

Steffen Schlegel

**Wahrung der Netzsicherheit durch Nutzung flexibler Lasten am
Beispiel des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen**

Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)

Herausgegeben von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger

(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)

an der Technischen Universität Ilmenau.

Band 15

Steffen Schlegel

**Wahrung der Netzsicherheit durch
Nutzung flexibler Lasten am Beispiel des
gesteuerten Ladens von
Elektrofahrzeugen**



Universitätsverlag Ilmenau
2016

Impressum

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Angaben sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau als Dissertation vorgelegen.

Tag der Einreichung: 3. Februar 2015
1. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Technische Universität Ilmenau)
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner
(Technische Universität Dresden)
3. Gutachter: Dr.-Ing. habil. Matthias Sturm
(Thüringer Energie AG)
Tag der Verteidigung: 22. Mai 2015

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

Universitätsverlag Ilmenau

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag

Herstellung und Auslieferung

Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

www.mv-verlag.de

ISSN 2194-2838 (Druckausgabe)

ISBN 978-3-86360-128-7 (Druckausgabe)

URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2015000554

Titelfotos:

© iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10

yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

Danksagung

Mein besonderer Dank gilt meiner Lebensgefährtin, meiner Familie, Freunden, meinem Doktorvater sowie den Kollegen des Fachgebiets Elektrische Energieversorgung

Kurzfassung

Die Erzeugungsstruktur für elektrische Energie im europäischen Verbundnetz ist geprägt von ökologischen, ökonomischen und sozialen Wandlungsprozessen. Diese Prozesse sind unter anderem an dem Ausbau Erneuerbarer Energien sowie durch den länderspezifischen Ausstieg aus der Kernkraftnutzung erkennbar. Mit der steten Veränderung der Erzeugungsstruktur ändern sich auch die Standorte der Erzeugung. Daraus resultiert eine zunehmende Belastung der elektrischen Netze, welche sich in der Folge vor allem im Anstieg von Gefährdungen der Netzsicherheit bemerkbar macht. Eine Anpassung der Last zur Reduzierung von Netzbelastungen kann ein probates Mittel zur Lösung des Problems darstellen. Insbesondere durch die zukünftige Beeinflussung von Elektrofahrzeugen während des Ladevorgangs kann eine flexible Leistung für den sicheren Betrieb elektrischer Netze zur Verfügung gestellt werden. Diese Arbeit widmet sich der Fragestellung, inwieweit die Nutzung von Elektrofahrzeugen der Wahrung der Netzsicherheit dienen kann. Für die Beantwortung der Fragestellung wird ein Verfahren vorgeschlagen, welches die bisher nicht berücksichtigten Anpassungsoptionen durch Elektrofahrzeuge methodisch bestimmt und in eine mit technologischen Alternativen vergleichbare Beschreibungsform überführt. Weiterhin wird eine innovative Methode zur optimalen Bestimmung der Anpassungsmaßnahmen vorgeschlagen. Dabei findet das $(n-1)$ -Netzsicherheitskriterium zur Beurteilung des Netzbetriebszustandes Anwendung. Zudem wird eine Entkopplung der rechenintensiven Ausfallsimulation von der eigentlichen Optimierung betrachtet. Der zur Optimierung verwendete genetische Optimierungsalgorithmus, welcher den Kern der Methode darstellt, erweist sich als besonders robust für Optimierungsprobleme von Netzen mit hoher Knotenanzahl und einer gemischten Art von Steuerungsvariablen. Zusätzlich können in der Optimierung neben dem Netzsicherheitsproblem beliebige partielle Optimierungsziele formuliert werden. In Bezug auf die wechselnden Anforderungen an die Netzführung, die teilweise im Rahmen der Modellierung nicht vollständig beschreibbar sind, erscheint die damit gegebene Adaptierbarkeit als besonderer Vorteil. Die dargestellte Methode wird, basierend auf stationärer Netzberechnung, an einem realistisch modellierten Höchstspannungsnetz verifiziert. Unter Nutzung der beschriebenen Methoden werden numerische Fallstudien durchgeführt. Als Ergebnis kann festgestellt werden, dass bei entsprechender Anzahl an Elektrofahrzeugen ausreichend flexible Leistung bereit gestellt werden kann, um die andernfalls notwendige Reduzierung der Einspeiseleistung von Erneuerbaren Energien-Anlagen zur Wahrung der Netzsicherheit zu vermeiden.

Abstract

The structure of electricity generation in Europe is being shaped by ecological, economic and social processes of change. These processes are recognizable through the expansion of renewable energy sources and also in countries participating in nuclear power phase-out. With the constant change of the generation structure the locations of electricity production are shifting. This results in an increased loading of electricity power grids, which compromises grid security. An effective way to prevent this grid insecurity problem is the usage of remedial actions by the adjustment of electrical loads. In particular, utilizing the flexible charging process of electric vehicles can provide additional reserves for a secure system operation in future. This thesis is devoted to the question how electric vehicles could contribute to system security. The proposed method determines the unconsidered capability of remedial actions through electric vehicles. Furthermore, an innovative method for optimal determination of remedial actions is proposed. Thereby N-1-criteria is utilized for assessing the system state. In addition, a decoupling of the computationally intensive outage simulation from the proper optimization is proposed. A major part of the optimization process is the use of a genetic algorithm. This method was selected due to the applicability to large-scale power systems with mixed type of control variables. In addition, any partial optimization objectives can be formulated, which is an advantage in the situation of shifting requirements for system operation. The proposed method is verified based on stationary power flow calculation in a real world large-scale power system. Numerical case studies will be provided. Utilizing electric vehicles will lead to the effect that there will be significant additional reserves for remedial actions. In the end, the thesis will point out that a certain amount of electric vehicles could prevent renewable energy systems from being shut down in case of insecure system state.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Entwicklungstrends im Bereich des elektrischen Energiesystems	1
1.2	Forschungsfragen	5
1.3	Vorgehensweise.....	6
2	Stand der Technik	8
2.1	Network Codes.....	8
2.2	ÜNB Netzsicherheits-Kooperationen	9
2.3	Netzbetriebszustände.....	12
2.4	Netzbetrieb Deutschland	15
2.5	Allgemeine Maßnahmen der Netzführung	16
2.6	Maßnahmen zur Wahrung der Systemsicherheit (<i>Remedial actions</i>).....	21
2.7	Anforderungen der Netzführung an flexible Lasten.....	25
2.8	Stand der Technik zu flexiblen Lasten	27
2.9	Zusammenfassung: Stand der Technik	29
3	Evaluierung der Netzführung.....	30
3.1	Kennzahlen der Netzführung (KPIs)	30
3.2	Fallstudie: Netzführung in der Praxis	36
4	Elektrofahrzeuge in der Netzführung.....	41
4.1	Elektrofahrzeuge als flexible Last.....	41
4.2	Arten des gesteuerten Ladens.....	42
4.3	Nutzungsverhalten.....	43
4.4	Methode zur Bestimmung der flexiblen Flottenleistung.....	45
4.5	Modellierung eines Untersuchungsnetzes	54
4.6	Festlegung von Arbeitspunkten und Anpassungsoptionen	66
4.7	Überführung in ein numerisches Berechnungsmodell.....	67
4.8	Netzbetriebszustandsbewertung – Ausfallsimulation	69
4.9	Algorithmus zur Bestimmung von Anpassungsmaßnahmen - SCOPF.....	70
4.10	Zusammenfassung der Modellierung	84

5	Falluntersuchung.....	85
5.1	Eignung von EF zur Wahrung der Netzsicherheit	88
5.2	Sensitivität der Eignung von EF zur Wahrung der Netzsicherheit durch EE-Faktoren	95
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	101
6.1	Zusammenfassung	101
6.2	Ausblick.....	104
7	Literaturverzeichnis	106
A	Anhang.....	117
	Anhang A.1 – Fragebogen Netzbetreiber	117
	Anhang A.2 – Dateiformat Netzelementeigenschaften	120
	Anhang A.3 – Dateiformat Netzelementarbeitspunkte	122
	Anhang A.4 – Detailedarstellung SCOPF	123
	Anhang A.5 – Parametrierung Referenznetz.....	124
B	Abkürzungen	126
C	Formelzeichen.....	129
D	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	132

1 Einleitung

1.1 Entwicklungstrends im Bereich des elektrischen Energiesystems

Mit der ersten elektrischen Kopplung der nationalen 220-kV-Höchstspannungsnetze von Deutschland und Frankreich über die Schweiz im Jahr 1958, bekannt als „Stern von Laufenburg“ [1], wurde der Grundstein für ein europäisches, synchrones Drehstromnetz gelegt. Ziel war es, die Versorgungssicherheit innerhalb der teilnehmenden Länder stetig zu verbessern. Im Laufe der Jahre wurde das Verbundgebiet stetig erweitert und bildet das heutige *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E). Wichtige Grenzmarken dabei sind [2]:

- 1987 Erweiterung des synchronen Netzgebietes um Spanien, Portugal, Griechenland und Jugoslawien
- 1995 Erweiterung der synchronen Netzgebietes um Ostdeutschland, Polen, die Tschechische Republik, die Slowakische Republik und Ungarn
- 2003 Erweiterung des synchronen Netzgebietes um Bulgarien und Rumänien.

Neben der technischen Erweiterung des Verbundsystems war die europäische Staatengemeinschaft ebenfalls bestrebt, einen einheitlichen Energiemarkt zu schaffen. Dieses Vorhaben manifestierte sich in zwei wesentlichen Grenzmarken:

- 1999 Eröffnung und Teilliberalisierung des europäischen Energiemarktes
- 2007 Europäische Energiemarktöffnung, Netzzugang Dritter und Einführung der freien Versorgerwahl

Einen weiteren Entwicklungstrend stellt die europaweite Umstrukturierung der Erzeugungszusammensetzung dar. In Abbildung 1.1 ist die zeitliche Entwicklung der installierten Erzeugungskapazität für die Jahre 2010 bis 2013 dargestellt. Dabei ist vor allem ein Zubau von Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbarer Energien (EE) erkennbar. Im Jahr 2013 kann eine Gesamtkapazität von über 200 GW festgestellt werden. Weiterhin ist ein leichter Zuwachs an fossilen- und ein Rückgang von nuklearen Erzeugungskapazitäten zu konstatieren.

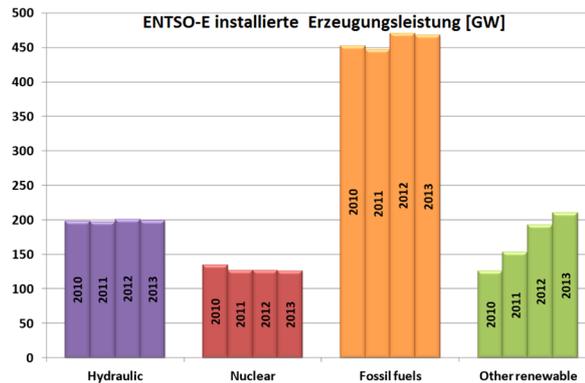


Abbildung 1.1 Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung in ENTSO-E [3]

Mit der Veränderung der Erzeugungsstruktur ändern sich auch die Standorte der Erzeugung. Die konventionellen Erzeugungsanlagen sind an entsprechende Standortvoraussetzungen gebunden [4, 5]. Bei witterungsabhängigen Erneuerbaren Energien (EE) wie der Windenergie (WIND) und der Photovoltaik (PV) werden insbesondere Standorte mit hohem Ertragspotential erschlossen [6]. In Abbildung 1.2 ist dargestellt, welcher Anteil an installierter Erzeugungskapazität im Jahr 2014 und 2025 für Erneuerbare Energien je europäischem Staat angenommen wird. Dabei ist ein wachsender Anteil an Erzeugungskapazität für nahezu alle europäischen Länder erkennbar. Jedoch wird auch deutlich, dass dieser mit unterschiedlicher Geschwindigkeit erfolgt. Vor allem für Deutschland wird im Jahr 2025 bereits ein Anteil an Erzeugungskapazität aus EE von mehr als 60 % angenommen.

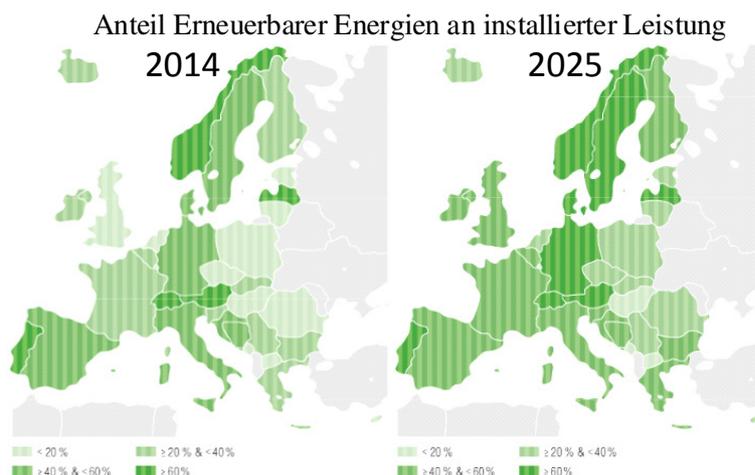


Abbildung 1.2 Anteil Erneuerbarer Energien an installierte Leistung im Jahr 2014 und 2025 [7]

Bei Erneuerbaren Energien besteht neben der Standortfrage zudem eine witterungsabhängige, unstetige Einspeisesituation. Zur Verstetigung könnten Energiespeichersysteme genutzt werden [8]. Dabei ist aber zu beachten, dass die bisherige Kapazität an Speichersystem, z.B. in Deutschland circa sieben Gigawatt installierte Leistung, für etwa acht Stunden Volllastbetrieb beträgt. Dies entspricht weniger als 3 % des täglichen Bedarfs. Um eine ausreichende Bedarfsdeckung zu erreichen, wäre der notwendige Zubau an Speichersystemen einschneidend [9]. Dies liegt vor allem darin begründet, dass bisherige Speichersysteme hauptsächlich auf Pumpspeichertechnologie basieren und ein Zubau in diesem Technologiepfad erhebliche Risiken und Schwierigkeiten birgt. Zum einen sind damit massive Eingriffe in Umwelt und Natur verbunden, deren gesellschaftliche Akzeptanz strittig ist [10]. Zum anderen ist die Installation von Pumpspeichersystemen an enge topografische und geologische Parameter gebunden, womit sich begrenzte geografische Verteilungsmöglichkeiten ergeben und erneut eine Verschiebung von Erzeugungskapazitäten einhergeht. Aus den zuvor beschriebenen Aspekten lassen sich zusammenfassend folgende Entwicklungen für das elektrische Energiesystem ableiten:

- Schaffung einer europaweiten Infrastruktur für Handel und Übertragung elektrischer Energie
- Zunehmende Verschiebung von Erzeugungsstandorten
- Zunehmende Witterungsabhängigkeit der Erzeugung
- Zunehmende Unstetigkeit der Erzeugung
- Unterschiedliche Geschwindigkeiten der genannten Trends innerhalb Europas

Herausforderungen und Problemstellung für den Netzbetrieb

Der mit den dargestellten Veränderungen im Energiesystem verbundene Anstieg von Leistungsflüssen stellt den Betrieb der Netze vor neue Herausforderungen. In Abbildung 1.3 ist die Entwicklung der Summe der europäischen grenzüberschreitenden Leistungsflüsse seit 1975 dargestellt.

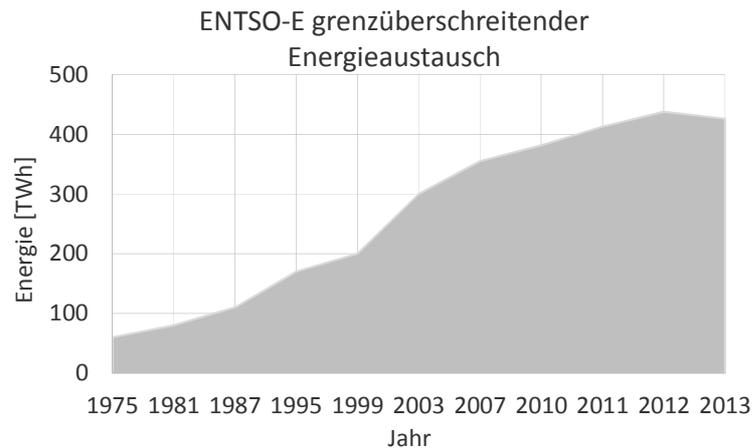


Abbildung 1.3 Entwicklung des europäischen grenzüberschreitenden Energieaustausches der ENTSO-E-Mitglieder seit 1975 [eigene Darstellung nach [11]]

Ein stetiger Zuwachs der ausgetauschten elektrischen Energie bedingt auch ein höheres Maß an Belastung der dafür notwendigen Betriebsmittel. Verantwortlich für den sicheren und zuverlässigen Betrieb sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Da es sich bei elektrischen Netzen um natürliche Monopole handelt, ist ihr Betrieb reguliert und als entkoppelt von Erzeugung und Verbrauch zu betrachten [12]. Daher ergeben sich für den Netzbetrieb die zuvor genannten Trends als Herausforderung [13], da er keinen Einfluss auf deren Ursache nehmen kann. Ausgenommen von der Trennung ist eine Gefährdung des sicheren Netzbetriebes infolge überhöhter Betriebsmittelbelastungen. Insbesondere seit 2010 lässt sich eine ansteigende Anzahl an Ausnahmesituationen bei den deutschen ÜNB feststellen. Im Jahr 2012 betrug die Anzahl bereits 7160 Stunden im Vergleich zu 2742 Stunden 2010. Insbesondere müssen trotz günstiger Witterungslage Windkraftanlagen immer häufiger durch die Netzbetreiber in ihrer Einspeisung reduziert werden [14] [15]. Diese Maßnahmen sind gegensätzlich zu dem geforderten ökologischen Leitziel, den energetischen Anteil an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2025 auf 45 % zu erhöhen [16].

Lösungsansatz

Eine lokale Erhöhung oder Reduzierung von elektrischen Lasten kann ein probates Mittel zur Reduzierung der Netzbelastung darstellen [17] [18]. Die dafür notwendige Lastflexibilität ist in Deutschland jedoch technisch nicht erschlossen [19]. Eine Option für flexible Lasten ergibt sich durch die zunehmende Einführung von Elektrofahrzeugen. Für die kommenden Jahre wird ein Markthochlauf erwartet, der für das Jahr 2020 zwischen 150.000 und 1,2 Mio. Elektrofahrzeuge [20] in Deutschland als möglich erachtet. Grundlage für den Einsatz als flexible Last ist die Mög-

lichkeit der Beeinflussung der Ladeleistung [21]. Damit kann durch jedes Elektrofahrzeug während des Ladevorgangs eine flexible Leistung für den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, der diese wiederum entsprechend seiner Bedürfnisse einsetzen kann

1.2 Forschungsfragen

Die vorliegende Arbeit widmet sich daher der Fragestellung

Sind, dargestellt, am Beispiel der Elektrofahrzeuge, flexible Lasten für einen zukünftigen Einsatz durch die Netzführung zur Wahrung der Netzsicherheit geeignet?

Deren Beantwortung soll anhand weiterer Forschungsfragen erfolgen. In Abbildung 1.4 ist die Einteilung des Netzes nach Spannungsebenen und Netzgruppen skizziert. Für jede Spannungsebene und jede Netzgruppe können unterschiedliche Netzbetreiber für den Netzbetrieb verantwortlich sein. In jeder dieser Netzgruppen bestehen unterschiedliche Freiheitsgrade zur Beeinflussung der Zustandsgrößen des Netzes sowohl durch netzeigene Betriebsmittel als auch auf Erzeuger- und Abnehmerseite. Die besondere Herausforderung bei der Nutzung von Elektrofahrzeugen durch die Netzführung besteht dabei in der Bereitstellung von Flexibilität aus der untersten Spannungsebene für alle vorgelagerten Spannungsebenen und bedarf daher einer ganzheitlichen Betrachtung über die Grenzen einzelner Netzgruppen hinweg. Daher wird weiterhin die Frage beantwortet:

Können Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften als Last im Niederspannungsnetz eine für den Netzbetrieb nutzbare flexible Last bereitstellen?

