

Auf Basis des Ersatzschaltbildes A.1 können die Leistungsflüsse über eine Leitung anhand der Gleichung A.3 bestimmt werden.

$$\begin{aligned}
 P_{ij} &= |U_i|^2(g_{ij} + g_{i0}) - U_{wi}(U_{wj}g_{ij} - U_{bj}b_{ij}) - U_{bi}(U_{bj}g_{ij} + U_{wj}b_{ij}) \\
 Q_{ij} &= -|U_i|^2(b_{ij} + b_{i0}) + U_{wi}(U_{bj}g_{ij} + U_{wj}b_{ij}) - U_{bi}(U_{wj}g_{ij} - U_{bj}b_{ij})
 \end{aligned} \tag{A.3}$$

Für die Ermittlung der Elemente in der Messjacobimatrix $H(x)$ müssen darüber hinaus die oben genannten Gleichungen nach allen Zustandsgrößen (Wirk- und Blindspannungen) abgeleitet werden. Für die Knotenspannung ergeben sich dabei die Ableitungen nach Formel A.4.

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial |U_i|}{\partial U_{wi}} &= \frac{U_{wi}}{|U_i|} \\
 \frac{\partial |U_i|}{\partial U_{wj}} &= 0 \\
 \frac{\partial |U_i|}{\partial U_{bi}} &= \frac{U_{bi}}{|U_i|} \\
 \frac{\partial |U_i|}{\partial U_{bj}} &= 0
 \end{aligned} \tag{A.4}$$

Für die abgenommene Wirk- und Blindleistung ergeben sich folgende Formeln:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial P_i}{\partial U_{wi}} &= \sum_{j=1}^n \{G_{ij}U_{wj} - B_{ij}U_{bj}\} + U_{wi}G_{ii} + U_{bi}B_{ii} \\
 \frac{\partial P_i}{\partial U_{wj}} &= U_{wi}G_{ij} + U_{bi}B_{ij} \\
 \frac{\partial P_i}{\partial U_{bi}} &= \sum_{j=1}^n \{G_{ij}U_{bj} - B_{ij}U_{wj}\} - U_{wi}B_{ii} + U_{bi}G_{ii} \\
 \frac{\partial P_i}{\partial U_{bj}} &= -U_{wi}B_{ij} + U_{bi}G_{ij} \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial U_{wi}} &= \sum_{j=1}^n -\{G_{ij}U_{bj} + B_{ij}U_{wj}\} - U_{wi}B_{ii} + U_{bi}G_{ii} \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial U_{wj}} &= -U_{wi}B_{ij} + U_{bi}G_{ij} \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial U_{bi}} &= \sum_{j=1}^n \{G_{ij}U_{wj} - B_{ij}U_{bj}\} - U_{wi}G_{ii} - U_{bi}B_{ii} \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial U_{bj}} &= -U_{wi}G_{ij} - U_{bi}B_{ij}
 \end{aligned} \tag{A.5}$$

Die Abhängigkeit der übertragenen Leistung von den Wirk- und Blindspannungen wird durch Formel A.6 deutlich.

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_{wi}} &= 2U_{wi}(g_{ij} + g_{i0}) - g_{ij}U_{wj} + b_{ij}U_{bj} \\
 \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_{wj}} &= -g_{ij}U_{wi} - b_{ij}U_{bi} \\
 \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_{bi}} &= 2U_{bi}(g_{ij} + g_{i0}) - g_{ij}U_{bj} - b_{ij}U_{wj} \\
 \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_{bj}} &= -g_{ij}U_{bi} + b_{ij}U_{wi} \\
 \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_{wi}} &= -2U_{wi}(b_{ij} + b_{i0}) + g_{ij}U_{bj} + b_{ij}U_{wj} \\
 \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_{wj}} &= -g_{ij}U_{bi} + b_{ij}U_{wi} \\
 \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_{bi}} &= -2U_{bi}(b_{ij} + b_{i0}) - g_{ij}U_{wj} + b_{ij}U_{bj} \\
 \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_{bj}} &= g_{ij}U_{wi} + b_{ij}U_{bi}
 \end{aligned} \tag{A.6}$$

A.1.2 Formeln für die Zustandsschätzung im unsymmetrischen Fall

Der abgenommene Strom ist im einphasigen Ersatzschaltbild wie folgt von den Zustandsgrößen abhängig:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial I_{wi}}{\partial U_{wi}} &= G_{ii} \\
 \frac{\partial I_{wi}}{\partial U_{wj}} &= G_{ij} \\
 \frac{\partial I_{wi}}{\partial U_{bi}} &= -B_{ii} \\
 \frac{\partial I_{wi}}{\partial U_{bj}} &= -B_{ij} \\
 \frac{\partial I_{bi}}{\partial U_{wi}} &= B_{ii} \\
 \frac{\partial I_{bi}}{\partial U_{wj}} &= B_{ij} \\
 \frac{\partial I_{bi}}{\partial U_{bi}} &= G_{ii} \\
 \frac{\partial I_{bi}}{\partial U_{bj}} &= G_{ij}
 \end{aligned} \tag{A.7}$$

Die Abhängigkeit des Wirk- und Blindstroms einer Leitung vom Real- und Imaginärteil der Spannung wird durch die Gleichungen in A.8 deutlich.