Ebenfalls wird eine Lösung für die Frage gesucht:

Führt die Nutzung von Elektrofahrzeugen durch die Netzführung zu einer Verbesserung der Netzsicherheit und damit zur verbesserten Netzintegration von Erneuerbaren Energieanlagen?

Die formulierten Forschungsfragen sind nicht auf Deutschland allein bezogen, so dass mit der Methode zur Beantwortung der Forschungsfragen hier ein Verfahren vorgestellt wird, das auf unterschiedliche Netzstrukturen angewendet werden kann.

und in Kennzahlen formuliert. Weiterhin wird eine Expertenbefragung unter Teilnahme zentraler europäischer Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse festigen mit praktischer Relevanz den Zusammenhang zu bestehenden und zukünftigen Herausforderungen.

In **Kapitel 4** wird detailliert auf Elektrofahrzeuge als zukünftige flexible Last eingegangen. Es wird dargestellt, welche technischen Voraussetzungen gegeben sein müssen und welche Einschränkungen sich durch das Verhalten der Fahrzeugnutzer ergeben. Dabei werden insbesondere die Schlussfolgerungen umgesetzter Feldversuche berücksichtigt. Erstmalig wird eine Methode zur Bestimmung eines flexiblen Leistungsbandes vorgeschlagen, welches durch die Netzführung abgerufen werden kann. Weiterhin wird dargelegt, welches Konzept zur Untersuchung verwendet wird. Die Voraussetzungen und Ersatzmodelle zur Simulation elektrischer Netze werden formuliert. Dabei wird detailliert darauf eingegangen, welche Schritte notwendig sind, um die für die Beantwortung der Forschungsfrage geforderte Modellgenauigkeit zu erreichen. Weiterhin wird eine neuartige Methode zur Nachbildung der Netzführung auf Grundlage der erarbeiteten zukünftigen Anforderungen vorgestellt. Das Anwendungsgebiet der Methode ergibt sich durch die optimale Bestimmung von Eingriffsmaßnahmen durch den Netzbetreiber beim Auftreten von Verletzungen der Netzsicherheit. Eine Abgrenzung zu bisherigen Methoden ergibt sich u.a. durch:

- Berücksichtigung der gesetzlich vorgegebenen, zustandsabhängigen Freiheitsgrade
- Anwendbarkeit auf große Netze mit hoher Anzahl dezentraler Anlagen
- Berücksichtigung von Wirk- und Blindleistungsmodellen
- Anwendbarkeit auf beliebige Spannungsebenen

Nach einer allgemeinen Verifikation der Methode anhand eines Standard Referenznetzes findet die Anwendung auf eine komplexe reale Höchstspannungsnetzstruktur statt.

In **Kapitel 5** werden die ausgearbeiteten Methoden und das umfangreiche Modellnetz zur Durchführung von Fallstudien genutzt. Es wird detailliert beschrieben, wie sich die zuvor bestimmte flexible Leistung von Elektrofahrzeugen auf die Netzsicherheit in dem Modellnetz auswirkt. Schließlich wird damit die Beantwortung der formulierten Forschungsfrage vorgenommen.

In **Kapitel 6** wird eine Zusammenfassung der erreichten Ergebnisse sowie ein Abgleich mit den anfänglichen Zielsetzungen vorgenommen. Weiterhin werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst. Den Schluss der Arbeit bildet ein Ausblick auf weiterführende Forschungsfragen mit entsprechenden Handlungsempfehlungen.

2 Stand der Technik

Die Darstellung in Abbildung 2.1 zeigt schematisch die Organisation des Netzbetriebes durch die Netzbetreiber. Jeder Netzbetreiber ist dabei für einen definierten Netzbereich verantwortlich. Die Übertragung elektrischer Energie hält sich jedoch nicht an organisatorische Grenzen. Nachfolgend wird dargestellt, welche organisatorischen Vereinbarungen getroffen werden, um dennoch einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten.

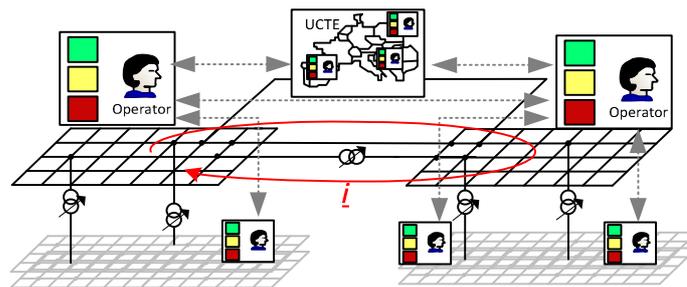


Abbildung 2.1 Schematische Darstellung des Abstimmungsbedarfs des Netzbetriebs

2.1 Network Codes

Zur Durchführung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes in einem Verbund verschiedenster Übertragungsnetzbetreiber sind gemeinsam vereinbarte Regeln unumgänglich. Lange Zeit galt das *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity-Operation Handbook* (UCTE-OH) als Grundlage für den gemeinsamen Netzbetrieb [22]. Die daraus resultierenden Umsetzungen in nationale Grid Codes stellten die rechtliche Grundlage für den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber und die Organisation seines Netzbetriebes dar. Mit den zuvor beschriebenen Herausforderungen erwies sich dieses Vorgehen als nicht mehr ausreichend und die Regelung des Netzbetriebes durch Grid Codes wurde mit dem Dritten Energiepaket der EU [23] reformiert. Die durch ENTSO-E vorgeschlagenen Network Codes unterliegen zudem einer inhaltlichen Gliederung in thematische Teilbereiche des Netzbetriebes, für die es jeweils einen gesonderten Grid Code gibt, während das UCTE-OH diese Einteilung nicht vornahm. Jeder durch die EU angenommene Network Code gilt unmittelbar als Anlage zur EU-Verordnung (EC) 714/2009 [24] und hat damit bindenden Charakter für die Übertragungsnetzbetreiber [25].

In Abbildung 2.2 ist der Vergleich der aus UCTE-OH und ENTSO-E Grid Codes ersichtlich. Ein weiterer Fokus dieser Arbeit wird sich aufgrund der zuvor beschriebenen Forschungsfrage auf den Bereich System Operation beschränken und die Bereiche Network Connection und Electricity Markets nicht weiter behandeln. Da sich die Einführung der ENTSO-E Grid Codes in Teilen noch im laufenden Verfahren befindet, werden nachfolgend Aspekte des „UCTE-OH-P3“ [26] [27] als

auch „ENTSO-E Grid Code NC-OS“ [28] berücksichtigt und bilden damit den Fokus und die Grundlage der weiteren Ausführungen.

UCTE-OH		ENTSO-E Grid Codes		
(P1) Load-Frequency Control and Performance	(P5) Emergency Procedures	Network Connection	System Operation	Electricity Markets
(P2) Scheduling and Accounting	(P6) Communication Infrastructure	(NC RfG) - Requirements for Grid Connection applicable to all Generators	(NC OS)- Operational Security	(NC CACM)- Capacity Allocation and Congestion Management
(P3) – Operational Security	(P7) Data Exchanges	(NC DCC) - Demand Connection	(NC OPS)- Operational Planning and Scheduling	(NC FCA)- Forward Capacity Allocation
(P4) Co-Ordinated Operational Planning	(P8) Operational Training	(NC HVDC)- High Voltage Direct Current	(NC LFCR)- Load Frequency Control and Reserves	(NC EB)- Electricity Balancing
			(NC ER)- Emergency and Restoration	

Abbildung 2.2 Vergleich UCTE-OH mit ENTSO-E Grid Codes

2.2 ÜNB Netzsicherheits-Kooperationen

Mit der Zunahme grenzüberschreitender Leistungsflüsse rückt die technische Koordinierung des Netzbetriebes in den Fokus der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Eine besondere Rolle spielt dabei die Koordinierung der Netzsicherheit. Die koordinierende Rolle übernehmen verschiedene sogenannte *Regional Security Coordination Initiatives* (RSCI). In Abbildung 2.3 ist deren geografische Aufteilung dargestellt. Wesentliche Ziele der RSCI sind die Erstellung gemeinsamer Datenmodelle für Netzsicherheitsanalysen, Sichtbarkeit des Systemzustandes in Echtzeit sowie Durchführung gemeinsamer Schulungsmaßnahmen [29]. Nachfolgend werden ausgewählte RSCI näher erläutert.

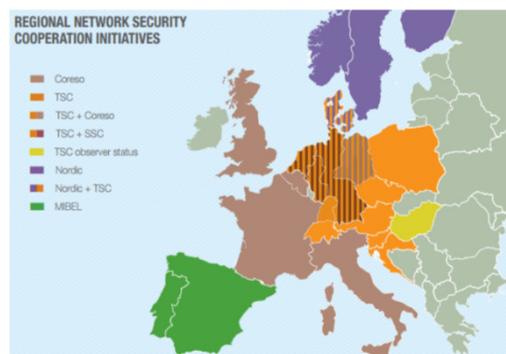


Abbildung 2.3 Mitglieder in Netzsicherheitskooperationen [30]

Transmission System Operator Security Cooperation (TSC)

Die im Dezember 2008 gegründete TSC-Initiative stellt die enge Zusammenarbeit von zehn gleichberechtigten europäischen ÜNB dar. Ziel der Initiative ist eine Verbesserung der Netzsicherheitsanalysen und eine länderübergreifende Koordinierung von Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit. Seit Juli 2013 betreibt die TSC-Initiative ein gemeinsames Koordinierungsbüro mit Standort München (TSCNET Service GmbH) und unterstützt u.a. die Leitwarten der ÜNB bei der gegenseitigen Koordinierung von Maßnahmen zur präventiven Abwehr von Gefährdungssituationen der Netzsicherheit [31]. Die Durchführungsverantwortung bleibt dabei stets bei den ÜNB.

Ein wichtiges Instrument bei der Koordinierung stellt das *Common Tool for Data Exchange and Security Assessments* (CTDS) dar. Das CTDS-System ist eine IT-Plattform für den Datenaustausch und der (n-1)-Sicherheitsanalyse. Die Plattform erlaubt es den beteiligten ÜNB, die eigenen Netzberechnungsmodelle zu korrigieren, die Resultate der europäischen Netzsicherheitsanalyse zu untersuchen und, falls notwendig, koordinierte Gegenmaßnahmen zu implementieren. Alle kontinentaleuropäischen ÜNBs stellen täglich jeweils ein prognostiziertes Netzberechnungsmodell in stündlicher Auflösung zur Verfügung (Day-ahead Prozess).

Darüber hinaus liefern die TSC Mitglieds-ÜNB stündliche Aktualisierungen (Intra-day Prozess) der Netzdatenmodelle für alle verbleibenden Stundenintervalle des aktuellen Tages [32]. Die Prognoseerte für Einspeisung, Last und verfügbare Betriebsmittel werden dabei im einheitlichen UCTE-DEF-Format [33] zur Verfügung gestellt. Das einheitliche Dateiformat stellt dabei die Basis für eine gemeinsame Netzsicherheitsanalyse, den *Day Ahead Congestion Forecast (DACF)* dar. Die einzelnen Datenmodelle werden in der CTDS-Plattform zusammengeführt und auf Modellinkonsistenzen sowie Konformität mit den Qualitätskriterien geprüft. Erfasste Modellinkonsistenzen werden dabei automatisch korrigiert und qualitativ ungenügende Datensätze durch einen historischen Ersatzdatensatz substituiert. Mit dem extrahierten Gesamtmodell Common Grid Model wird ein Lastfluss sowie eine Ausfallsimulationen durchgeführt, deren Ergebnisse den beteiligten ÜNB zur Verfügung gestellt werden.

Neben den Routineberechnungen im regulären Prozess können die beteiligten ÜNBs weitere Studien mit alternativen Ausfalllisten oder zusätzlichen Gegenmaßnahmen durchführen. In einer täglichen gemeinsamen Telefonkonferenz werden die Ergebnisse zusätzlich ausgewertet und eventuell notwendige Gegenmaßnahmen zur präventiven Abwehr von Gefährdungssituationen der Netzsicherheit koordiniert. Die TSCNET Service GmbH ist dabei für die Einhaltung des Prozesses rund um die Uhr verantwortlich, sie betreibt die Videokonferenzplattform (*Virtual Control Center*) und forciert eine kontinuierliche Verbesserung der Qualität des Datenmodells. Die Vide-

okonferenzplattform ermöglicht die gemeinsame Bewertung der Ergebnisse der Netzsicherheitsrechnung und die Erarbeitung von Gegenmaßnahmen. Das System dient dabei als sog. *Virtual Control Center* zur Besprechung der Ergebnisse des *Day-ahead*-Prozesses, kann aber auch jederzeit durch die beteiligten ÜNBs für eine ad-hoc Besprechung der stündlichen Situationsbewertung genutzt werden.

Durch eine ex-post Analyse und einen Vergleich der Datensätze, welche täglich im *Day-ahead* und stündlich im *Intra-day* Prozess mit Echtzeitdatensätzen abgeglichen werden, können systematische Fehler im Prognoseprozess identifiziert werden. Die wichtigsten Schritte sind dabei:

- 18:00 Uhr erste Modellzusammenführung in DACH-Files
- 19:40 Uhr Modellverbesserungen und Zusammenführung des Datenmodells
- 20:30 Uhr Ergebnis der Leistungsfluss- und Netzsicherheitsanalyse
- 21:00 Uhr tägliche Videokonferenz mit Leitwarten der ÜNB

Coordination of Electricity System Operator (CORESO)

Auf Betreiben der französischen und belgischen ÜNB eröffnete im Februar 2009 die gemeinsame technische Koordinierungsstelle CORESO mit Standort Brüssel. Ziel ist die Verbesserung der Netzsicherheit durch genauere Vorhersagen bezüglich der grenzüberschreitenden Leistungsflüsse durch gemeinsame Datenmodelle in der zentralwesteuropäischen Region (Frankreich, Belgien, Deutschland, Niederlande und Luxemburg). In einem Rund-um-die-Uhr Betrieb werden neben Kapazitätsberechnungen Netzsicherheitsanalysen in den Zeitbereichen *Day-Ahead* (DACH 1h) und Intraday (IDCF rollierend ¼-h) durchgeführt. Die daraus resultierenden Ergebnisse werden den ÜNB-Leitwarten zur Verfügung gestellt und Maßnahmen bei Gefährdung der Netzsicherheit empfohlen. Weiterhin unterstützt CORESO die ÜNB-Leitwarten im Falle von Großstörungen[34].

Security Service Centre (SSC)

Das Security Service Centre [35] mit Sitz in Rommerskirchen (Nordrhein-Westfalen) ist eine Koordinierungsinitiative der Netzbetreiber Amprion und Tennet. Zu den Aufgaben des Service Centres gehören die Durchführung des *Day-Ahead-Congestion-Forecast* (DACH) sowie die NTC-Bestimmung. Weiterhin werden Maßnahmen zur Netzsicherheit vorbereitet und koordiniert.

EAS & RAAS

Als weiteres Instrument der Koordinierung wurde in Folge der Großstörung vom 6. November 2006 das *European Awareness System* (EAS) bei allen Mitgliedsländern der ENTSO-E im April 2013 eingeführt [29]. Dieses Echtzeitsystem gibt allen angeschlossenen Netzbetreibern eine globale Sicht über den Zustand des Gesamtsystems. Weiterhin werden bei Großstörungen Informati-

onen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber ohne Zugang zu EAS bereitgestellt, die eine genauere Analyse der Ursache erlauben. Zu den übermittelten Messwerten gehören:

- Frequenz an verschiedenen Knoten
- Area Control Error (ACE)
- Geplanter und tatsächlicher grenzüberschreitender Leistungsfluss
- Einspeisung

Zusätzlich können Nachrichten sowie der Systemzustand des Übertragungsnetzbetreibers übermittelt werden. Mitglieds-ÜNB bei TSC verwendeten seit Juli 2009 das *Real-time Awareness and Alarm System* (RAAS) [36]. Dieses kann als Vorgängerversion des EAS gesehen werden.

Sonstige

Weitere Aufgabenfelder der Sicherheitsinitiativen umfassen u.a die Durchführung von Schulungen und Studien. Zu den nicht näher erläuterten Initiativen gehören *Mercado Ibérico de Energía Eléctrica* (MIBEL) [37] sowie EKC [38] für Teile von Süd-Ost-Europa.

Insgesamt stellen die Netzsicherheitsinitiativen Instanzen zur Optimierung des horizontalen Netzbetriebs der Übertragungsnetzbetreiber dar. Eine Koordinierung des vertikalen Netzbetriebes zwischen Übertragungsnetz und Verteilernetz sowie Verteilernetz und deren unterlagerte Verteilernetze wird dadurch nicht abgedeckt.

2.3 Netzbetriebszustände

Netzbetriebszustände beschreiben, ausgehend von den aktuellen Zustandsvariablen, den System-sicherheitszustand. Die Zustandsvariablen lassen sich dabei in zwei Gruppen einteilen:

- lokale Zustandsvariablen je Netzknoten und Zweig: $\underline{U}, \underline{I}$
- globale Zustandsvariablen: f , verfügbare Reserveleistung ΔP

Die Definition von Netzbetriebszuständen anhand der Zustandsvariablen kann variieren. Gründe hierfür sind unterschiedlich angenommene Grenzwerte für Betriebsmittelbelastungen. Weiterhin ist dabei von Bedeutung, in welcher Güte und Zeitfolge die Zustandsvariablen zur Bewertung vorliegen. Nachfolgend sollen daher ausgewählte Definitionen erläutert werden.

Nach [39] wird von fünf möglichen Zuständen ausgegangen. Diese sind in Tabelle 2.1 beschrieben.

Tabelle 2.1 Netzbetriebszustände nach [39]

Zustand	Bedingungen	Gegenmaßnahmen
<i>normal</i>	Alle Grenzbedingungen sind erfüllt. Für angenommene Störungen sind ausreichend Reserven vorhanden.	Nicht notwendig
<i>alert</i>	Sicherheitslevel unterschreitet festgelegten Grenzwert, aber Grenzbedingungen sind weiterhin erfüllt. Mögliche Ursachen: <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhte Wahrscheinlichkeit von Ausfällen (Stürme, Naturkatastrophen, u.ä.), • Reduzierung der Versorgungsreserven (nicht geplante Last oder Erzeugung,) • Reduzierung der Übertragungsreserve (Ausfall von Übertragungselementen) 	Präventive Maßnahmen <ul style="list-style-type: none"> • Anpassungen in Erzeugung • Beschaffung zusätzliche Reserven
<i>emergency</i>	Grenzbedingungen sind verletzt, da Gegenmaßnahmen im Zustand “ <i>alert</i> ” nicht ausreichend oder schnell genug ausgeführt werden können.	Notfallmaßnahmen erweitern die Maßnahmen des Zustandes “ <i>alert</i> ” um Auslösungen von lokalen Schutzeinrichtungen sowie schnellen Lastabschaltungen
<i>in extremis</i>	Grenzbedingungen sind verletzt und Systembilanz ist wesentlich gestört.	Lastabwurf und Systemauftrennungen
<i>restorative</i>	Es stehen noch Betriebsmittel zur Verfügung.	Wiederversorgung von Lasten und Wiederanbindung von Erzeugungseinheiten.

Die nach UCTE [27] definierten Zustände der Netzführung sind in Tabelle 2.2 dargestellt.

Tabelle 2.2 Netzbetriebszustände nach [27]

	<i>n</i> -Kriterium erfüllt	(n-1)- Kriterium erfüllt	Gegenmaßnahmen verfügbar
<i>normal</i>	Ja	Ja	Ja
<i>verletzbar</i>	Ja	nein	Ja
<i>gestört</i>	Nein	nein	Ja
<i>Kritisch</i>	Nein	Nein	Nein

Eine weitere mögliche Beschreibung der Netzbetriebszustände erfolgt durch das sogenannte Ampelkonzept [40]. Dieses soll für den deutschen Markt eine Regelung zur Interaktion zwischen Markt und Netzbetrieb schaffen. Grundlage dafür ist jeweils die Bewertung des jeweiligen aktuellen und prognostizierten Netzzustandes durch den für die Systemstabilität verantwortlichen Netzbetreiber (also nur ÜNB). Damit stellt das Ampelkonzept die Unterteilung von Marktzuständen dar.

Tabelle 2.3 Netzbetriebszustände nach BDEW

Zustand	Bedingungen	Gegenmaßnahmen
Grün	Keine kritischen Netzzustände	Nicht notwendig
Gelb	Lokale und globale Systemengpässe	<ul style="list-style-type: none"> • Netz- und marktbezogene Maßnahmen • Anpassungen von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen
Rot	Unmittelbare Gefährdung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Unmittelbarer Eingriff in eigene Betriebsmittel und/oder Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten • Notfallmaßnahmen

2.4 Netzbetrieb Deutschland

Die zu berücksichtigenden Aspekte des Übertragungsnetzbetriebes sowie mögliche Indikatoren zur Beurteilung der Versorgungssicherheit variieren je nach Marktumfeld und regulatorischen Rahmenbedingungen. Zwar beschreibt das UCTE-OH für den gemeinsamen europäischen Netzbetrieb Zielsetzung und Richtlinien, trotzdem kann die nationale Gesetzgebung nach dem Subsidiaritätsprinzip weitere Zielsetzungen definieren und somit gesonderte Anforderungen vorgeben. Der Betrieb von elektrischen Energieversorgungsnetzen im Allgemeinen unterliegt den rechtlichen Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [41], dessen Ausführungen den Handlungsspielraum der Netzbetreiber festlegen. Dabei werden unter anderem die *Allgemeinen Aufgaben* der Betreiber von Übertragungs- und Verteilernetzen definiert und gegeneinander abgegrenzt (Vgl. §3 (3) & (10) EnWG). Diese sind jeweils für den Betrieb ihres Netzes eigenständig verantwortlich. Der Begriff des Netzbetriebes stellt damit die allgemeine Aufgabenbezeichnung von Netzbetreibern dar und umfasst alle Teilbereiche, die für den sicheren Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems notwendig sind. Berücksichtigt man den Umstand, dass funktionsfähige Netze die Voraussetzung für das elektrische Energieversorgungssystem darstellen, ist der Begriff des Systembetriebs als äquivalent zu betrachten, sofern er sich auf das elektrische System bezieht. Spezielle Vorgaben zur vorrangigen Nutzung von EE sind im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) [42] geregelt. Der Netzbetrieb ist davon insofern betroffen, dass unter anderem die allgemeine Anschluss- und Abnahmepflicht der EEG-Anlagen definiert ist.

Da im Gesetz nicht die technische Durchführung geregelt sein kann, wird der Netzbetrieb um Richtlinien ergänzt, welche die technischen Anforderungen nach Übertragungs- und Verteilernetz unterscheiden und definieren. Für Übertragungsnetzbetreiber ist das UCTE-OH als Basis des europäischen synchronen Netzverbundes die zentrale technische Richtlinie und wird in die nationale Fassung des Transmission Codes (TC) [43] überführt. Für die Verteilernetzbetreiber ist entsprechend der Distribution Code [44] gültig, welcher jedoch nicht direkt einer gemeinsamen europäischen Vorgabe folgt.

Aus den Vorgaben für den Netzbetrieb aus Gesetzen und Richtlinien lassen sich nach Abbildung 2.4 drei wesentliche Zeitbereiche ableiten [45]:

Planung

Die Planung des Netzbetriebes umfasst u.a. die Bereitstellung der Netzinfrastruktur zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe. Dies findet beispielsweise in der Netzausbauplanung oder Wartungs- und Instandhaltungsplanung Anwendung und wird Jahre bzw. Monate im Voraus vorgenommen. Die Durchführung der Betriebsplanung erfolgt bis zu einem Tag im Voraus (D-1) und beinhaltet

u.a. die Überprüfung der Betriebsfähigkeit des zu betreibenden Netzes mittels DACF sowie die Festlegung der *Net Transfer Capacity* (NTC) [46]

Netzführung

Die Netzführung gewährleistet die Sicherstellung der Betriebsaufgabe im laufenden Prozess („heute für heute“) [43]. Dabei unterliegt das zu betreibende Netz einer stetigen Überwachung und ggf. Eingriffen zur Erfüllung von Vorgaben aus der Planung. Systemgefährdende Abweichungen von den in der Planung festgelegten Systemzuständen sind unmittelbar in der Netzführung durch mittel- oder unmittelbare Gegenmaßnahmen zu beseitigen. Die Netzführung ist für die Einhaltung der Systemsicherheit verantwortlich und wird in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert. Die Bezeichnung Systemführung ist dabei äquivalent zu sehen

Reporting

Alle Prozesse, welche zeitlich nach der Netzführung und Planung durchgeführt werden, bezeichnet man als Reporting. Hierbei werden u.a. Netzbetriebsstatistiken und Störungsberichte erstellt. Weiterhin betrifft dies auch die ex-post Kontrolle von Systemdienstleistungen und generelle Abrechnungsverfahren.

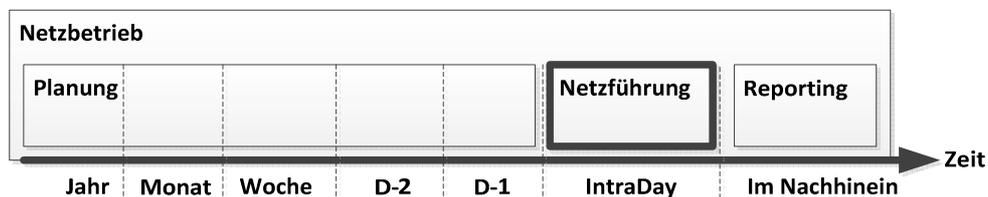


Abbildung 2.4 Zeitbereiche des Netzbetriebs; markiert ist der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Zeitbereich

Da sich die vorliegende Arbeit auf die Netzführung fokussiert, werden die Zeitbereiche Planung und Reporting nicht weiter thematisiert.

2.5 Allgemeine Maßnahmen der Netzführung

Die nachfolgend beschriebenen Maßnahmen der Netzführung umfassen ÜNB und Verteilernetzbetreiber (VNB), da diese mittel- und unmittelbar an der Netzführung beteiligt sind, wenngleich einige Verantwortungsbereiche in ihrer Koordinierungshoheit ausschließlich auf ÜNB beschränkt sind (gekennzeichnet durch *).

Die Aufgaben der Netzführung lassen sich in vier Hauptkategorien einteilen [43]:

- Überwachung und Schaltplandurchführung
- Spannungshaltung
- Wahrung der Systembilanz*
- Wahrung der Systemsicherheit

Netzbetreiber können auf eine Vielzahl an Einzelmaßnahmen zur Erfüllung der Aufgaben zurückgreifen. Zu beachten ist jedoch, dass die Anwendung der Maßnahmen an das Auftreten bestimmter Netzbetriebszustände gebunden ist. Die Netzbetriebszustände sind abhängig von Betriebsmittelbelastungen, Verfügbarkeit von Reserven und der Wahrscheinlichkeit von Störungen. Alle Maßnahmen sind nach dem Grundsatz der maximalen Wirksamkeit durchzuführen. Weiterhin gilt für alle Maßnahmen, dass sich dadurch keine Verschlechterung des Zustandes ergeben darf. Da Netzbetrieb und Energieerzeugung gesellschaftsrechtlich getrennt sind, hat der Netzbetreiber zudem keinen Einfluss auf Erzeugung und Verbrauch im *normalen* Netzbetriebszustand. In Abbildung 2.5 ist das sich aus den genannten Hauptkategorien ergebende Zustandsdiagramm dargestellt.

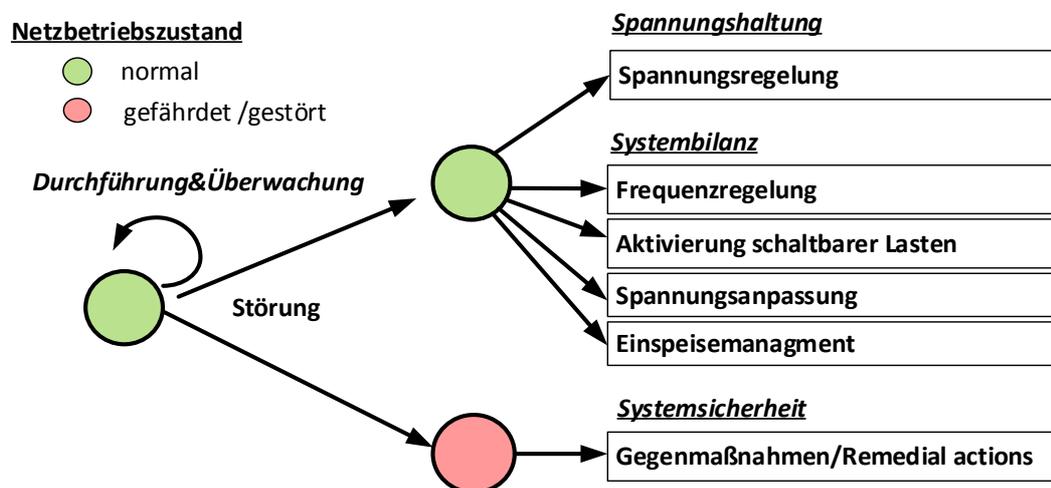


Abbildung 2.5 Zustandsdiagramm der Netzführung [47]

Zustandsdiagramm der Netzführung

Ausgangspunkt der Netzführung ist die Beobachtbarkeit des Systems. SCADA-basierte [48] [49] Leitsysteme mit angeschlossenen Feldgeräten liefern den Operatoren die notwendigen Informationen. Diese Informationen beziehen sich sowohl auf aktuelle Leitungsbelastungen, Knotenspan-

nungen, Einspeise- als auch Verbrauchswerte. Globale Informationen wie die Systemfrequenz werden an einem bestimmten Referenzknoten ermittelt. Unterschieden wird dabei nach Verantwortungsbereich (*Responsibility Area*) und Überwachungsbereich (*Observability Area*).

Der Verantwortungsbereich schließt den Netzbereich ein, der durch einen einzigen Netzbetreiber betrieben wird. Der Überwachungsbereich stellt eine Erweiterung dar und inkludiert u.a. relevante vor- oder nachgelagerte Netzbereiche bzw. Übertragungsbereiche mit Einfluss auf das eigene Netz. Voraussetzung dabei ist die Anbindung von Echtzeitinformationen an das SCADA-System sowie das Vorhandensein eines geeigneten Netzersatzmodells zur Ersatzwertbildung. Die Bewertung der Relevanz von benachbarten Betriebsmitteln für die eigene Netzführung erfolgt mittels Einflussfaktoren. [29].

Einen wesentlichen Bestandteil eines Leitsystems zur Netzführung stellt die Netzsicherheitsbewertung als Bestandteil der Höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) dar. Diese beruht auf dem (n-1)-Prinzip [50], bei welchem eine Ausfallliste mit Betriebsmitteln erstellt und nach deren Eintrittswahrscheinlichkeit eingestuft wird. Auf Basis der Echtzeitinformationen und eines hinterlegten Netzmodells wird der Netzzustand unter Annahme des Ausfalls des Betriebsmittels kalkuliert. Der jeweils an den Betriebsmitteln auftretende schlechteste berechnete Fall stellt das Ergebnis der Netzsicherheitsbewertung dar. Die Auswahl der Betriebsmittel, die in der Ausfallliste hinterlegt sind, kann durch den jeweiligen Netzbetreiber selbständig festgelegt werden, muss aber dem Grundsatz „*no cascading outside my border*“ [26] folgen.

Bei Betriebsmitteln mit erhöhtem Ausfallrisiko oder besonders hohem Einfluss bzw. hoher Auslastung kann auch eine Netzsicherheitsanalyse mit der (n-2) oder (n-k) Annahme vorgenommen werden [51]. Beispiele dafür sind Leitungstrassen mit mindestens zwei Drehstromsystemen durch Lawinengebiete, wie sie bei Trassenführungen durch Hochgebirge vorzufinden sind. Die Bewertung, ob aufgrund der Netzsicherheitsanalyse Gegenmaßnahmen ergriffen werden müssen, ist Bestandteil der Risikobewertung des Netzbetreibers. Dabei können externe Netzsicherheitsverletzungen geringer gewertet werden als interne Netzsicherheitsverletzungen. Die Netzsicherheitsanalyse unter Verwendung der Ausfallrechnung benötigt Rechenzeit und kann daher nur diskrete Zeitpunkte abbilden. Um die Mindestanforderung von einer aktualisierten Berechnung alle 15 Minuten einhalten zu können, wird u.a. auf vereinfachte und schnellere Berechnungsverfahren zurückgegriffen [52] [53]. Durch Fortschritte in der Rechentechnik haben sich die Berechnungszeiten jedoch verkürzt, so dass bei Übertragungsbetreibern Intervalle von 3 bis 5 Minuten üblich geworden sind [54]. Eine weitere Aufgabe der Netzführung ist u.a. die Durchführung von geplanten Schalthandlungen nach Vorgaben der Betriebsplanung.

Spannungshaltung

Die Einhaltung des gültigen Spannungsbereiches [55] ist für jeden Netzknoten bindend. Zum einen muss für jeden Knoten die Spannungsstabilität gewährleistet sein, zum anderen erzeugen hohe Spannungsbetragsunterschiede zwischen Netzknoten Blindleistungsflüsse, welche wiederum die Netzverluste erhöhen und die Wirkleistungsübertragungskapazität reduzieren.

Die Methoden zur Spannungshaltung bzw. Spannungsregelung können zwischen den Netzbetreibern variieren und sind immer von lokalen Gegebenheiten abhängig. Man kann dabei nach direkten und indirekten Methoden, wie in Abbildung 2.6 dargestellt, unterscheiden. Bei direkten Methoden nimmt der Netzbetreiber auf die ihm zur Verfügung stehenden Betriebsmittel Einfluss, wie z.B.:

- Vorgabe fester Blindleistungseinspeisungen angeschlossener Erzeugungsanlagen
- Stufbare Transformatoren
- Kapazitäts- oder Induktionsstufen, Schaltung von Leitungen

Die Maßnahmen werden so gewählt, dass sich die gewünschte Knotenspannung einstellt. Bei der indirekten Spannungsregelung wird für den Knoten eine Vorgabe der Sollspannung vorgenommen. Lokale Regelungen in den Betriebsmitteln stellen die notwendige Blindleistung bereit bzw. ändern ihre Arbeitspunkte, so dass sich eine unterstützende Wirkung ergibt. Transiente Stabilitätsuntersuchungen sind in der Regel nicht Teil der Netzführung. Die Einhaltung der sich daraus ergebenden Grenzwerte wird bisher mittels Anschlussbedingungen und Sicherheitsmargen realisiert.

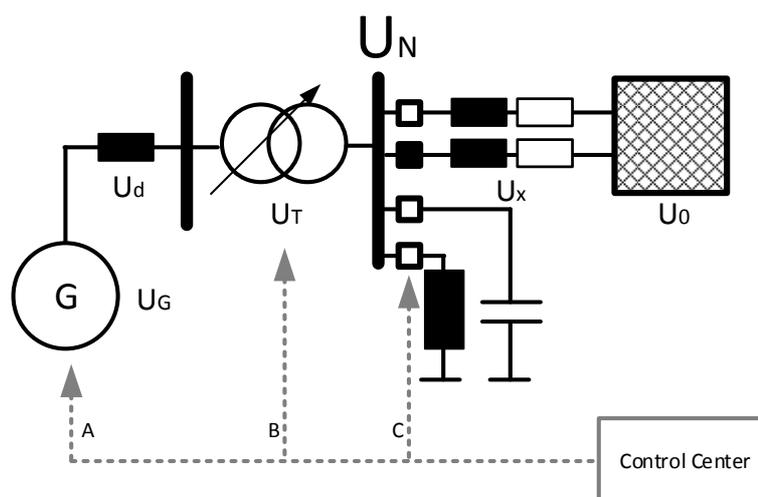


Abbildung 2.6 Rolle des Control Centers bei Spannungsregelung

Wahrung der Systembilanz

Eine der Schlüsselaufgaben in der europäischen Netzführung stellt die Einhaltung der Frequenzstabilität dar. Dazu wird jedem ÜNB die Wahrung der Systembilanz auferlegt. Im Gesamtverbund sind Abweichungen von der Systembilanz anhand der Frequenzabweichung direkt messbar. Jeder ÜNB ist innerhalb seiner Regelzone (Verantwortungsnetzbereich) für die Einhaltung der Systembilanz verantwortlich. Dabei wird neben der Frequenz auch der Leistungsaustausch mit benachbarten Regelzonen berücksichtigt. Die Einhaltung der Systembilanz basiert auf der reinen Anpassung der Wirkleistung durch Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten. Da sich diese aber nicht im unmittelbaren Einflussbereich des Netzbetreibers befinden, müssen mit regelbaren Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten vertragliche Vereinbarungen getroffen werden, die u.a. Erbringungs- und Vergütungskonditionen regeln. Für die deutschen ÜNB erfolgt diese über eine gemeinsame Regelleistungsmarktplattform [56]. Auf dieser vermarkten neben Erzeugungs- auch Verbrauchseinheiten ihre flexible Wirkleistungsbereitstellung oder -abnahme im Sinne der Systembilanz. Als kurzfristige Maßnahmen zur Einhaltung der Systembilanz ist u.a. die systemweite Spannungsanpassung vorgesehen. Dabei wird die Spannungsabhängigkeit von Verbrauchseinrichtungen [57] ausgenutzt. Insbesondere bei hohem Anteil Erneuerbarer Energie innerhalb einer Regelzone können größere Ungleichgewichte in der Systembilanz auftreten, die durch die vorherigen erwähnten Maßnahmen nicht beseitigt werden können. Unter diesen Voraussetzungen kann der Netzbetreiber auf das Einspeisemanagement [58] zurückgreifen und die sonst einspeisebevorzugten Erneuerbare Energieanlagen herabregeln. Die Abregelung der Wirkleistungseinspeisung erfolgt bei den deutschen ÜNB stufenweise in den Stufen 100/60/30/0 %, bezogen auf die Anschlussnennleistung einer Anlage [59]. Die Auswahl, welche Anlagen herabgeregelt werden und in welcher Stufe, obliegt dem Anschlussnetzbetreiber. Da nur eine geringe Anzahl an EE-Anlagen direkt im Übertragungsnetz angeschlossen ist, ist der ÜNB auf die Erfüllungshilfe der ihm nachgelagerten Verteilernetzbetreiber angewiesen. Das Einspeisemanagement [58] von EE-Anlagen ist so organisiert, dass nach einem definierten Schlüssel jeweils an die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilernetzbetreiber (zumeist 110 kV-Netze) die Aufforderung zur Reduzierung gegeben wird. Die Verteilernetzbetreiber führen ebenfalls nach einem Schlüssel diese Aufforderung für die in ihrem Netz befindlichen Anlagen aus und leiten die Aufforderung an nachgelagerte Verteilernetzbetreiber (kleiner 20 kV) weiter, die dem gleichen Arbeitsablauf folgen. Dieses Kaskadierungsprinzip [60] [61] soll die Einspeiseanpassung aus EE-Anlagen möglichst diskriminierungsfrei gewährleisten. Eine Rückmeldung der angepassten Einspeisung ist technisch nur bedingt realisierbar, kann aber anhand der Frequenz und der sich einstellenden Leistungsflüsse in der globalen Wirkung wahrgenommen werden. Daraus kann falls erforderlich eine weitere Verstärkung der Anpassung abgeleitet werden.