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial I_{wij}}{\partial U_{wi}} &= g_{i0} - g_{ij} \\
 \frac{\partial I_{wij}}{\partial U_{wj}} &= -g_{ij} \\
 \frac{\partial I_{wij}}{\partial U_{bi}} &= -b_{i0} - b_{ij} \\
 \frac{\partial I_{wij}}{\partial U_{bj}} &= b_{ij} \\
 \frac{\partial I_{bij}}{\partial U_{wi}} &= b_{i0} + b_{ij} \\
 \frac{\partial I_{bij}}{\partial U_{wj}} &= -b_{ij} \\
 \frac{\partial I_{bij}}{\partial U_{bi}} &= g_{i0} + g_{ij} \\
 \frac{\partial I_{bij}}{\partial U_{bj}} &= -g_{ij}
 \end{aligned} \tag{A.8}$$

A.1.3 Positionierung der Messgeräte im Netzgebiet R1

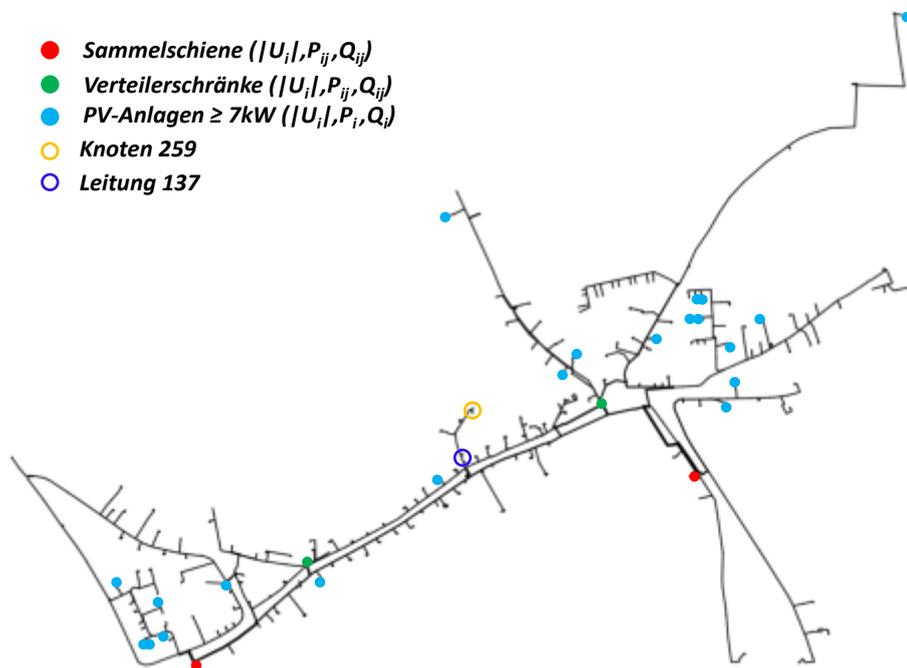


Abbildung A.2: Position der Messgeräte für die Zustandsschätzung im Fall 2

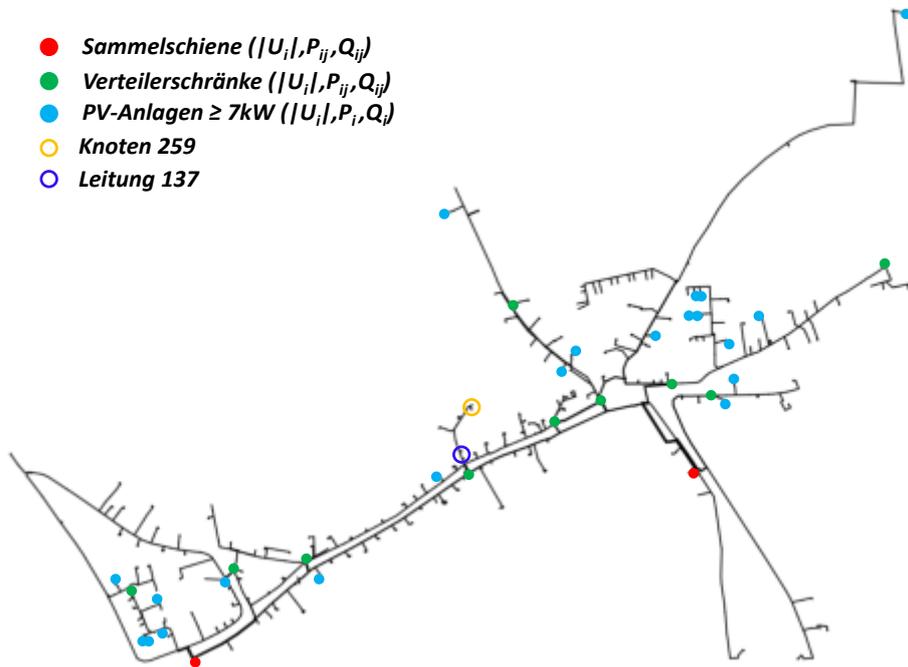


Abbildung A.3: Position der Messgeräte für die Zustandsschätzung im Fall 3

A.2 Ergänzende Informationen zur Simulationsumgebung

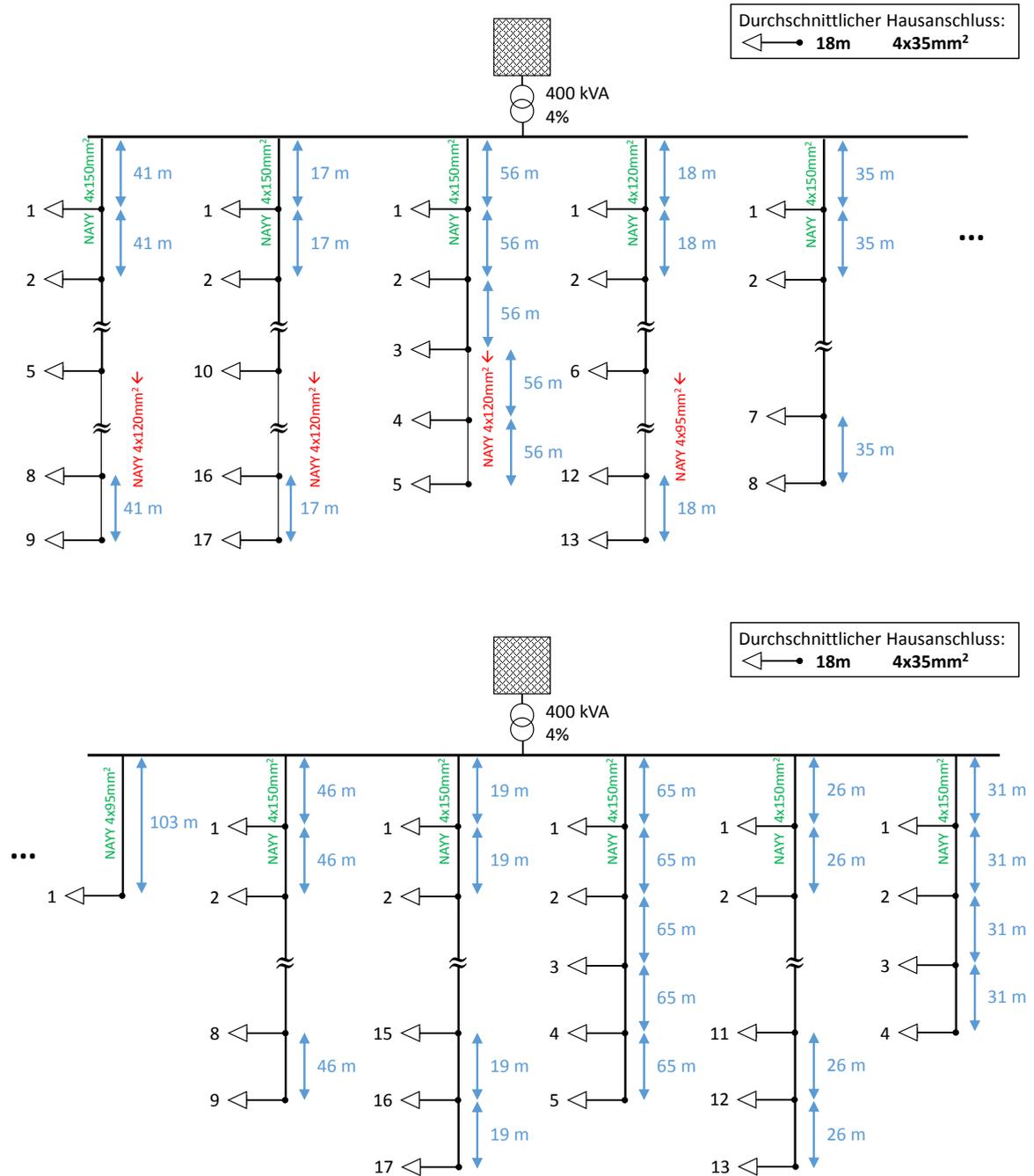


Abbildung A.4: Musternetz vom Typ Vorstadt (Netz V1) nach [Lin16]