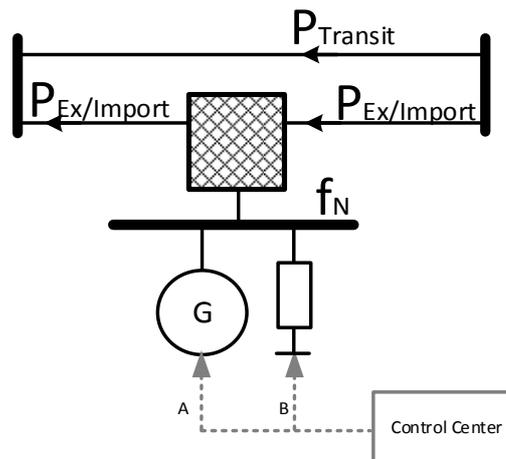


Abbildung 2.7 Rolle des Control Centers zur Wahrung der Systembilanz

2.6 Maßnahmen zur Wahrung der Systemsicherheit (*Remedial actions*)

Netzbezogene Maßnahmen

Eine Gefährdung der Netzsicherheit liegt vor, wenn die Netzsicherheitsanalyse ein Risiko indiziert bzw. der Netzbetriebszustand *normal* nicht mehr gegeben ist. Zur Wiederherstellung werden durch die Netzführung Gegenmaßnahmen eingeleitet, welche sowohl präventiv als auch kurativ erfolgen können. Einschränkungen für die Wahl der Gegenmaßnahmen stellt innerhalb dessen Geltungsbereich das EnWG dar. Daher sind zunächst durch den Netzbetreiber alle möglichen netzbezogenen Maßnahmen zu ergreifen, um die Systemsicherheit wiederherzustellen. Netzbezogene Maßnahmen haben keinen unmittelbaren Einfluss auf die Wirkleistungsbilanz und sind damit rückwirkungsfrei In Bezug auf den Energiemarkt. Im Einzelnen handelt es sich dabei um folgende Maßnahmen:

- **Topologiemassnahmen** – Hierunter sind alle Maßnahmen zu verstehen, die eine Änderung der Knotenadmittanzmatrix bewirken. Das können sowohl Umschaltungen von Leitungen als auch Änderungen in der Stufung von Stufenstellern sein. Zu der Gruppe an Maßnahmen gehört auch das Aussetzen von Schaltzustandsänderungen, welche vorher durch die Betriebsplanung festgesetzt wurden. Die Wirksamkeit der Maßnahmen ergibt sich hauptsächlich durch adaptierte Leistungsflussrichtungen auf weniger belastete Netzabschnitte.
- **Lokale Spannungsabsenkungen** – Durch Änderung der Sollspannung an ausgewählten Netzknoten kann bei gegebener Spannungsabhängigkeit der Lasten eine reduzierte Leitungsbelastung erreicht werden. Die Wirksamkeit der Maßnahme ergibt sich durch einen generell reduzierten Leistungsfluss [57].

- **Lokale Blindleistungsanforderungen** – Da Blindleistungsflüsse ebenfalls zur Leitungsbelastung beitragen, kann eine lokale Anpassung der Blindleistungsbereitstellung oder Entnahme zur Wiederherstellung der Netzsicherheit beitragen. Möglichkeiten und Grenzen zur Anpassung ergeben sich analog zu Maßnahmen der Spannungshaltung. [62]
- **Ausnutzung betrieblicher Toleranzen** – Die festgesetzte betriebliche Belastungsgrenze von Betriebsmitteln entspricht insbesondere bei Freileitungen nicht direkt der technischen Belastungsgrenze. Witterungseinflüsse haben auf die technische Belastbarkeit von Freileitungen einen spürbaren Einfluss [63][64][65]. Auf der anderen Seite können Betriebsmittel zeitlich eng begrenzt auch mit einer höheren als der gegebenen Belastung betrieben werden, sofern die entsprechenden Schutzeinrichtungen darauf abgestimmt sind. Sind Engpässe daher nur kurzzeitig zu erwarten, kann unter Bewertung des Ausfallrisikos, der Relevanz des Betriebsmittels und möglicher zusätzlicher Alterung eine höhere Belastung zulässig sein. Die Entscheidung darüber obliegt dem Netzführungspersonal.

Marktbezogene Maßnahmen

Innerhalb der beschriebenen netzbezogenen Maßnahmen gibt es keine Priorisierung, so dass der Netzbetreiber die für sich wirksamsten Maßnahmen selbst wählen kann. Generell haben netzbezogene Maßnahmen ein begrenztes Wirkpotenzial, so dass je nach Netzstruktur und Betriebsmittelbestückung diese sehr unterschiedlich ausfallen können. Ist die Anwendung der netzbezogenen Maßnahmen nicht ausreichend, um die Netzsicherheit wieder herzustellen, können marktbezogene Maßnahmen Anwendung finden. Dabei nimmt der Netzbetreiber Einfluss auf die Wirkleistungsbereitstellung und hat somit eine unmittelbare Rückwirkung auf den Energiemarkt. Im Sinne der Markttransparenz sind daher alle Maßnahmen veröffentlichungspflichtig nach §13(5) EnWG und [66]. Zu den marktbezogenen Maßnahmen zählen:

- **Anpassung der Regelleistungsbereitstellung** – Im Falle von Regelleistungsbereitstellung durch Anbieter kann der Netzbetreiber Anpassungen in der Abrufreihenfolge vornehmen, wenn der Abruf einen auftretenden oder zu erwartenden Engpass verstärken würde (Merit-Order-List Abweichung). Ein gezielter Abruf von Regelleistung, um einen Engpass zu reduzieren, wird nicht vorgenommen. [67]
- **Nationaler Redispatch** – Der Netzbereiter kann innerhalb seines Verantwortungsbereiches die Wirkleistungsbereitstellung von konventionellen Erzeugungsanlagen durch Aufforderung anpassen, um damit die Netzsicherheit herzustellen. Dabei müssen die Mindest- und Maximalerzeugungsleistung der Anlagen Berücksichtigung finden. Die Anpassungen müssen summenneutral und nach Maßgabe des geringsten Eingriffs erfolgen und vorher bei den betroffe-

nen Erzeugungsanlagen angemeldet sein [14] [15]. Nach [66] sind in Deutschland alle Erzeugungsanlagen größer 50 MW dazu verpflichtet, Anpassungsanforderungen zu folgen. Bei Erzeugungsanlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt dies nur bedingt.

- **Grenzüberschreitender Redispatch** – Hierbei erfolgt ein Redispatch innerhalb von mindestens zwei benachbarten Übertragungsnetzbetreibern. Die Anpassungsaufforderung geht jeweils vom verantwortlichen Anschlussnetzbetreiber an die Erzeugungsanlage. Außerhalb des Verantwortungsbereiches kennt der Übertragungsnetzbetreiber daher nicht die direkt angeforderten Erzeugungsanlagen. Diese Maßnahmen finden insbesondere bei Interkonnektoren zwischen ÜNB Anwendung.
- **Counter Scheduling / Counter Trading**– Diese Maßnahme bezeichnet den Kauf/Verkauf von Energiemengen durch den TSO zwischen mindestens zwei Preisgebieten. Die gehandelten Energiemengen werden wiederum an die Bilanzkreise innerhalb des Netzgebietes weitergegeben. Die Erfüllung des Handelsgeschäfts durch bestimmte Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ist dabei nicht vorgegeben [68] [69].
- **Lokales vertraglich vereinbartes Schalten von Lasten** – Dies stellt eine Anpassung der Wirkleistungsentnahme durch Verbrauchseinrichtungen dar und kann prinzipiell auf jeder Spannungsebene und damit durch jeden Netzbetreiber erfolgen. Dabei kann prinzipiell die Verbrauchseinrichtung eine erhöhte oder verminderte Leistung bereitstellen und ähnelt hinsichtlich des Effekts dem zuvor beschriebenen Redispatch. Der in dieser Arbeit betrachtete Einfluss flexibler Lasten auf die Netzsicherheit findet daher in dieser Maßnahmengruppe Anwendung.

Notfallmaßnahmen

Für die dargestellten marktbezogenen Maßnahmen ergibt sich untereinander keine Priorisierung. Sind auch die marktbezogenen Maßnahmen zur Wiederherstellung der Netzsicherheit nicht ausreichend, kann auf die Notfallmaßnahmen zurückgegriffen werden. Diese sind nach §13(2) EnWG als Ausnahme im Netzbetrieb und damit als letzte Option zur Erfüllung der Netzbetriebsaufgabe zu verstehen [70]. Die Maßnahmen umfassen im Einzelnen:

- **Anpassung der Übergabeleistung zum VNB** – Der für die Systemführung verantwortliche ÜNB kann während der Anwendbarkeit der Notfallmaßnahmen den angeschlossenen VNB zur Erfüllungshilfe bei der Einhaltung der Systemsicherheit nach §14 (1c) EnWG auffordern. Der aufgeforderte VNB ist für die Reduzierung der Übergabeleistung eigenständig verantwortlich und kann diese in der gleichen Maßnahmenkaskade ausführen, soweit ihm die tech-

nischen Mittel dazu gegeben sind. Der Abwurf von Lasten im Verteilernetz als Ultima Ratio stellt sich ausschließlich als legitimiert dar, wenn eine Netzsicherheitsverletzung durch eine Betriebsmittelüberlastung mit zu erwartendem Kaskadierungseffekt vorliegt.

- **Pro-Rata-Kürzung des angenommenen Fahrplans durch die Bilanzkreisverantwortlichen** Der ÜNB kann in seiner Rolle als Bilanzkoordinator innerhalb seiner Regelzone die bereits angenommenen Fahrpläne widerrufen und nach einem Pro-Rata Schlüssel kürzen. Damit entfällt auf jeden Knoten innerhalb des Verantwortungsbereiches eine solidarische Kürzung. Die Fahrplananpassungen sind eher als präventive Maßnahmen zu verstehen und würden bei einer plötzlich auftretenden Netzsicherheitsverletzung keine ausreichende Wirkung aufweisen.
- **Einspeisemanagement von EE-Anlagen** – Aufgrund der Vorrangregelung von EE-Anlagen ist deren Anpassung von konventionellen Anlagen entkoppelt zu betrachten und kann EnWG-konform erst nach Ausschöpfung der netz- und marktbezogenen Maßnahmen Anwendung finden. Die notwendigen gesetzlichen Grundlagen zum Eingriff durch den Netzbetreiber bilden §13(2) EnWG und §11 EEG. Der Eingriff in die Einspeiseleistung von EE-Anlagen kann dabei direkt durch den ÜNB bei den ihm direkt angeschlossenen Anlagen oder, wie weit häufiger verbreitet, in Verbindung mit dem VNB nach dem Kaskadenprinzip erfolgen. Liegt die Gefährdung der Systemsicherheit innerhalb eines Verteilernetzes vor, so kann der VNB den Eingriff eigenständig vornehmen [71].

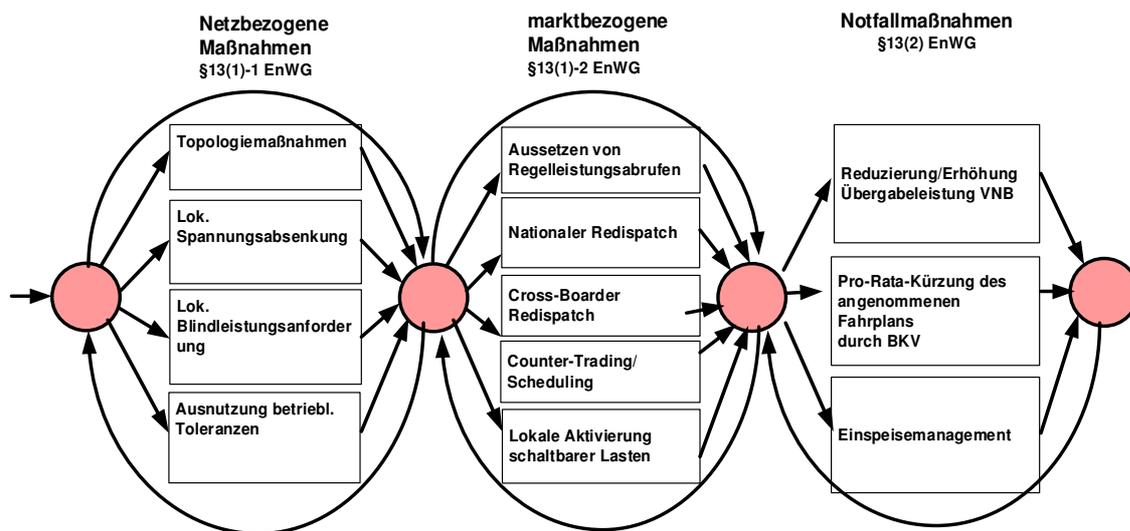


Abbildung 2.8 Zustandsdiagramm der Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit

Zusammenfassung

Grundsätzlich können in der beschriebenen Reihenfolge nach Abbildung 2.8 auch Maßnahmen-
gruppen übersprungen werden, wenn sich dies als notwendig oder zweckmäßig erweist. In der
Regel orientiert sich die Netzführung an der beschriebenen Abfolge der Maßnahmen. Dabei ist
stets zu beachten, dass durch die gewählte Maßnahme keine neue Gefährdung von Systembilanz
und Sicherheit auftritt. Erweisen sich die Maßnahmen als unzureichend oder können sie nicht in
ausreichender Reaktionszeit bereitgestellt werden, greift die Rückfallebene durch automatische
Schutzauslösung. Kommt es zu einer Kaskadierung der Schutzauslösungen, so ist ein Teil- oder
Totalausfall des Netzes möglich. Befindet sich das System in diesem Zustand, ist die Durchfüh-
rung von Schwarzstarts ebenfalls als Maßnahme der Netzführung zu betrachten. Dies soll in den
nachfolgenden Kapiteln nicht weiter thematisiert werden, da hier der Fokus auf Maßnahmen zu
Wahrung der Systemsicherheit liegt und nicht der Wiederherstellung der Versorgung nach einem
Netzzusammenbruch.

Das Anpassungspotenzial von Lasten kann durch die Netzführung nach Vorgabe EnWG als
marktbezogene Maßnahme betrachtet werden. Maßnahmen, die eine mögliche Reduzierung oder
Erhöhung der Verbrauchsleistung abrufen, erweisen sich daher als grundsätzlich gleichwertig
gegenüber Eingriffen in konventionelle Erzeugungsanlagen. Elektrofahrzeuge als flexible Last
bilden dabei keine Ausnahme. Der prinzipielle Vorteil bei einer Berücksichtigung von Elektro-
fahrzeugen ergibt sich zum einen durch eine erhöhte Reserve an Anpassungsmaßnahmen. Zum
anderen ist aufgrund der größeren Anpassungsreserve die Vermeidung von Notfallmaßnahmen
und damit die Reduzierung von EE-Einspeisung denkbar. Untersuchungen zur exakteren Bestim-
mung sind Bestandteil der nachfolgenden Ausführungen.

2.7 Anforderungen der Netzführung an flexible Lasten

Flexible Lasten stellen für deutsche ÜNB einen neuen Freiheitsgrad in der Netzführung dar. Eine
marktbasierete Beschaffung wie bei der Regelleistung findet daher nicht statt. Jedoch werden in
der seit Dezember 2012 gültigen Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Ab-
LaV) erstmals konkrete Anforderungen gesetzlich festgeschrieben und sind somit für alle deut-
schen ÜNB gleichermaßen gültig. Der Gültigkeitsbereich der AbLaV umfasst Verbrauchseinrich-
tungen, deren Verbrauchsleistung über definierte Zeit und mit definierter Zuverlässigkeit reduziert
werden kann und in einer Spannungsebene höher als 110 kV angeschlossen sind. Weiterhin wird
gefordert, dass der Einsatz in der Netzführung technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist. Unter-
schieden wird dabei nach sofort abschaltbaren Lasten (SOL) mit einer Reaktionszeit kleiner

gleich eine Sekunde und schnell abschaltbare Lasten (SNL) mit einer Reaktionszeit kleiner gleich 15 Minuten.

In Bezug auf die hier untersuchten Sachverhalte sind in der AbLaV folgende Anforderungen relevant [72]:

- Die Mindestleistung eines Anbieters beträgt 50 MW und darf aus mehreren (maximal 5) Verbrauchseinrichtungen zusammengesetzt werden, vorausgesetzt die zusammengefassten Verbrauchseinrichtungen liegen im Wirkungsbereich des gleichen Höchstspannungsknotens und befinden sich innerhalb des gleichen Verteilernetzes
- Für die Dauer der Erbringung kann zwischen mindestens 15 Minuten, vier bzw. acht Stunden zu einem beliebigen Zeitpunkt mehrmals am Tag gewählt werden.
- Innerhalb eines Monats muss die Erbringung mindestens 16 Stunden erfolgen können.
- Eine nicht-Verfügbarkeit der Abschaltleistung ist an maximal 4 Tagen im Monat zulässig und entspricht damit einer Quote von ca. 87 %.

Bisherige Abrufe beschränken sich auf das Netzgebiet von Amprion GmbH. Welche Last abgeschaltet wird, ist nicht öffentlich. Aufgrund der Anforderungen an die Netzanschlussebene und Mindestleistung sind elektrische Verbraucher wie Stahlwerke für diese Art der Erbringung besonders geeignet. Eine Übersicht über die bisherige Beschaffung und Abrufe ist in Tabelle 2.4 dargestellt. Darin ist ersichtlich, dass die verfügbare abschaltbare Leistung nur einen Teil der Abweichung der Regelzonenbilanz decken kann.

Tabelle 2.4 Verfügbare Leistung nach AbLaV bei Amprion GmbH (Stand 21.07.14) [73]

	Gesamtleistung durch Rahmenverträge [MW]	Anteil zu max. Regelzonenfehler in 2014 [73]
SOL	251	10,4%
SNL	905	37,5%

Die Anforderungen für die Abschaltung von Verbrauchseinrichtungen mit hoher Leistung sind durch die Rahmenverträge demnach sehr detailliert definiert. Allerdings wird dabei lediglich von einer Reduzierung des Verbrauchs ausgegangen. Für einen Netzbereich mit z.B. EE-bedingter Überspeisung erscheint diese Maßnahme als nur bedingt nutzbar. Hier wäre vielmehr eine Erhöhung der Last für die Wahrung der Systembilanz und Netzsicherheit von Bedeutung. Ebenfalls,

ausschließlich auf Verbrauchsreduzierung orientiert, stellt sich §14(a) EnWG dar. Hierbei richtet sich die Regelung explizit an den Niederspannungsverbrauch im Allgemeinen und an Elektrofahrzeuge im Besonderen. Die notwendige Rechtsverordnung ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht rechtskräftig, so dass verbindliche Anforderungen, wie aus der AbLaV ersichtlich, für Niederspannungsverbraucher nicht vorliegen. Weiterhin bleibt offen, wie Mittelspannungsverbraucher adressiert werden, da sie weder in der AbLaV noch im §14(a) EnWG Erwähnung finden. Die flexible Ladeleistung von Elektrofahrzeugen lässt sich aufgrund der fehlenden festgeschriebenen spezifischen Anforderungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht durch Produkte vermarkten.

Eine allgemeine Anforderung für eine Nutzung von Elektrofahrzeugen durch die Netzführung ist durch §15 StromNZV gegeben. Die darin enthaltene Forderung nach diskriminierungsfreien und transparentem Einsatz der Maßnahmen ist stets zu berücksichtigen. Da es sich bei Netzsicherheitsverletzungen um lokal begrenzte Phänomene handelt, muss diese Forderung auch immer unter dem Gesichtspunkt der technischen und ökonomischen Umsetzbarkeit betrachtet werden. Weiterhin ist die Rückwirkung auf Einrichtungen des Netzschutzes zu berücksichtigen, um Wechselwirkungen zu vermeiden [74] [75]. Bei Aktivierung der Maßnahme mit dem Lastmanagement von Elektrofahrzeugen ist sicherzustellen, dass keine Schutzauslösung erfolgt, die die Wirksamkeit der Maßnahme mindert oder einen gegenteiligen Effekt bewirkt. Ein wichtiges Kriterium stellt dabei die Beobachtbarkeit von Netzen dar [49].

2.8 Stand der Technik zu flexiblen Lasten

Für die Beeinflussung von Lasten hinsichtlich ihres Verbrauchsverhaltens existiert eine Vielzahl an uneinheitlichen Definitionen. Nachfolgend wird eine Übersicht der gebräuchlichen Definitionen und daraus abgeleiteten Anpassungspotenzialen vorgenommen.