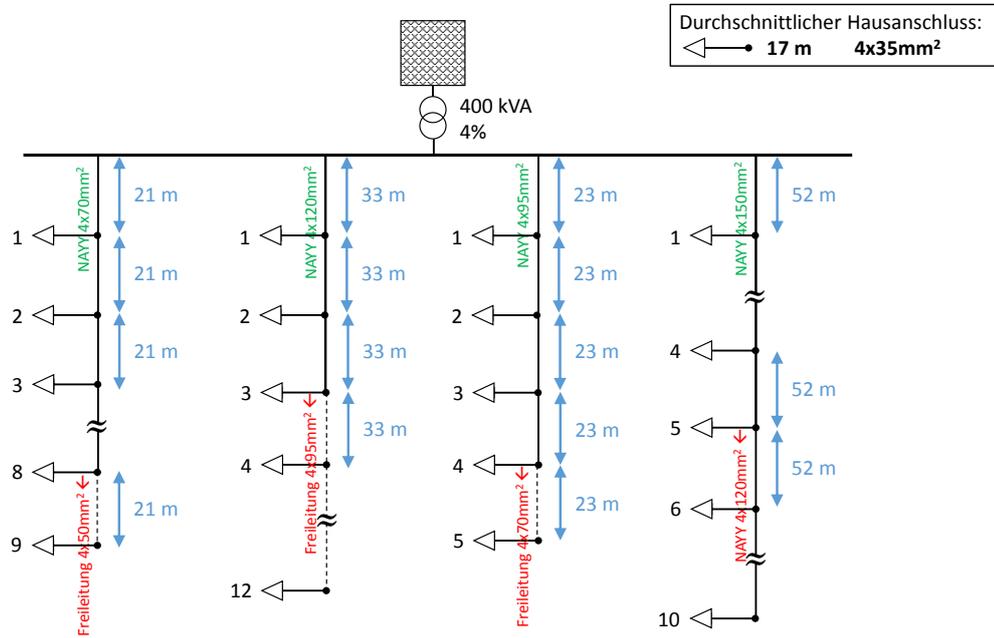


Abbildung A.5: Musternetz vom Typ Dorf (Netz D1) nach [Lin16]

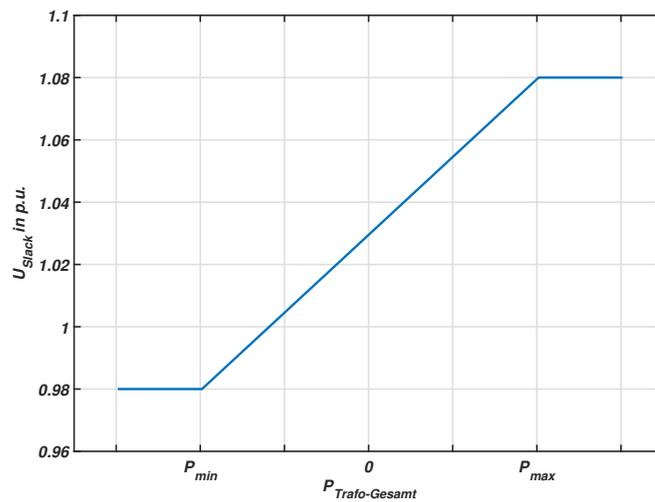


Abbildung A.6: MS-Slackspannung in Abhängigkeit vom aktuellen NS-Lastfluss

A.3 Ergänzende Informationen zu den Ergebnissen

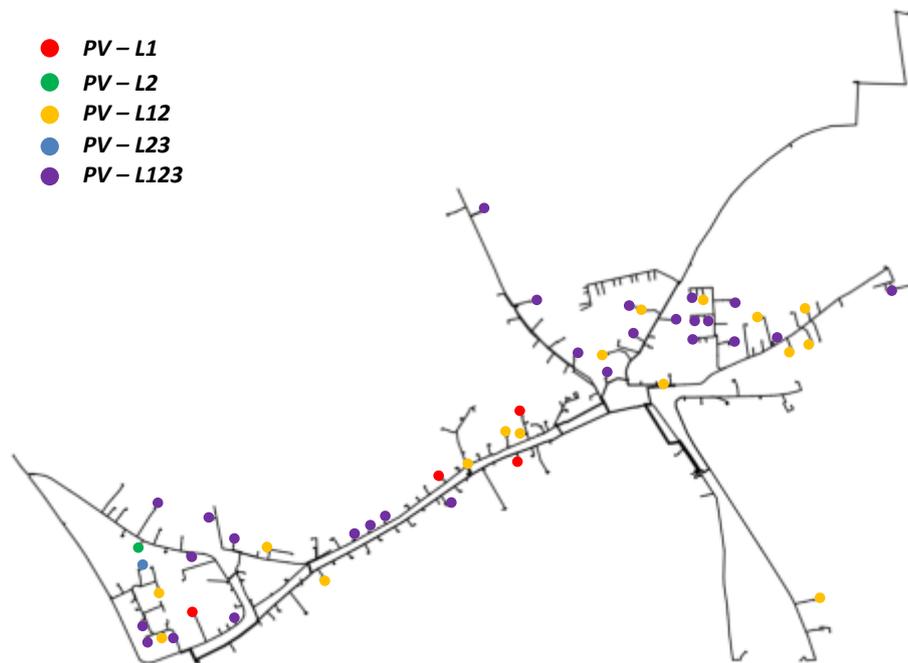


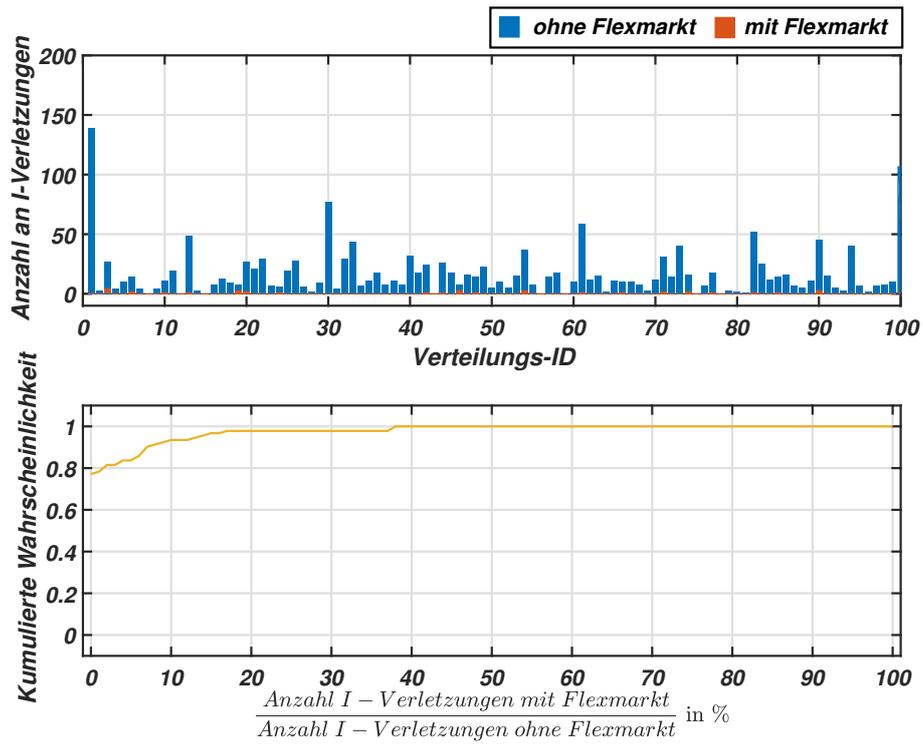
Abbildung A.7: Positions- und Phasenverteilung aller PV-Anlagen in der repräsentativen Verteilung des Netzgebiets R1

	Anzahl ohne Flexmarkt	Anzahl mit Flexmarkt
Sommer		
U-L1	12379	5457
U-L2	9610	3017
U-L3	0	0
I-L1	16	10
I-L2	24	20
I-L3	0	0
I-NL	31	5
Winter		
U-L1	0	0
U-L2	0	0
U-L3	0	0
I-L1	9	0
I-L2	4	0
I-L3	5	0
I-NL	0	0

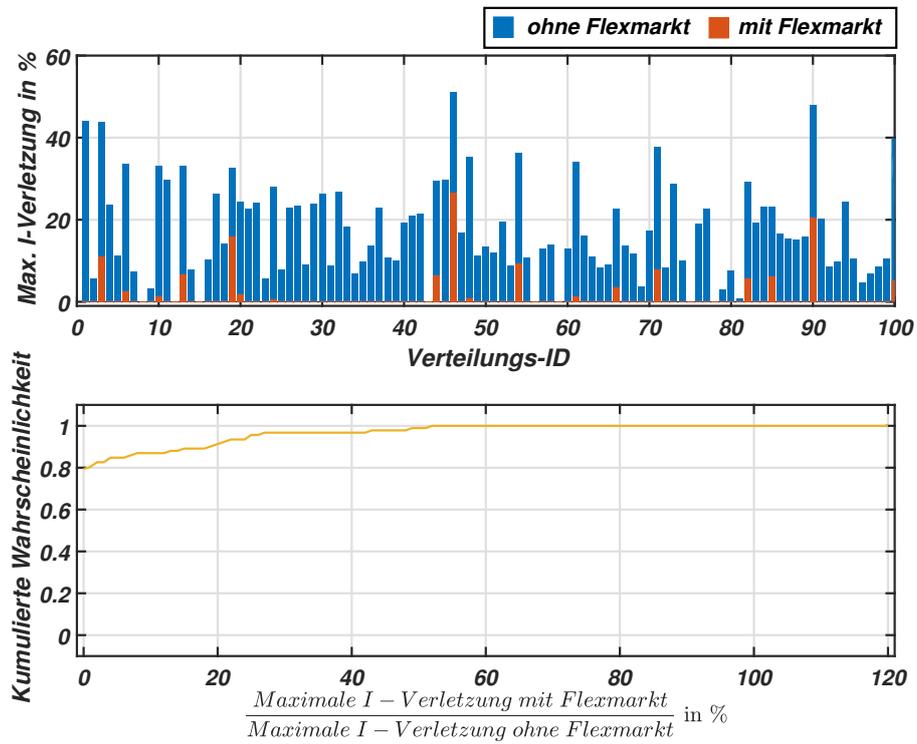
Tabelle A.1: Anzahl der Grenzwertverletzungen je Phase für die repräsentative Verteilung im Netzgebiet R1 in der simulierten Sommer- und Winterwoche