Wissenschaftliche Arbeiten zur Beeinflussung von Lasten lassen sich bereits in zurückliegenden Dekaden feststellen [76] [77] [78]. Die Motivation für die Beeinflussung von Lasten resultiert dabei aus einem wirtschaftlichen Vorteil bei der Reduzierung von Spitzenlasten. Im Zuge dessen ergab sich die Definition eines Lastmanagements mittels „...zeitlich verlagerbaren Potenziale(n)...“ [79]. In weiteren Arbeiten wird der Begriff der Laststeuerung verwendet, welche sich in Lastreduktion, Erhöhung und Verschiebung unterteilt [80] [81]. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass Laststeuerung gleichzusetzen ist mit *Demand Side Management (DSM)*. Dazu heißt es dem Vorschlag von [81]: „Die Nutzung von Lastflexibilitäten aufgrund äußerer Vorgaben wie tariflichen Anreizen oder Steuerimpulsen und ermöglicht so einen Ausgleich zwischen Bereitstellung und Last...“. Die Definition von DSM wird in weiteren Arbeiten aufgegriffen und weiter

ausdifferenziert, dabei wird der Begriff des *Demand Side Integration* (DMSI) als Oberbegriff für DSM und *Demand Side Response* (DSR) eingeführt. Darin wird für DSM folgende Definition verwendet: "... Flexibilisierung der Last, Lastverschiebung durch direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite. Dabei kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden..."[82]., Erweiternd wird für DSR die Definition: "...umfasst die Reaktion des Verbrauchers auf ein Anreizsignal, welches meist monetärer Art ist..."[82], gesetzt. Eine weiterführende Definition für *Demand Response* (DR) ergibt sich als: "...Kurzfristige Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt, bzw. auf eine Anweisung durch den Netzbetreiber zur Sicherung der Netzstabilität oder Beseitigung von Netzengpässen." [83]. Eine Unterscheidung zu DSM wird dabei durch Ausgrenzung von Energieeffizienzmaßnahmen vorgenommen. [84] [85]

Alle dargestellten Begriffsdefinitionen beziehen sich auf denselben Geltungsbereich und haben den Letztverbraucher von Energie im Sinne des §3(25) EnWG im Blick. Eine Eingrenzung auf elektrische Energie wird nicht explizit aufgeführt, jedoch aus dem Gesamtkontext abgeleitet. Weiterhin besteht einheitliches Verständnis darüber, dass die Verbrauchslast gezielt beeinflusst werden soll und sich eine Arbeitspunktänderung gegenüber einer nicht beeinflussten Last ergibt. Unterschiede ergeben sich jedoch explizit in den Zielen und Methoden der Beeinflussung. Generell wird nicht definiert, welcher Art die Abweichung des Arbeitspunktes sein soll, denn im Sinne einer gesamtheitlichen Betrachtung des elektrischen Energiesystems können sowohl Wirk- als auch Blindleistungsänderungen in der Definition inkludiert sein. Auch der Zeitbereich, auf den die Anpassungen abzielen, lässt sich nicht näher aus den Definitionen ableiten. Ebenfalls nicht näher bestimmt sind Art und Umfang der Nebenbedingungen, unter denen die Arbeitspunktanpassung erfolgen kann. Weiterhin ist uneinheitlich definiert, zu welchem Zweck die Anpassung durchgeführt wird. Die Angabe des Anpassungspotenzials bezieht sich daher auf die reine Fähigkeit einzelner unabhängiger Verbraucher, ihren Arbeitspunkt kurzfristig zu ändern. Der Vergleich der technischen Anpassungspotenziale von elektrischen Lasten in unterschiedlichen Studien ist daher nur eingeschränkt gültig und sollte nicht aufgrund der vorhergehend aufgeführten Definitionen erfolgen. Starke Schwankungen in den Aussagen zu Potenzialen sind daher zu erwarten. In Tabelle 2.5 sind die Ergebnisse ausgewählter Studien zusammengefasst, deren Definitionen sich in den zuvor erwähnten Punkten unterscheiden. Als vergleichbare Art der Last konnten in diesem Beispiel nur Industrie- und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) herangezogen werden. Bei den angegebenen Potenzialen ergeben sich große Schwankungsbreiten, die sich im Extremfall um mehr als den Faktor zwei unterscheiden und damit die zuvor erwähnte These stützen, dass sich bei der Bestimmung auf abweichende Anforderungsdefinitionen bezogen wurde.

Tabelle 2.5 Vergleich der Anpassungspotenziale elektrischer Lasten

Studie	Art der Last	Anpassungspotenzial [MW]
[79]	Industrie	2800
	GHD	13300
	Haushalt:	24000
	Industrie + GHD	16100
[82]	Haushalt:	2600
	Gewerbe (GHD):	1400
	Industrie:	4500
	Industrie + GHD	5900
[83]	Industrie + GHD	9500

Schlussfolgernd kann nicht genau festgestellt werden, welche flexible Leistung für die Netzführung zur Wahrung der Netzsicherheit genutzt werden kann, da dafür kein spezifischen Anforderungsprofil vorliegt.

Im weiteren Verlauf der vorliegenden Arbeit wird daher eine Methode vorgestellt, die am Beispiel von Elektrofahrzeugen die für die Netzführung nutzbare flexible Leistung anhand definierten Anforderungsprofile bestimmt.

2.9 Zusammenfassung: Stand der Technik

In Kapitel 2 wurde dargelegt, dass der Betrieb elektrischer Netze europaweit einheitlichen Mindeststandards in Form von Network Codes folgt. Bestandteil davon ist unter anderem die Organisation in Netzsicherheitsinitiativen zur Optimierung des Netzbetriebs mittels des vorgestellten EAS. Weiterhin wurde auf die Zeitbereiche des Netzbetriebes eingegangen und eine Fokussierung und Definition der Netzführung vorgenommen. Dabei wurde detailliert auf die gesetzlichen Restriktionen und Handlungsmöglichkeiten der Netzführung in Deutschland eingegangen. Unter Berücksichtigung der definierten Netzbetriebszustände wurde insbesondere darauf fokussiert, welche Handlungsoptionen Netzbetreibern zur Verfügung stehen. Dabei wurde speziell auf die Beeinflussung von Lasten eingegangen. Es konnte festgestellt werden, dass Lastabschaltungen bereits durch die Netzführung Berücksichtigung finden. Jedoch bezieht sich das nur auf den eingeschränkten Bereich von Lasten mit 110 kV-Netzanschluss und abschaltbaren Mindestleistungen von 50 MW. Für flexible Lasten in der Mittel- und Niederspannung kann zum einen nicht anforderungsgerecht ermittelt werden, welche Leistung zur Verfügung steht. Zum anderen besteht Unsicherheit über die Organisation der Inanspruchnahme der Flexibilität.

3 Evaluierung der Netzführung

3.1 Kennzahlen der Netzführung (KPIs)

Kennzahlen der Netzführung im Verteilernetz sind u.a. der *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) und der *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) [86]. Für Höchst- und Hochspannungsnetze lassen sich die genannten Indikatoren jedoch nur schlecht anwenden, da in der Regel der Verlust von Last sowie Ausfälle im Übertragungsnetz nicht in direktem Zusammenhang stehen. Dieser Umstand begründet sich aus der Berücksichtigung des (n-1)-Prinzips zur Planung und zum Betrieb von Übertragungsnetzen. In Verteilernetzen findet das (n-1)-Prinzip hingegen nicht durchgängig Anwendung. Außerdem verursachen nur sehr schwere Störungen im Übertragungsnetz einen tatsächlichen Verlust der Last auf der Verbraucherseite. Daher sind SAIDI und SAIFI als Kennzahlen zur Beurteilung der tatsächlichen Versorgungssicherheit in Höchst- und Hochspannungsnetzen nicht ausreichend.

Weiterhin ist bei der Ermittlung des Netzbetriebszustandes neben der Belastungssituation die Verfügbarkeit von Reserven und Handlungsoptionen zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 2.3). Daher basiert die Bildung von Kennzahlen zur Netzsicherheit auf den durch die Netzbetreiber veröffentlichungspflichtigen Eingriffen.

Anzahl der Stunden mit Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit (NSK_H)

Die Anwendung der Maßnahmen stellt nach den zuvor dargestellten Netzzuständen nicht den Normalzustand dar. Häufige Anpassungsmaßnahmen sind daher ein Indikator für ein erhöhtes Gefährdungspotenzial der Netzsicherheit sowie einer Verzerrung der kostenminimierten Bereitstellung elektrischer Energie.

Nachfolgend ist in Abbildung 3.1 die Anzahl der Stunden mit Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit dargestellt. Die Abbildung zeigt die kumulierten Maßnahmen nach §13(1) EnWG und §13(2) EnWG für die ÜNB 50 Hertz Transmission (50 HzT) und TenneT-TSO GmbH (TenneT-DE) für die Jahre 2010 bis 2014 (Stand Oktober 2014). Dabei ist ersichtlich, dass sich seit 2010 eine Steigerung der Anzahl der Stunden eingestellt hat, die im Jahr 2012 ihren bisherigen Höchstwert von 7700 Stunden erreicht hat. Ebenfalls ist eine deutliche höhere Anzahl an Stunden mit §13(1) Maßnahmen als §13(2) Maßnahmen zu konstatieren, was nach der zuvor beschriebenen Abrufreihenfolge plausibel erscheint.

Für das Netzgebiet der 50HzT ist für die Jahre 2010 bis 2012 gleichzeitig ein steter Zuwachs der IST-Einspeisung von Wind- und Solaranlagen von 10 auf 15 GW zu verzeichnen. Für die Jahre 2013 und vorläufig für 2014 ist ein leichter Rückgang der Stundenanzahl erkennbar. Gründe für den Rückgang sind aus den Daten nicht direkt ableitbar. Auffällig ist aber ein geringer Wert der eingespeisten Windenergie innerhalb dieser Jahre. Ebenfalls wurde im Dezember 2012 eine Freileitung in Betrieb genommen, die abmildernd auf zusätzliche Netzengpässe wirkt [87].

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die Anzahl der Stunden mit Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit in den beiden erwähnten Netzgebieten sich insgesamt auf hohem Niveau eingestellt haben und im Mittel zu über 80 % der Zeit des Jahres Anpassungen vorgenommen werden.

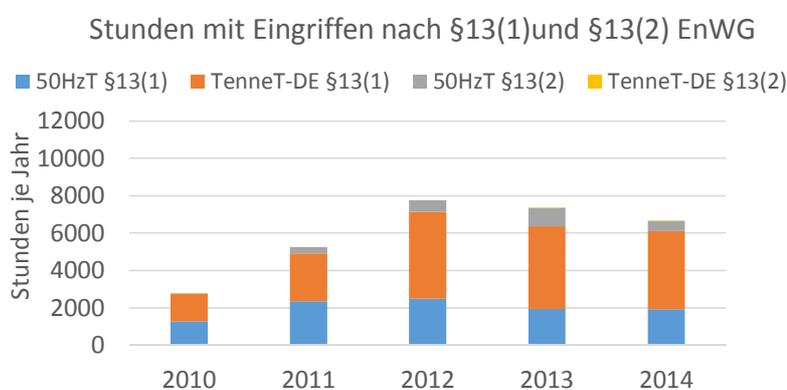


Abbildung 3.1 Anzahl der Stunden mit Netzsicherheitseingriffen der ÜNB je Jahr nach §13(1) und §13(2) EnWG [88, 89]

Die weiteren deutschen Netzbetreiber Amprion GmbH (Amprion) und TransnetBW GmbH (TransnetBW) veröffentlichen die kumulierten Maßnahmen nach §13(1) & §13(2) EnWG nicht in gleicher Weise. Stattdessen werden auf einer gemeinsamen Internetpräsenz der deutschen ÜNB [90] seit 2013 die Maßnahmen veröffentlicht, die der Definition des Redispatch national entsprechen.

Zur weiteren Klassifizierung der Anpassungsmaßnahmen ist in Abbildung 3.2 die relative Häufigkeit von Anpassungen nach deren maximaler Abrufdauer dargestellt. Dabei wurden sowohl die kumulierten Maßnahmen nach §13(1)&§13(2) EnWG als auch die zuvor erwähnten Maßnahmen nach Definition Redispatch-national (RD) berücksichtigt. Die Zuweisung der Maßnahmen zu einem ÜNB erfolgt anhand der Regelzone, in der sich die angepasste Erzeugungsanlage befindet. Für die RD-Maßnahmen ist ersichtlich, dass je nach ÜNB bei Abrufen zu 80 % der Anpassungen die Dauer von acht Stunden nicht überschritten wird. Bei 60 % der Anpassungen ist die Abruf-

dauer auf maximal vier Stunden begrenzt. Lediglich 2 % der Maßnahmen haben eine maximale Abrufdauer von 24 Stunden.

Betrachtet man die kumulierten Anpassungsmaßnahmen nach §13(1) und §13(2) EnWG ausschließlich für 50HzT, so ergibt sich eine ähnliche Abhängigkeit. Jedoch decken Abrufdauern kleiner vier Stunden in diesem Fall nur 25 % aller Anpassungsmaßnahmen ab. Auffällig stellt sich der Verlauf für die Abrufdauern für TenneT-DE nach §13(1) EnWG dar. Hier ist eine nahezu lineare Abhängigkeit der maximalen Abrufdauer von der relativen Häufigkeit zu erkennen. Auf eine Darstellung von Maßnahmen nach §13(2) EnWG wurde für TenneT-DE, aufgrund von geringfügigkeit verzichtet.

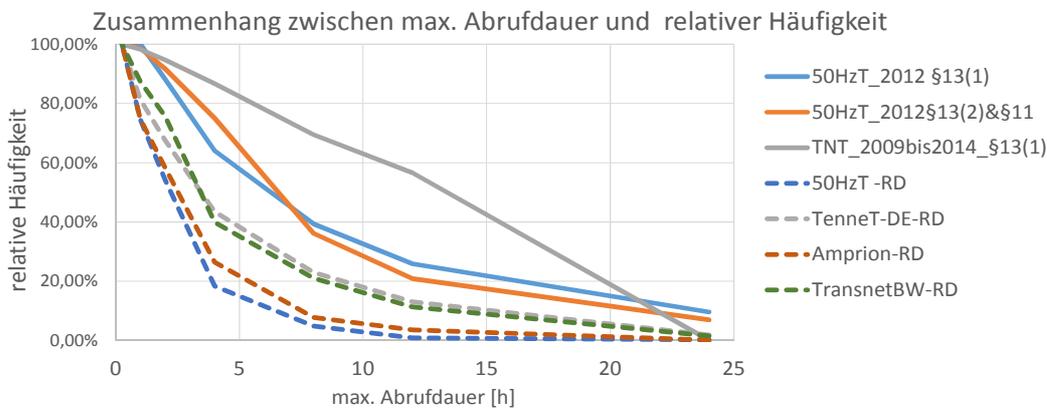


Abbildung 3.2 Relative Häufigkeit nach Abrufdauer bei Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit

Aus den Darstellungen in Abbildung 3.2 lassen sich wahrscheinliche Abrufdauern ableiten. Sollten Kapazitäten für Anpassungsmaßnahmen zukünftig ähnlich wie Regelleistung öffentlich ausgeschrieben werden, könnten damit Anforderungen der Mindestbringungsdauer formuliert werden.

Maximale Leistung bei Eingriffen zur Einhaltung der Netzsicherheit (NSK_{MAX})

Neben der Häufigkeit der Anpassungsmaßnahmen stellt die Angabe der dabei auftretenden maximalen Anpassungsleistung einen weiteren Indikator der Gefährdung der Netzsicherheit dar. Es kann davon ausgegangen werden, dass innerhalb eines Netzgebietes nur eine begrenzte Leistung für Anpassungsmaßnahmen zur Verfügung steht. Im Falle des Redispatch durch Kraftwerksanlagen ergibt sich eine natürliche Grenze durch die Summe der Mindesterzeugungsleistungen.

Nachfolgend ist in Abbildung 3.3 die maximale Anpassungsleistung bei Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit dargestellt. Ersichtlich ist eine deutliche Steigerung der maximalen Anpassungsleistung bei Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit dargestellt.

sungsleistung im Netzgebiet des ÜNB TenneT-DE bis zum Jahr 2013 auf 6740 MW. Gemessen an der installierten thermischen und hydraulischen Kraftwerksleistung des zugehörigen Netzgebietes, entspricht das einem Wert von 37 %. Dies bedeutet zwar nicht, dass 37 % der Kraftwerksleistung von den Maßnahmen betroffen war, verdeutlicht aber, in welchem Umfang die Anpassungsmaßnahmen vorgenommen werden müssen. Für die Regelzone von 50HzT ergibt sich eine geringere Steigerung der maximalen Anpassungsleistung nach §13(1) EnWG, jedoch auf dem gleichen Niveau wie bei TenneT-DE.

Gemessen an der installierten Kraftwerksleistung ergibt sich für 50 HzT ein relativer Wert von 30 %. Ebenfalls zu beachten ist die Steigerung der maximalen Anpassungsleistung nach §13(2) EnWG innerhalb des 50HzT-Netzgebietes. Im Jahr 2012 wurde hierbei ein Spitzenwert von 4925 MW erreicht. Dieser einmalig hohe Wert ergab sich während einer Phase der hohen Windeinspeisung bei gleichzeitigem Ausfall einer Kuppelleitung zum TenneT-DE-Netzgebiet [91].

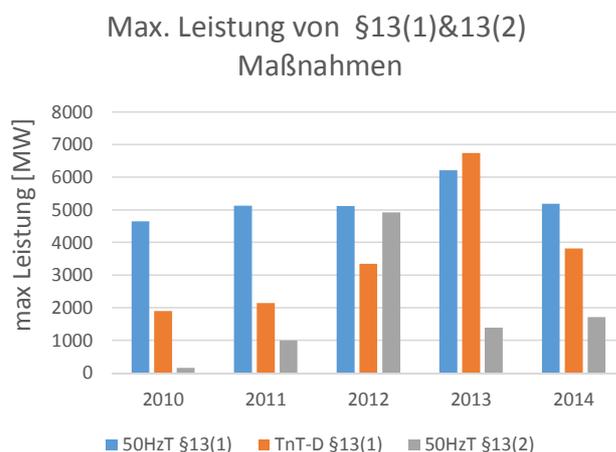


Abbildung 3.3 Maximale Leistung der Netzsicherheitseingriffe der ÜNB je Jahr

Auf Basis der vorliegenden Daten zu den Anpassungsmaßnahmen kann die maximale Anpassungsleistung in Relation zur Abrufdauer gestellt werden. In Abbildung 3.4 ist der sich daraus ergebende Zusammenhang grafisch dargestellt. Wie zu erkennen ist, ergibt sich bei RD-Maßnahmen bei den Netzgebieten TenneT-DE, Amprion und TransnetBW kein offensichtlicher Zusammenhang. Vielmehr ist die maximale Anpassungsleistung unabhängig von der Dauer.

Hingegen ist für das Netzgebiet der 50Hz-Transmission eine differenzierte Betrachtung vorzunehmen. Die Anpassungsmaßnahmen nach §13(2) EnWG wurden mit einer maximalen Dauer von 15 Minuten mit der maximalen Leistung von 4925 MW vorgenommen. Bei Anpassungsmaßnahmen mit einer Dauer größer vier Stunden beträgt die maximale Anpassungsleistung noch 1000 MW. Anpassungsmaßnahmen mit einer Dauer größer 12 Stunden wurden mit einer maxima-

len Anpassungsleistung von 250 MW durchgeführt. Eine Degression der Anpassungsleistung ergibt sich ebenfalls bei der Betrachtung von RD-Maßnahmen. Bei einer Abrufdauer kleiner 12 Stunden trat eine maximale Anpassungsleistung von 4478 MW auf. Eine Abrufdauer größer 12 Stunden wurde mit einer maximalen Anpassungsleistung von 1610 MW angewiesen. Die maximal kumulierten marktbezogenen Anpassungsleistungen nach §13(1) EnWG nehmen nur geringfügig mit der Abrufdauer ab.

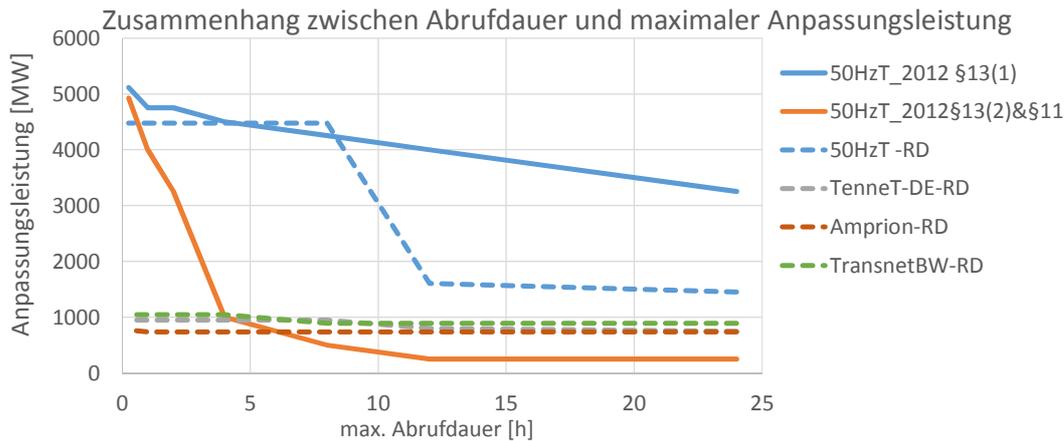


Abbildung 3.4 Maximale Anpassungsleistung bei Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit in Abhängigkeit der Abrufdauer

Zusammenfassend lassen sich aus den Darstellungen in Abbildung 3.4 die notwendigen Abriefleistungen ableiten, die notwendig sind, um für ein Netzgebiet die Netzsicherheit wiederherstellen zu können. Sollten Kapazitäten für Anpassungsmaßnahmen zukünftig ähnlich wie Regelleistung öffentlich ausgeschrieben werden, könnten damit Anforderungen der minimal auszureichenden Leistung je Netzgebiet formuliert werden.

Eingriffe in den Abruf von Regelleistung: MOL-Abweichungen ($NSK_{H,MOL}$)

Der Abruf von Regelleistung stellt keinen Fokus dieser Arbeit dar, dennoch kann, wie bereits beschrieben, durch Netzengpasssituationen eine Rückwirkung auf die Abrufreihenfolge der Regelleistung entstehen.

Die Sekundär- und Minutenregelleistung (SRL, MRL) werden deutschlandweit im Netzregelverbund (NRV) [92] kostenoptimiert abgerufen. Die Abrufreihenfolge wird durch die Arbeitspreise der Regelleistungsanbieter festgesetzt und in einer Merit-Order-Liste (MOL) aufsteigend nach Preis sortiert. Bei Gefährdungen der Netzsicherheit kann von der kostenoptimierten Reihenfolge

abgesehen werden. Entsprechende Eingriffe des verantwortlichen ÜNB sind veröffentlichungspflichtig [93] [94].

Das Auftreten der MOL-Abweichungen ist eine Kennzahl der Netzführung, da es der Wiederherstellung bzw. Wahrung der Netzsicherheit dient. Im Sinne der Netzsicherheit ist die entsprechende Kennzahl möglichst gering zu halten. Für die Ermittlung der Kennzahl ist jedoch darauf zu achten, dass MOL-Abweichungen, die nicht [56] auf eine Gefährdung der Netzsicherheit zurückzuführen sind, unberücksichtigt bleiben.

Andere Gründe für MOL-Abweichungen können leittechnische Störungen, Ausfälle von Anbietern oder Testabrufe sein. In Abbildung 3.5 sind die Anzahl der Stunden mit MOL-Abweichungen der deutschen ÜNB aufgeführt. Es ist offensichtlich, dass sowohl für Abweichungen bei Sekundärregelleistung (SRL) als auch bei Minutenregelleistung (MRL) der Hauptteil auf die Regelzone der 50HzT entfällt.

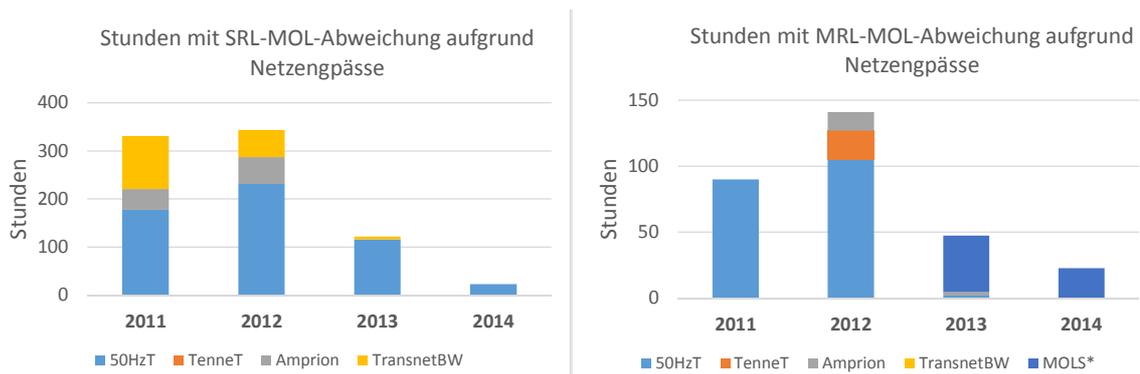


Abbildung 3.5 Stunden mit MOL-Abweichungen der deutschen ÜNB aufgrund von Netzengpässen

Zwischenfazit zu Netzkennzahlen

Die eingeführten Kennzahlen der Netzführung verdeutlichen die Häufigkeit und notwendige Leistung von Eingriffen der Netzbetreiber zur Wahrung der Netzsicherheit. Weiterhin kann daraus abgeleitet werden, welche Anforderungen hinsichtlich Erbringungsdauer und Leistung an flexible Lasten gestellt werden, wenn diese in der Netzführung Berücksichtigung finden sollen. In Tabelle 3.1 ist eine Zusammenfassung der eingeführten Kennzahlen hinterlegt. Darin ist zum einen die Bedeutung hinsichtlich Indikation der in Abschnitt 2.3 definierten Netzbetriebszustände enthalten. Zum anderen ist ersichtlich, welche Kennzahlen in den numerischen Fallstudien wieder aufgegriffen werden.

Tabelle 3.1 Zusammenfassung der Kennzahlen der Netzführung zur Wahrung der Netzsicherheit

Bezeichnung	Einheit	Erläuterung	Anzeige des Netzzustands
NSK _{H,1}	[h]	Anzahl der Stunden mit marktbezogenen Eingriffen	<i>alert</i>
NSK _{H,2}	[h]	Anzahl der Stunden mit Notfall-Eingriffen	<i>emergency</i>
NSK _{MAX,1}	[MW]	Maximale Leistung bei marktbezogenen Eingriffen	<i>alert</i>
NSK _{MAX,2}	[MW]	Maximale Leistung bei Notfall-Eingriffen	<i>emergency</i>
NSK _{H,MOL}	[h]	Eingriffe in den Abruf von Regelleistung - MOL Abweichungen	<i>alert</i>

3.2 Fallstudie: Netzführung in der Praxis

Die in Abschnitt 3.1 beschriebenen Kennzahlen spiegeln nur einen kleinen Ausschnitt der Netzführung wider, daher wurde eine Befragung unter zentralen ÜNB in Zentraleuropa durchgeführt. Die Zielsetzung dieser Befragung bestand hauptsächlich in der pseudoquantitativen Einschätzung der Häufigkeit der Nutzung der zuvor beschriebenen Netzführungsmaßnahmen und deren Zusammenhang zu strukturellen Parametern der Netzbetreiber (mittlere Stromkreislänge, installierte Kraftwerks (KW) -Leistung, installierte EE-Leistung u.ä).

Die Befragung wurde mittels eines standardisierten Fragebogens (siehe Anhang A) im Zeitraum von August bis November 2012 durchgeführt. Die Befragten waren einschlägige Experten der Netzführung bei den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern und wurden jeweils unabhängig voneinander befragt. Sie sollten mittels einer fünfstufigen Intervallskala die Häufigkeit bestimmter Netzführungsmaßnahmen bewerten. Die Skala ist aus Tabelle 3.2 ersichtlich.

Tabelle 3.2 Intervallskalierung des Fragebogens

Bewertung der Häufigkeit	Skalenwert
Niemals	0
Mindestens einmal im Jahr	1
Mindestens einmal im Monat	12
Mindestens einmal in der Woche	52
Mindestens einmal am Tag	365

Da angenommen wird, dass Maßnahmen zur Spannungshaltung und der Abruf von Regelleistung weitestgehend automatisch und dauerhaft ablaufen, wurden diese in der Befragung nicht weiter berücksichtigt.

Aufgrund der geringen Stichprobenzahl von vier befragten ÜNB sind die abgeleiteten Ergebnisse statistisch nicht signifikant und besitzen daher keine Allgemeingültigkeit. Jedoch können die folgend vorgestellten Ergebnisse der Befragung genutzt werden, um die theoretischen Ausführungen zur Netzführung mit praktisch relevanten Aussagen zu stützen.

Innerhalb der empirischen Auswertung erfolgte zunächst eine Auswertung der Häufigkeit der Netzführungsmaßnahmen nach den zuvor eingeführten Kategorien. Dazu wurde ein einfacher Vergleich der Mittelwerte genutzt. In Abbildung 3.6 sind die Mittelwerte der Häufigkeit nach Kategorien der Netzführung aufgeführt (vgl. Abbildung 2.5). Die Nutzung von Maßnahmen aus der Kategorie „Überwachung und Schaldurchführung“ findet am häufigsten Anwendung. Maßnahmen in der Kategorie „Systembilanz“ sind mit einer annähernd gleichen Häufigkeit, Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit mit einer geringen Häufigkeit bewertet. Die zuvor beschriebene Maßnahmenkaskade von netzbezogenen-, marktbezogenen- und Notfallmaßnahmen bestätigt sich für die ausgewählten ÜNB aufgrund der genannten Häufigkeit in der Befragung.

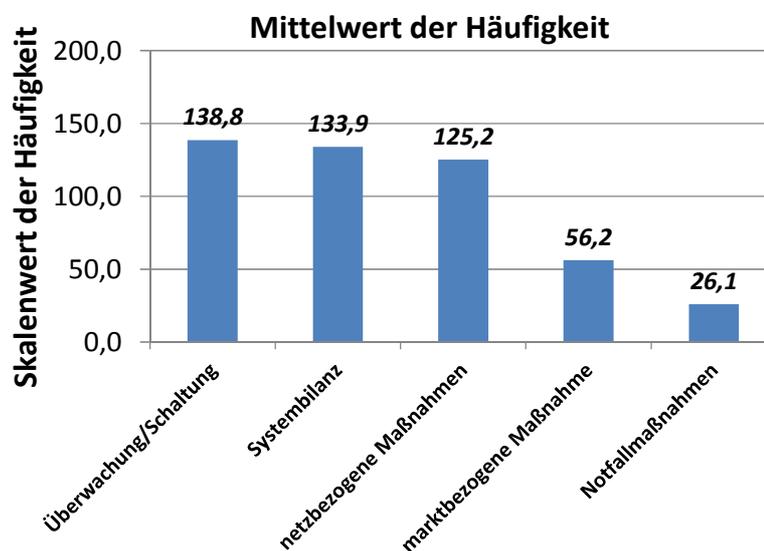


Abbildung 3.6 Häufigkeit der Netzführungsmaßnahmen nach Kategorien

Weiterhin ist von Interesse, welche Faktoren die Häufigkeit und damit die Nutzung von Netzführungsmaßnahmen beeinflussen. Dazu wurden für die jeweiligen Netzgebiete Strukturparameter abgefragt und aufgrund der unterschiedlichen Netzgrößen in spezifische Kennwerte umgewandelt,

von denen angenommen wird, dass sie einen relevanten Einfluss auf die Netzführung haben. Dazu gehören:

1. Verhältnis Stromkreislänge zu Anzahl der Umspannwerke, nachfolgend als Betriebsmittelfaktor bezeichnet
2. Verhältnis volatiler EE-Anlagenkapazität (Wind und PV) zur Spitzenlast, nachfolgend als EE-Faktor bezeichnet
3. Verhältnis der übertragenen Leistungsflüsse zur Stromkreislänge, nachfolgend als Betriebsmittelnutzungsfaktor bezeichnet
4. Verhältnis der übertragenen Leistungsflüsse zur Spitzenlast, nachfolgend als Netznutzungsfaktor bezeichnet
5. Verhältnis der konventionellen Erzeugungsleistung zu volatiler EE-Anlagenkapazität, nachfolgend als Erzeugungsfaktor bezeichnet

In Tabelle 3.3 sind die Ergebnisse in anonymisierter Nummerierung je ÜNB dargestellt.

Tabelle 3.3 Spezifische Kennzahlen der befragten ÜNB [95]

Spezifischer Kennwert	A	B	C	D
1. Betriebsmittelfaktor [km]	89	151,4	55,8	27,8
2. EE-Faktor [MW/MW]	1,1	0,9	0,005	0,4
3. Betriebsmittelnutzungsfaktor [GWh/km]	12	10	9,9	11,8
4. Netznutzungsfaktor [GWh/MW]	6,3	5,8	7,3	4,2
5. Erzeugungsfaktor [MW/MW]	0,9	1,4	275,4	3,0

Zur Analyse des Einflusses der spezifischen Kennzahlen auf die Häufigkeit der Netzführungsmaßnahmen wurde eine standardisierte Methode [96, 97] genutzt, die auf einem Vergleich der Mittelwerte beruht. In Gleichung 3.1 ist sie allgemein definiert.

$$E_{zi} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n y_{k,+} - \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n y_{k,-} \quad (3.1)$$

E_{zi} repräsentiert dabei den Einfluss auf das Auftreten von Maßnahmen innerhalb einer Kategorie. Zur Vereinfachung werden die Netzführungsmaßnahmen erneut in Kategorien zusammengefasst. Das Ergebnis stellt die Differenz der Mittelwerte mit hoher Ausprägung des spezifischen Kenn-

wertes ($y_{k,+}$) zum Mittelwert bei niedriger Ausprägung des spezifischen Kennwertes ($y_{k,-}$) dar. Die Ergebnisse werden jeweils auf ($y_{k,-}$) bezogen, um eine bessere Vergleichbarkeit untereinander zu erreichen. Die daraus resultierenden Ergebnisse sind in Abbildung 3.7 dargestellt. Aufgrund der geringen Nennung von Notfallmaßnahmen sind diese in der Auswertung unberücksichtigt geblieben. Für die übrigen Kategorien an Netzführungsmaßnahmen ergeben sich folgende qualitative Kernaussagen:

- Die Nutzung von Überwachungs- und Schaltmaßnahmen ist direkt abhängig vom Betriebsmittel-, EE-, Betriebsmittelnutzungs- und Netznutzungsfaktor.
- Ein geringer Einfluss der spezifischen Kennwerte lässt sich auf die Kategorie der Maßnahmen der Systembilanz feststellen, was nicht zuletzt auf die Vereinheitlichung beim Regelleistungsabruf zurückzuführen ist.
- Bei Gefährdung der Netzsicherheit ist die Nutzung von netzbezogenen Maßnahmen beeinflusst durch Betriebsmittel-, EE- und Netznutzungsfaktor.
- Bei Gefährdung der Netzsicherheit ist die Nutzung von marktbezogenen Maßnahmen positiv durch Netznutzungs- und Erzeugungsfaktor und negativ durch Betriebsmittel-, EE-Faktor beeinflusst.

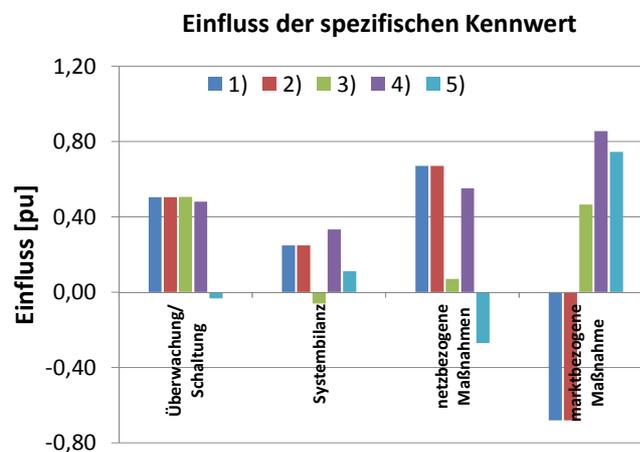


Abbildung 3.7 Einfluss der spezifischen Kennwerte auf die Nutzung von Netzführungsmaßnahmen

Generell lässt sich für eine praktische Umsetzung der Netzführung zusammenfassen, dass diese der zuvor angenommenen Maßnahmenkaskade folgt. Weiterhin kann die Aussage getroffen werden, dass Maßnahmen, die häufig Anwendung finden (Systemüberwachung, Schaltdurchführung, Regelleistungsabruf), unter den verschiedenen Netzbetreibern sehr ähnlich gehandhabt werden.

Dieser Umstand ergibt sich aus den zuvor beschriebenen Anforderungen aus den europäischen und nationalen technischen Richtlinien in Form von Grid-Codes.

Weiterhin existieren gerade im Hinblick auf die Anwendung von netzbezogenen- und marktbezogenen Maßnahmen offensichtliche Unterschiede. Netzbetreiber mit hoher Betriebsmitteldichte nutzen netzbezogene Maßnahmen häufiger. Besonders starke Einflüsse der spezifischen Kennzahlen lassen sich für marktbezogene Maßnahmen feststellen. Geht man davon aus, dass diese zum größten Teil durch Redispatch erbracht werden, ergibt sich selbstverständlich ein starker Einfluss des Vorhandenseins von konventionellen Erzeugungsanlagen und der Nutzung von marktbezogenen Maßnahmen. Im Gegenzug ist die Nutzung der marktbezogenen Maßnahmen auch an die Betriebsmitteldichte gebunden, da die Anpassungsleistung entsprechend den Ort des Auftretens von Netzsicherheitsverletzungen erreichen muss. Das Verhältnis der Standorte zueinander stellt damit einen wichtigen Zusammenhang dar und kann im Falle von schlechter Ausprägung zur vermehrten Nutzung von Notfallmaßnahmen führen.

4 Elektrofahrzeuge in der Netzführung

4.1 Elektrofahrzeuge als flexible Last

Neben der Fragestellung, ob flexible Lasten generell zur Wahrung der Netzsicherheit eingesetzt werden können, wird in dieser Arbeit auch untersucht, inwieweit Elektrofahrzeuge als Beispiel für flexible Lasten dienen. Nachfolgend wird daher erläutert, ob Elektromobilität die grundlegenden Voraussetzungen als flexible Last erfüllt und welche variable Leistung darstellbar ist. Begrenzt man den Bereich der Elektromobilität auf elektrisch angetriebene Kraftfahrzeuge, so ergeben sich folgende besondere Vorteile im Vergleich zu flexiblen Lasten im Haushaltsbereich [98].

- Verhältnismäßig hohe Leistung je Einheit (größer 3 kW)
- Verhältnismäßig hohe Energiemengen je Einheit [99]
- Deterministische Verfügbarkeit an Ladeinfrastruktur [99]
- Möglichkeit der Integration der Lastflexibilitätsoption in „Roll-out“ (keine Nachrüstung bestehender Systeme)

Nachteilig auf die Nutzung von Elektrofahrzeugen (EF) als flexible Last wirken sich folgende Punkte aus:

- Bisher geringe Verbreitung
- Flexibilisierung nur sekundär nutzbar (Mobilität steht im Vordergrund)
- Teilweise einphasige Ladegeräte (Interoperabilität) und damit Beschränkung der Anschlussleistung sowie Probleme bei Netzanschluss [100]

Grundlegende Voraussetzung für den Einsatz von EF als flexible Last ist die Beeinflussung des Ladevorganges hinsichtlich der Leistungsaufnahme. Dabei sind zwei Hauptkomponenten erforderlich:

- Eine Ladeinfrastruktur (*Electric Vehicle Supply Equipment* - EVSE) stellt den Anschluss an das öffentliche Netz nach den gültigen technischen Anschlussbedingungen zur Verfügung. Weiterhin kann optional ein Kommunikationsgateway zu einem möglichen Steuerungssystem bereitgestellt werden. Im Fall dezentraler Steuerungslogik sind diese direkt in der Ladeinfrastruktur vorzusehen.
- Ein Energiemanagementsystem im Elektrofahrzeug, bestehend aus dem Batteriesystem sowie elektrisch betriebenem Eigenverbrauch des Fahrzeuges, z.B. zur klimatischen Vorkonditionierung.