	Maximale Überschreitung ohne Flexmarkt	Maximale Überschreitung mit Flexmarkt	Maximale Unterschreitung ohne Flexmarkt	Maximale Unterschreitung mit Flexmarkt
Sommer				
U-L1	7,3 V	7,1 V	—	—
U-L2	5,3 V	5,0 V	—	—
U-L3	—	—	—	—
I-L1	9,2%	9,3%		
I-L2	10,9%	10,6%		
I-L3	—	—		
I-NL	28,3%	11,7%		
Winter				
U-L1	—	—	—	—
U-L2	—	—	—	—
U-L3	—	—	—	—
I-L1	14,0%	—		
I-L2	3,6%	—		
I-L3	7,4%	—		
I-NL	—	—		

Tabelle A.2: Maximale Über- und Unterschreitung je Phase für die repräsentative Verteilung im Netzgebiet R1 in der simulierten Sommer- und Winterwoche



(a) Anzahl an Leitungsüberlastungen mit und ohne Flexibilitätseinsatz



(b) Höhe der maximalen Leitungsüberlastung mit und ohne Flexibilitätseinsatz

Abbildung A.8: Leitungsergebnisse aller 100 Verteilungen für die simulierte Winterwoche im Netzgebiet R1

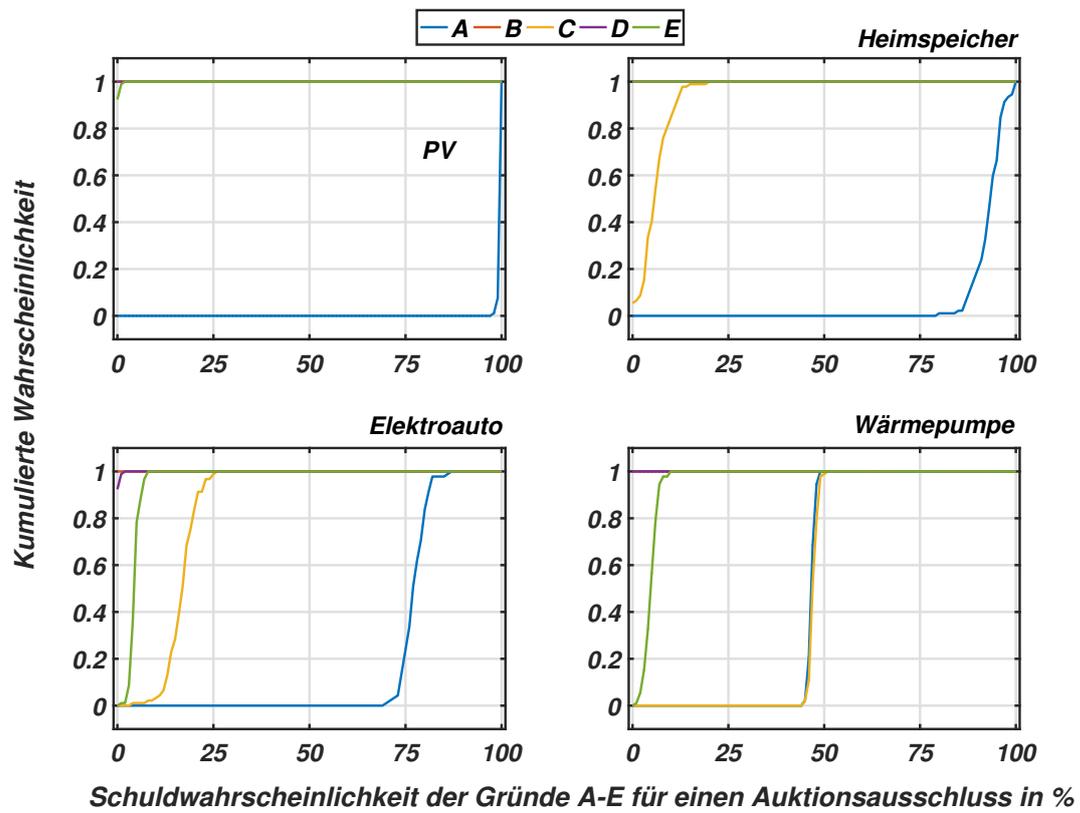
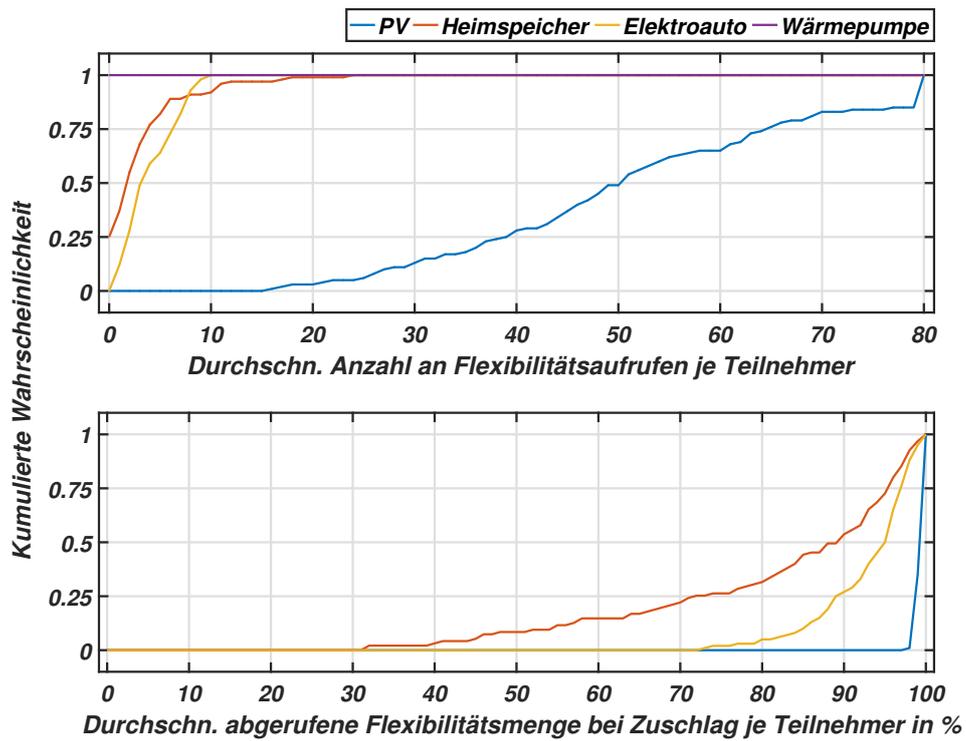
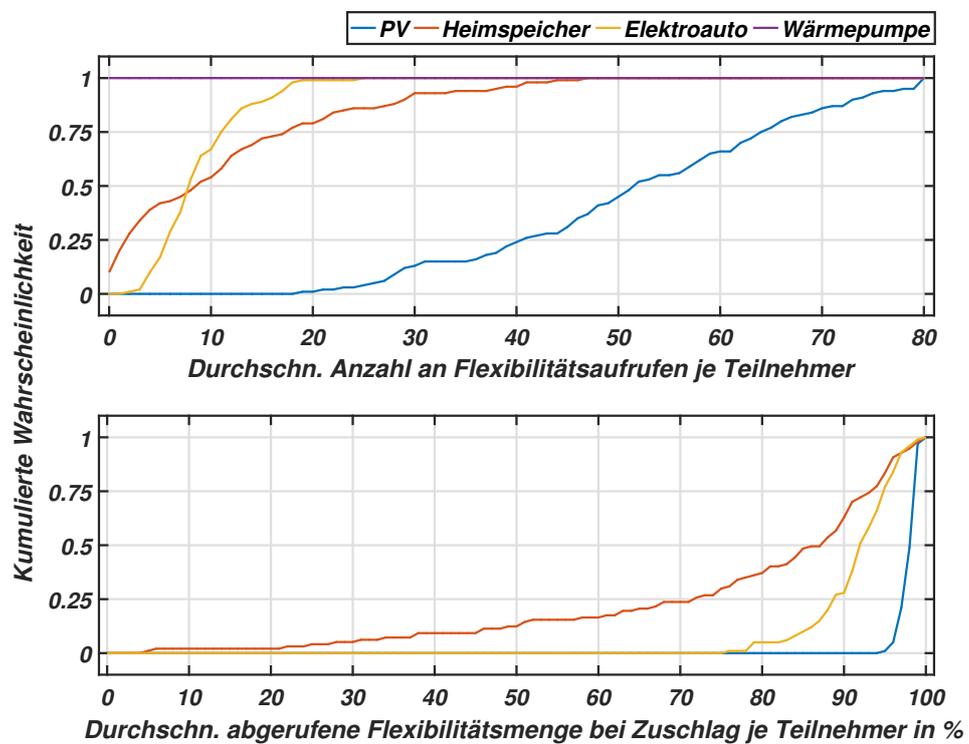


Abbildung A.9: Schuldwahrscheinlichkeit bei Nichtberücksichtigung auf dem Flexmarkt für eine repräsentative Winterwoche im Netzgebiet R1