Grundvoraussetzung für die forcierte Anpassung der Leistung während des Ladevorgangs stellt die Kommunikationsfähigkeit dar. Normen sowie internationale Standards [101] definieren die dafür notwendigen technischen Voraussetzungen. Grundlegend bedarf es jedoch einer Flotte von Elektromobilen mit der Option des gesteuerten Ladens. Damit können individuelle Unsicherheiten ausgeglichen und eine relevante Größenordnung für die Netzführung von Höchst- und Hochspannungsnetzen erreicht werden.

Die Rückspeisefähigkeit (*Vehicle to Grid*, V2G) erweitert den Wertebereich der möglichen Arbeitspunkte und Anforderungen der technischen Anschlussbedingungen. Die grundlegende Wirkungsweise bleibt davon unberührt. Zur Laststeuerung von EF können grundsätzlich die zwei im Folgenden skizzieren Klassen von Verfahren genutzt werden.

4.2 Arten des gesteuerten Ladens

Zeitvariable Ladesteuerung

Bei der zeitvariablen Ladesteuerung wird der Startzeitpunkt des Energiebezugs variiert. Die Höhe der maximalen Leistung wird durch den Laderegler des EF bestimmt und ist nur durch die elektrischen Schutzeinrichtungen der Ladeinfrastruktur (EVSE) und des vorgelagerten Netzes begrenzt. Als Erweiterung des Verfahrens kann der Energiebezug wieder unterbrochen und nach definierten wiederholbaren Pausen erneut initialisiert werden. Dieses Verfahren ist technisch einfach umsetzbar, da zusätzlich zur ohnehin notwendigen Ladeinfrastruktur eine Schnittstelle zur externen Freigabe eines Schützes vorhanden sein muss. Falls dieses nicht vorhanden ist, kann die Funktionalität durch ein serielles Schütz ergänzt werden. Der Nachteil des Verfahrens liegt im Fehlen der Leistungsbeeinflussung. Die Leistungsaufnahme während eines Ladevorganges stellt sich nicht als konstante zeitliche Funktion dar, wodurch die zu- oder abschaltbare Leistung vom Ladezustand und bei stromkonstanten Batterieladereglern zusätzlich von der Netzspannung abhängig ist.

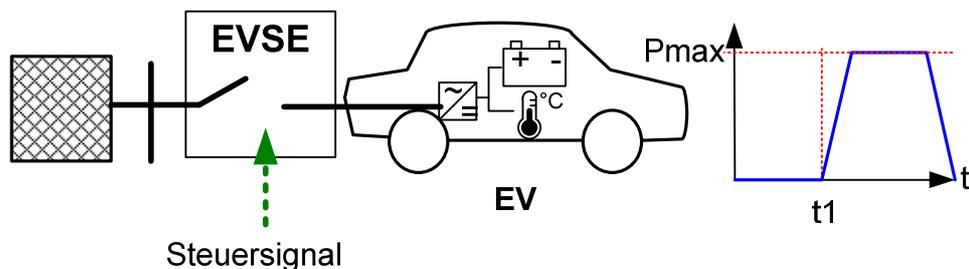


Abbildung 4.1 Schematische Darstellung zeitvariable Ladesteuerung

Leistungsvariable Ladesteuerung

Bei der leistungsvariablen Ladesteuerung kann die Leistungsaufnahme innerhalb definierter Minimal – und Maximalgrenzen angepasst werden. Die Grenzwerte definieren sich dabei immer aus den technischen Bedingungen des Gesamtsystems, bestehend aus öffentlichem Netz, Ladeinfrastruktur und Laderegler des Elektrofahrzeuges. Um der Anforderung gerecht zu werden, muss daher zwischen den betroffenen Instanzen zwingend eine Schnittstelle existieren, die die jeweiligen Leistungsgrenzwerte kommuniziert. Die letztendliche Leistungsanpassung erfolgt im Fahrzeug und folgt den Vorgaben. Dieses Verfahren ist technisch aufwendiger, da zusätzliche Schnittstellen notwendig sind. Der Vorteil des Verfahrens liegt in der Mehrstufigkeit der Leistungsanpassung sowie der zuverlässigeren Bereitstellung der Flexibilität gegenüber der zeitvariablen Ladesteuerung. Schwankungen der Leistungsaufnahme, insoweit durch ein angebundenes Messsystem erfasst, können mittels Anpassung der Grenzwerte ausgeglichen werden. Anforderungen für die technische Realisierung einer Schnittstelle von EVSE zu EF leiten sich u.a. aus der Norm IEC 61851 ab.

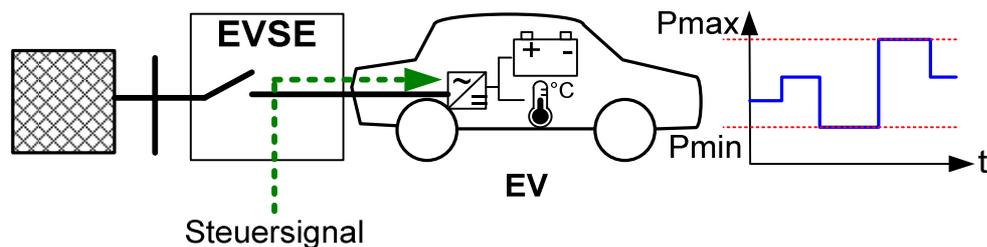


Abbildung 4.2 Schematische Darstellung leistungsvariable Ladesteuerung

Der Nachweis der technischen Umsetzbarkeit anhand eines durchgeführten Feldtests ist u.a. aus [102] [103][104] ersichtlich.

4.3 Nutzungsverhalten

Aus Studien zum Mobilitätsverhalten [105] kann man die mittlere Fahrleistung je Fahrzeug pro Tag sowie ein mittleres Nutzungsverhalten in definierten Zeitscheiben entnehmen. In weiteren Studien wird daraus der Anteil der Fahrzeuge abgeleitet, die parken und damit potentiell an eine Ladeinfrastruktur angeschlossen werden können. Eine wesentliche Erkenntnis der Studie besteht in der Tatsache, dass zu jeder Stunde des Tages mind. 90 % der Fahrzeuge parken [106].

Aus dem Parkverhalten wurde in [107] unterstellt, dass sich daraufhin eine mittlere Nutzung der Ladeinfrastruktur während der Nachtstunden (19:00 Uhr bis 6:00 Uhr) durch 75 % der Fahrzeuge ergibt. Für die übrigen Tagesstunden wurde eine Quote von 25 % der Fahrzeuge angenommen.

Tatsächlich hat sich in bisherigen Feldversuchen [108][102][104] gezeigt, dass das Nutzungsverhalten sowohl in der Nutzung der Ladeinfrastruktur als auch hinsichtlich des Energiebedarfs starken Schwankungen unterliegt. In Tabelle 4.1 sind Kennwerte von Feldversuchen mit privaten Nutzern von Elektromobilität dargestellt. Ausgewählt wurden zwei voneinander unabhängige Feldversuche, bei denen die Nutzung der Ladeinfrastruktur als auch die Energiebedarfe dauerhaft messtechnisch erfasst wurden. Der mittlere Energiebedarf der Elektrofahrzeuge ergab sich in beiden Feldversuchen kleiner 0,5 der Batteriekapazität eines Fahrzeuges. Dabei ist zu beachten, dass die Standardabweichung (STD) in beiden Fällen bei größer gleich 0,2 der Batteriekapazität liegt. Im Extremfall (MAX, MIN) ergeben sich Ladevorgänge mit einem Energiebedarf, der 1 *p.u.* bzw. 0 *p.u.* der Kapazität entspricht. Die zeitweise starken Schwankungen des Energiebedarfs können vielseitige Gründe haben, da der erfasste Energiebedarf den tatsächlichen Bezug aus dem öffentlichen Netz darstellt. Darin enthalten ist sowohl der Bedarf für die gefahrene Kilometerleistung, der Bedarf für Klimatisierung als auch der Eigenverbrauch des Batterieladesystems.

Die Dauer eines Ladevorgangs kann ebenfalls nur schwer über den Mittelwert dargestellt werden. Der Mittelwert ergibt sich zwischen 13 und 14 Stunden je Ladevorgang [102]. Die zugehörige Standardabweichung beträgt 22 Stunden je Ladevorgang. Im Extremfall beträgt die Dauer eines Ladevorgangs 400 Stunden, was 16 Tagen entspricht und möglicherweise während einer Urlaubsphase eines Fahrzeugnutzers aufgetreten ist. Obwohl in [104] die Standardabweichung der Dauer des Ladevorgangs mit 3,7 Stunden angegeben ist und damit geringer als in [102] ausfällt, ergeben sich trotzdem Extremwerte von 29,25 Stunden als Maximalwert und lediglich 4,75 Stunden als Minimalwert.

Tabelle 4.1 Kennwerte für Ladevorgänge aus Feldversuchen

Feldversuch	[102]				[104]			
	MAX	MIN	Mittelwert	STD	MAX	MIN	Mittelwert	STD
Energiebedarf je Ladevorgang [pu] bezogen auf Kapazität	1,0	0	0,38	0,2	1	0,02	0,48	0,25
Dauer der Ladevorgänge [h]	400	0,25	14,2	22	29,25	4,75	13,1	3,7

Hinsichtlich der Bewertung der nutzbaren technischen Potenziale können die Schwankungen nicht vernachlässigt werden, da die Flexibilität unter den einzelnen Elektromobilen nicht ausgetauscht werden kann. Die Gesamtflexibilität einer Flotte an EF ergibt sich aus der Summe der Einzelpotenziale. Eine Zurechnung zu einem anderen EF ist nicht zulässig. Um valide Ergebnisse zu generieren, ist bei der Bestimmung der technischen Potentiale daher die Streuung ebenfalls zu berücksichtigen.

4.4 Methode zur Bestimmung der flexiblen Flottenleistung

Lastflexibilität kann für eine Vielzahl von möglichen Anwendungen zum Einsatz kommen. Die technischen Potenziale ergeben sich daher maßgeblich durch die damit verbundenen Anforderungen. Aus Sicht der Netzführung ist die Leistung die dominierende Bemessungsgröße und Ausgangspunkt der Darstellung des technischen Potenzials. Entsprechend der Nutzung der flexiblen Last werden Anforderungen an Dauer der Bereitstellung, Wiederholbarkeit und Zuverlässigkeit der Leistung gestellt. Insbesondere für die Bewertung des Potenzials von Flotten von Elektromobilen, die einer gesteuerten Ladung unterliegen, sind Ausschreibungszeiträume und Erbringungszeitscheiben Größen, die das Potenzial erheblich beeinflussen können.

Auf der gemeinsamen IT-Plattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber „regelleistung.net“ werden Flexibilitätsoptionen, unterteilt nach Regelleistung und schaltbaren Lasten, entsprechend TC und AbLaV ausgeschrieben. Da die ÜNB für den sicheren Betrieb der elektrischen Energieversorgung in Deutschland verantwortlich sind (vgl. §11 EnWG), wird davon ausgegangen, dass ihre definierten Anforderungen den notwendigen Gesamtbedarf an Flexibilität wiedergeben. Potenzielle Anbieter von Regelleistung müssen ihre technischen Anlagen entsprechend präqualifizieren, um Leistungsangebote abgeben zu können. Die gestellten Anforderungen sind somit für alle Anbieter, unabhängig der Art ihrer technischen Anlagen, gleich.

Nachfolgend wird eine Methode zur Bestimmung der flexiblen Flottenleistung für Elektromobile entsprechend den benannten Anforderungen vorgeschlagen. Das grundlegende Vorgehen besteht darin zu prüfen, welche flexible Leistung durch eine Gruppe von Elektromobilen nach einem Anforderungsprofil angeboten werden kann. In Abbildung 4.3 ist das zugrunde gelegte Konzept dargestellt. Die Anforderung an Erbringungsdauer und Erbringungszeiträume wird dabei aus der Historie und Prognose des Netzbetriebes abgeleitet. Es wird davon ausgegangen, dass sich eine vertragliche Beziehung zwischen dem Betreiber des Netzes als Anforderer der Flexibilität und der Instanz, welche die Elektroflotte verwaltet, ausbildet. Teil der vertraglichen Anforderung stellt dabei die Definition eines Bereitschaftszeitraums, einer Erbringungsdauer sowie einer Erbrin-

gungszuverlässigkeit der flexiblen Last im Bedarfsfall dar. Der Anbieter wiederum bestimmt unter Berücksichtigung der Anforderung ein Leistungsband, das er als flexible Last durch die Aggregation der Elektrofahrzeuge anbieten kann. Ein ähnlich geartetes Verfahren existiert für die Ausschreibung von Regelleistung [109][110][111][112][113][114], wird hier aber nicht weiter betrachtet. Ebenfalls bleiben die expliziten Anforderungen an die IT-Infrastruktur unberücksichtigt.

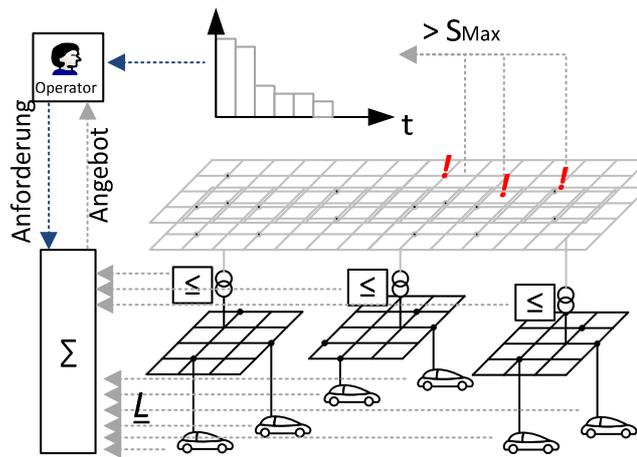


Abbildung 4.3 Konzept zur Bestimmung der flexiblen Flottenleistung

Das potenzielle Leistungsband der Flotte an Elektromobilen wird durch den Zustandsvektor der Ladevorgänge \underline{L} bestimmt. Darin enthalten sind alle individuellen Zustandsparameter der Flotte an Elektromobilen:

- $t_{\text{Beginn}}, t_{\text{Ende}}$ - Beginn eines Ladevorgang und Ende eines Ladevorgang
- SoC_{Kap} [kWh] - Kapazität der Traktionsbatterie
- dQ [kWh] - entnommene Energiemenge
- SoC_{End} [pu], - Füllstand der Traktionsbatterie, der zum Ende des Ladevorgangs erreicht werden muss
- P_{Max} [kW], P_{Min} [kW] – Leistungsgrenzen des Ladesystems

Dafür können real ermittelte oder synthetisch genierte Ladevorgänge genutzt werden. Weiterhin ist der Ausschreibungszeitraum zu definieren, für den man die Anforderungen prüfen möchte.

- **Beginn Ausschreibungszeitraum** und **Ende Ausschreibungszeitraum**

Entsprechend des Ausschreibungszeitraums werden die Ladevorgänge innerhalb der zeitlichen Schnittmenge definiert, alle übrigen werden vernachlässigt. Im nächsten Schritt wird das Flexibilitätsprodukt nach den damit verbundenen Anforderungen definiert:

- **Abrufrichtung** – Die positive Abrufrichtung ist eine Einspeiserhöhung oder eine Lastreduzierung. Eine negative Abrufrichtung ist eine Einspeisereduzierung oder Lasterhöhung.
- **Max. Dauer des Bereitschaftszeitraums ohne Unterbrechung** – Sie ist eine Untermenge des Ausschreibungszeitraums und gibt den Zeitraum an, in dem Abrufe ohne zeitliche Unterbrechungen erfolgen können. So beträgt bei Sekundärenergieleistung der Ausschreibungszeitraum eine Woche. Bedingt durch Unterteilung in Haupt- und Nebenzeit (HT/NT), ergeben sich jedoch Untermengen.
- **Abrufdauer ohne Unterbrechung** – Sie entspricht der geforderten zusammenhängenden Dauer eines Abrufs.
- **Wiederholungen des Abrufs** – Hier handelt es sich um die Anzahl der Abrufe, die mit der Abrufdauer erfüllt werden müssen. Die Pause zwischen den Abrufen entspricht der Abrufdauer.

Anhand der Definitionen erfolgt im Weiteren die Ermittlung der zugehörigen Sollwert-Zeitreihen. Da der Abruf von Flexibilität zu jedem Zeitpunkt innerhalb des Ausschreibungszeitraums erfolgen kann, muss die Erbringung ebenfalls zu jedem Zeitpunkt erfolgen können. Dies bedeutet jedoch nicht, dass über den kompletten Ausschreibungszeitraum die Leistung zur Verfügung gestellt werden muss. Entsprechend des kleinsten Zeitintervalls der Betrachtung ergeben sich N mögliche Abrufvarianten, die sich lediglich in ihrem Startzeitpunkt unterscheiden und ansonsten identisch sind. In Abbildung 4.4 ist die Bildung der Abrufoptionen beispielhaft dargestellt. Die Leistung des Abrufs wird in bezogenen Größen angegeben, da diese sich aus der zu präqualifizierenden Leistung ergibt.

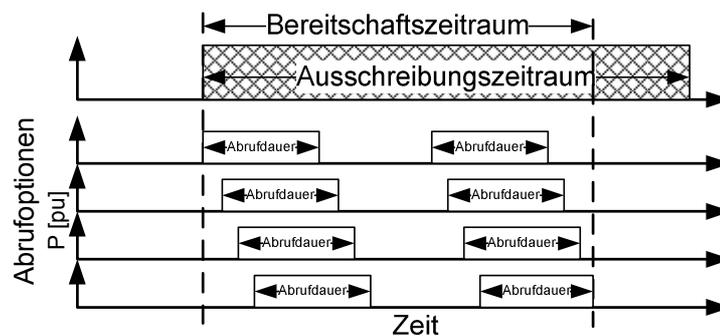


Abbildung 4.4 Beispieldarstellung Ermittlung der Abrufoptionen

Im nächsten Schritt wird anhand der Ladevorgänge bewertet, ob die Abrufoptionen durch die Flotte von Elektromobilen bedient werden können. Das Ergebnis jeder Bewertung ist ein logischer Wert. Grundlage der Bewertung stellt die Ermittlung der Flexibilität dar. Das bedeutet, Flexibilität ist nur gegeben, wenn die Flotte an Elektromobilen zu jedem Zeitpunkt innerhalb der Abrufdauer ihren Arbeitspunkt ändern kann. Flexibilität ist folglich nicht gegeben, wenn die Flotte an Elektromobilen ihren Arbeitspunkt durch die Einhaltung der Nebenbedingungen ändert.

In Abbildung 4.5 ist beispielhaft der Bewertungszeitraum für eine negative Abrufoption dargestellt. Abgebildet sind zwei Ladevorgänge in zeitlicher Abfolge, die jeweils hinsichtlich ihrer Flexibilität geprüft werden. Zur Vereinfachung sind für beide Ladevorgänge die identischen Anfangs- und Endbedingungen angenommen. Ein Unterschied ergibt sich lediglich in der Dauer der Ladevorgänge. Es ist zu beachten, dass je Ladevorgang der Ladezustand (SoC) als determinierende Zustandsgröße genutzt wird, da ein definierter Endwert für den SoC je Ladevorgang erreicht werden muss.