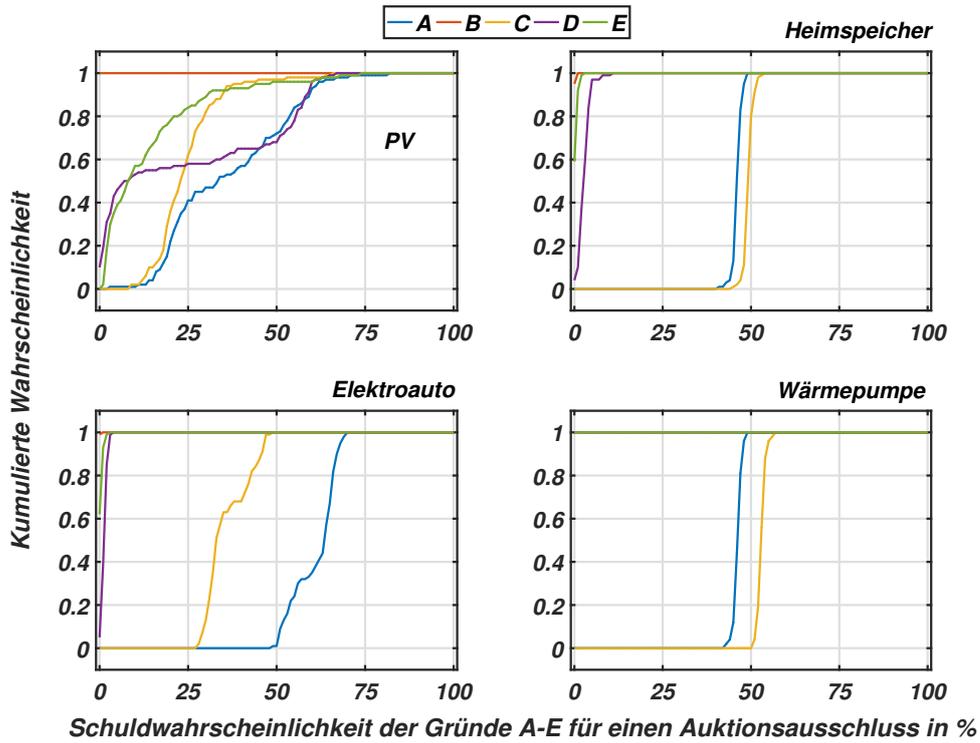


(a) Vorstadt

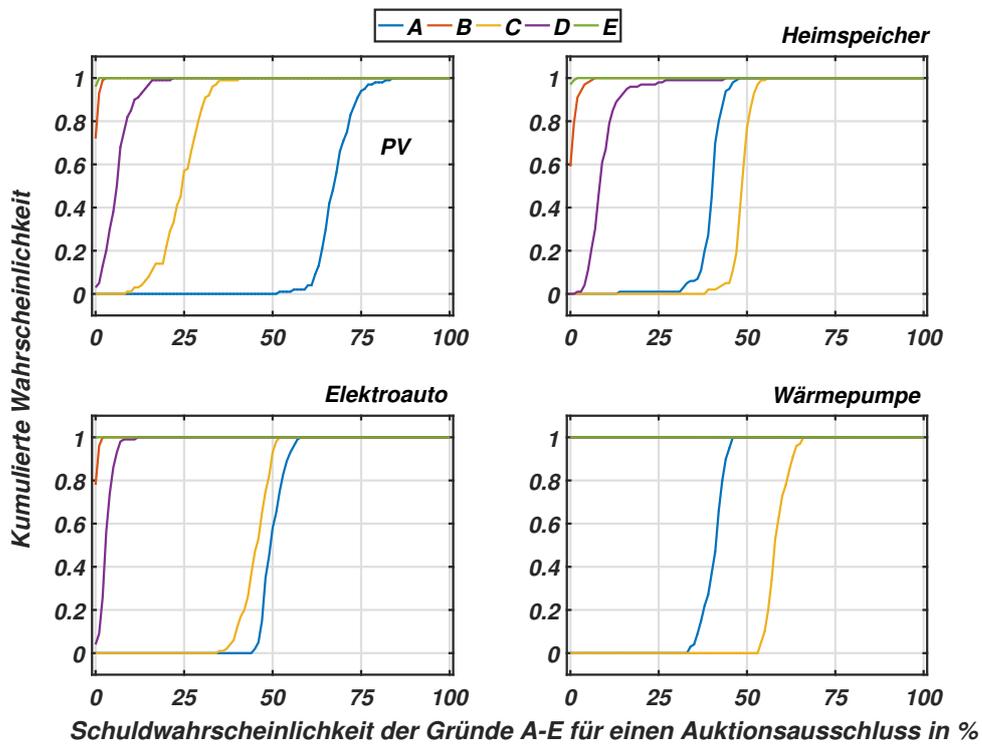


(b) Dorf

Abbildung A.10: Daten zum Flexibilitätseinsatz je Teilnehmerkategorie für eine repräsentative Sommerwoche im Netzgebiet V1 und D1



(a) Vorstadt



(b) Dorf

Abbildung A.11: Schuldwahrscheinlichkeit bei Nichtberücksichtigungen auf dem Flexmarkt für eine repräsentative Sommerwoche im Netzgebiet V1 und D1