Je Ladevorgang existiert daher eine Zeitphase in der Leistung über die Zeit, die ohne Möglichkeit der Abweichung zugeführt werden muss. Dieser Zeitraum kann im Sinne der Definition nicht der Flexibilität zugesprochen werden. In dem dargestellten Beispiel erhöht sich für den ersten Ladevorgang der SoC infolge des Abrufs. Die Zeitphase zur Erreichung des Endladezustandes (SoC_{end}) liegt aufgrund des längeren Ladevorgangs zudem außerhalb des Abrufzeitraums. Für den ersten Ladevorgang ergibt sich somit innerhalb des Abrufzeitraums die gewünschte Flexibilität in negativer Abrufrichtung. Der ebenfalls dargestellte zweite Ladevorgang befindet sich aufgrund des kürzeren Ladevorgangs zu jedem Zeitpunkt in einer Phase der Zwangsladung, da sonst der SoC_{end} nicht erreicht werden kann. Eine Flexibilität entsprechend der Definition ist daher für diesen Ladevorgang nicht gegeben. Nicht dargestellt ist der Fall einer vorzeitigen Erreichung des SoC_{end} . Entspricht der SoC_{end} der absoluten Kapazität, so ist ebenfalls keine Flexibilität mehr gegeben.

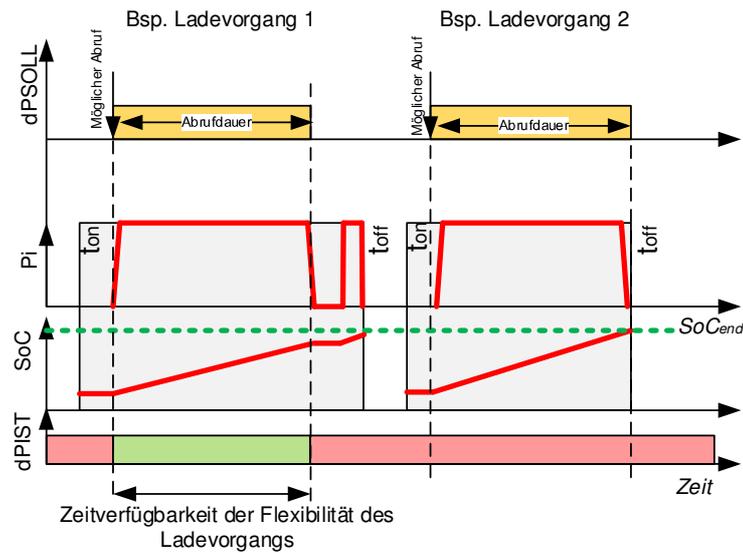


Abbildung 4.5 Bewertung der Flexibilität für eine negative Abrufoption

In gleicher Weise kann die Bewertung für eine positive Abrufrichtung vorgenommen werden. Da für Elektromobile auch die Rückspeisung [115] elektrischer Energie in Frage kommt, ist dieser Fall ebenfalls zu berücksichtigen. In Abbildung 4.6 ist eine beispielhafte Bewertung einer positiver Abrufoptionen mit und ohne Rückspeiseoption dargestellt. Die gewählten Ladevorgänge „1“ und „2“ sind identisch mit denen aus dem Beispiel in Abbildung 4.5. Die Nebenbedingungen zur Erreichung des SoC_{end} sind ebenfalls identisch.

Im Sinne der Definition von Flexibilität liegt für die gleichen Ladevorgänge ein geringerer Zeitraum mit positivem Bewertungsergebnis vor. Im Fall der Rückspeiseoption reduziert sich der Zeitraum noch einmal deutlich, da bei der Rückspeisung der Ladezustand reduziert wird. Grund für die offensichtliche Unterscheidung zum negativen Abruf ist die Begrenzung durch das Ende des Ladevorgangs und die Erreichung des SoC_{end} . Bei einem sehr großen Verhältnis aus Dauer des Ladevorgangs zu Abrufdauer ergeben sich identische Ergebnisse für den positiven und den negativen Zeitraum. Dann ähnelt das Nutzungsverhalten jedoch eher einem stationären Speicher als Elektromobilen und wird daher nicht näher erläutert.

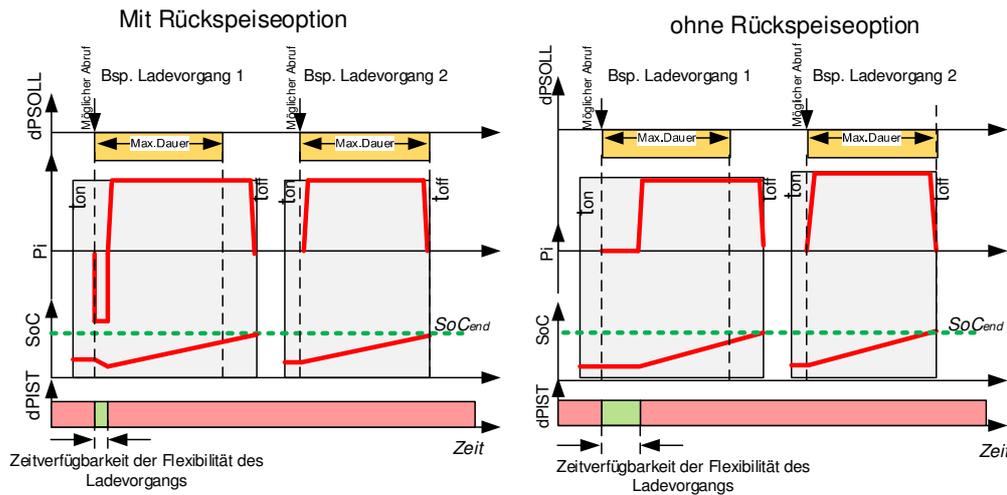


Abbildung 4.6 Bewertung der Flexibilität für eine positive Abrufoption

Die Prüfung der Flexibilität wird für alle im Abrufzeitraum liegenden Ladevorgänge vorgenommen. Stellt sich für den Abrufzeitraum eine durchgängige Flexibilität ein, ist die Bewertung der Abrufoption insgesamt als positiv zu bewerten. Die so beschriebene Bewertung wird für alle Abrufoptionen durchgeführt. Das Verhältnis aus Abrufoptionen mit positivem Ergebnis zu Abrufoptionen mit negativem Ergebnis stellt die Zuverlässigkeit der Erbringung dar und muss insgesamt dem Mindestwert entsprechen.

Die Bewertung beginnt zunächst immer mit der kleinsten möglichen flexiblen Leistung und ergibt sich im Falle der Flotte von Elektromobilen aus der kleinsten Leistung der Ladesysteme. Wird die Vorgabe der Zuverlässigkeit erfüllt, kann das gesicherte Leistungsband über die Ausschreibungszeit inkrementell erhöht werden, bis die Bedingung nicht mehr gegeben ist. Die daraus ermittelte Leistung stellt das Flexibilitätsband als Leistung entsprechend der gestellten Anforderungen dar. Die Bewertung des Flexibilitätsbandes wird unter der Annahme verschiedener Anforderungsprofile aus Tabelle 4.2 vorgenommen. Zum einen sind darin Anforderungsprofile der deutschen ÜNB hinterlegt. Die Anforderungsprofile PRL, SRL und MRL beziehen sich dabei ausschließlich auf statische Anforderungsparameter, da die Erbringung von Regelleistung selbst nicht Gegenstand der Untersuchung ist. Zum anderen sind darin fiktive Anforderungsprofile enthalten, welche aus Ableitungen der vorhergenannten Anforderungsprofile hervorgegangen sind. Zweck der Ableitung war die Untersuchung der Sensitivität des Flexibilitätsbandes auf geänderte Anforderungen. Im Hinblick auf die Bewertung für Flotten von Elektromobilen stützen sich die ausgewählten abgeleiteten Anforderungsprofile hauptsächlich auf die Unterteilung in zwei Zeitscheiben (Hauptzeit HT und Nebenzeit NT) und gestaffelte Erbringungsdauern (1h, 2h, 4h, 8h), um dem Verfügbarkeitsprofil von EF besser gerecht zu werden.

Tabelle 4.2 Anforderungsprofile zur Ermittlung des Leistungsbandes

Anforderungsprofil	Abruf- richtung	Zeit- schei- ben	Max. Erbrin- gungsdauer [h]	Max. Bereit- schafts- dauer [h]	Min. Zeitverfügar- keit der Leistung [%]	Abruf- wieder- holun- gen
PRL	POS&NEG	1	0,25	744	99,99%	2
SRL	POSINEG	2	0,25	150	96%	8
MRL	POSINEG	6	4	4	99,99%	1
SNL[1/4h]	POS	1	1	744	87%	16
SNL[4h]	POS	1	4	744	87%	4
SNL[8h]	POS	1	8	744	87%	2
SNL_NEG[1/4h] *	NEG	1	1	744	87%	16
SNL_NEG [4h]*	NEG	1	4	744	87%	4
SNL_NEG [8h]*	NEG	1	8	744	87%	2
SNL_PN [1h]*	POSINEG	2	1	150	87%	1
SNL_PN[2h]*	POSINEG	2	2	150	87%	1
SNL_PN[4h]*	POSINEG	2	4	150	87%	1
SNL_PN[8h]*	POSINEG	2	8	150	87%	1
<i>* fiktives Anforderungsprofil</i>						

Für den Zustandsvektor \underline{L} der Flotte wurde eine aus Abschnitt 4.3 abgeleitete Streuung der Werte angenommen. In Abbildung 4.7 ist die aus der erläuterten Methode ermittelte maximal mögliche flexible Leistung je Anforderungsprofil dargestellt. Unter Beachtung der bestehenden Anforderungen ergibt sich, dass für das Anforderungsprofil PRL in keinem Szenario ein Potenzial besteht. Weiterhin ist das deutliche MRL Potenzial auf die Staffelung in sechs Zeitscheiben a vier Stunden je Tag zurückzuführen, wobei das angegebene Potenzial nur für die günstigste Zeitscheibe gültig

ist und annähernd dem theoretischen Maximum der Ladeleistung entspricht. Für das Anforderungsprofil SRL ergibt sich aufgrund der anderen Anforderungen bei ansonsten gleichen Randbedingungen ein reduziertes Erbringungspotenzial. Ebenfalls dargestellt ist hier der bestmögliche Fall, welcher ein Potenzial von 3,8 kW je EF einer Flotte ausweist.

Im Mittel muss mit deutlich geringeren Potenzialen gerechnet werden [103, 107]. Das Erbringungspotenzial von SNL[1/4h] ergibt sich maximal zu 5,5 kW je EF bei ¼-Stunden Abrufoption. Bei der Potenzialermittlung anhand der fiktiven Anforderungen ist ersichtlich, dass die Ausdifferenzierung der SNL-Erbringung in HT- und NT-Zeiten sowie die Trennung nach positiver und negativer Abrufrichtung bei gleichzeitiger Reduzierung auf Wochenausschreibungen die maximal verfügbare Leistung je EF deutlich steigert. In der Betrachtung der Abrufoptionen bis vier Stunden ist eine Steigerung um den Faktor zwei bis drei möglich. Insgesamt kann je nach Abrufdauer eine maximale flexible Leistung zwischen 9,5 und 2,2 kW je EF zur Verfügung gestellt werden.

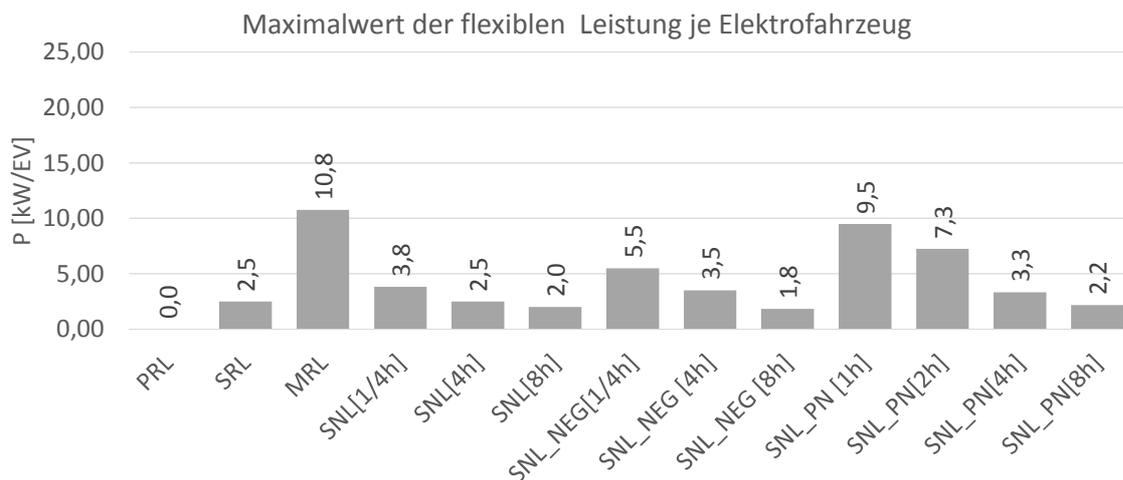


Abbildung 4.7 Maximalwert der flexiblen Leistung je Elektrofahrzeug nach Anforderungsprofil

Um das Flexibilitätspotenzial durch Elektromobile für die Netzführung in der Wertigkeit zu erhöhen, sind geringfügige Umgestaltungen bestehender Flexibilitätsprodukte ausreichend und müssen nicht grundsätzlich neu strukturiert werden.

Für das realisierbare technische Potenzial ergeben sich jedoch Obergrenzen durch Netzrestriktionen. Insbesondere im Niederspannungsnetz [116] kann nicht von beliebig hohen abrufbaren Leistungen ausgegangen werden. Ebenfalls ist nicht davon auszugehen, dass eine Durchdringung mit EF zu einem flächendeckenden Netzausbau führt und damit die Leistungsbereitstellung erhöht wird. Die Abschätzung der Limitierung der abrufbaren Leistung ergibt sich somit aus der vorliegenden Netzkapazität im Niederspannungsnetz. Die einzuhaltenden Nebenbedingungen werden

durch die technischen Anschlussbedingungen der Niederspannungsverteilternetzbetreiber definiert [117].

In einer methodischen Worst-Case Abschätzung muss man davon ausgehen, dass der Abruf der negativen flexiblen Leistung zu einem Zeitpunkt erfolgt, an dem die Belastung im Niederspannungsnetz bereits einen hohen Wert erreicht hat. Von einer Leistungskompensation durch in gleichen Netzbereichen installierten PV-Anlagen kann nicht zu jedem Zeitpunkt ausgegangen werden und daher keine weitere Berücksichtigung finden. Weiterhin wird vorausgesetzt, dass ein Lastmanagementsystem für EF in der Niederspannung existiert und sich die Ladeleistung den entsprechenden Netzkapazitäten anpasst [118] [119].

Bei einer erhöhten Durchdringung ergibt sich damit die in Abbildung 4.8 dargestellte Abhängigkeit der maximal abrufbaren flexiblen Leistung aus der Durchdringung von EF je Haushalt in Niederspannungsnetzen. Bei der Ermittlung der Kurve der maximalen negativen flexiblen Leistung durch Erhöhung der Ladeleistung wurde von einer üblichen Niederspannungsnetzgröße mit bis zu 200 angeschlossenen Haushalten [120] ausgegangen. Ebenfalls wurde von einer symmetrischen Ladeleistung ausgegangen und keine Berücksichtigung von Spannungsverletzungen betrachtet.

Für die Worst-Case Abschätzung der positiven flexiblen Leistung (Ladeleistung) sind zwei Varianten denkbar. Zum einen kann die Ladeleistung reduziert werden, zum anderen ist auch eine grundsätzliche Rückspeisung denkbar. In beiden Fällen unterscheidet sich die Begrenzung der flexiblen Leistung durch Netzrestriktionen kaum. Denn es ist davon auszugehen, dass die Ladeleistung durch das Lastmanagement begrenzt ist und somit die reduzierbare Leistung ebenfalls eingegrenzt wird oder die Rückspeiseleistung direkt den Netzrestriktionen unterworfen ist. Eine Berücksichtigung der Niederspannungslast muss daher nur für den Fall einer Rückspeisung erfolgen und wird mit der minimal auftretenden Last angenommen.

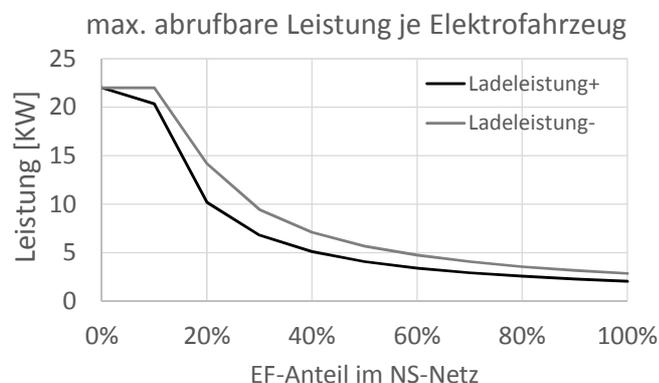


Abbildung 4.8 Abrufbare Leistung je Elektrofahrzeug in Niederspannungsnetzen

Obwohl keine differenzierte Untersuchung für Verteilernetze vorgenommen wurde, stellt die ermittelte maximal abrufbare Ladeleistung je Elektromobil doch einen oberen Grenzwert dar. Ab einem Anteil an Elektrofahrzeugen größer 30 % erscheint eine Beschränkung der erbringbaren flexiblen Leistung als vakant. Schlussfolgernd aus den vorherigen Ausführungen kann das verfügbare flexible Leistungsband an einen Netzknoten (außer in NS selbst) durch die Gleichungen 4.1 und 4.2 beschrieben werden.

$$\Delta P_{EF-k,ii} = n_{ii} \cdot \frac{c_{\Delta P-}}{\Delta k} \cdot P_{EF} \cdot c_{VN-} \quad ; \quad c_{VN-} = f\left(\frac{c_{\Delta P-}}{\Delta k}, n_{ii}\right) \quad (4.1)$$

$$\Delta P_{EF+k,ii} = n_{ii} \cdot \frac{c_{\Delta P+}}{\Delta k} \cdot P_{EF} \cdot c_{VN+} \quad ; \quad c_{VN+} = f\left(\frac{c_{\Delta P+}}{\Delta k}, n_{ii}\right) \quad (4.2)$$

Dabei stellt $\Delta P_{EV-k,ii}$ den negativen Anteil, also der möglichen Lasterhöhung, dar. Hingegen definiert $\Delta P_{EV+k,ii}$ den positiven Anteil, was der möglichen Lastreduzierung entspricht. Die Limitierungsfaktoren durch das Verteilernetz c_{VN+} sowie c_{VN-} sind dabei abhängig von der Anzahl der Elektrofahrzeuge an einem Netzknoten n_{ii} , aber auch von der verfügbaren spezifischen Leistung je Elektrofahrzeug je Erbringungsdauer $\frac{c_{\Delta P-}}{\Delta k}$ und $\frac{c_{\Delta P+}}{\Delta k}$. Der spezifische Leistungswert $c_{\Delta P-}$ und $c_{\Delta P+}$ ergibt sich aus dem in Tabelle 4.2 definierten Anforderungsprofil und ist damit von der Zeitscheibe des flexiblen Leistungsbandes abhängig.

Die vorgestellte neuartige Methode zur Bestimmung des verfügbaren flexiblen Leistungsbandes durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen berücksichtigt die folgenden relevanten Anforderungen:

- Netzführung hinsichtlich Erbringungsdauer und Zuverlässigkeit
- Nutzung von Elektrofahrzeugen
- Räumliche und zeitliche Verfügbarkeit
- Limitierung durch Netzbetriebsmittel

4.5 Modellierung eines Untersuchungsnetzes

Die Wahrung der Netzsicherheit kann, ausgehend von den Ausführungen in Abschnitt 2.6, als quasistationäres Phänomen betrachtet werden. Nachfolgend wird beschrieben, wie ein für den Zeitbereich gültiger Untersuchungsgegenstand modelliert wird. Abbildung 4.9 zeigt, welche Vorgehensweise bei der Modellierung zu beachten ist. Zunächst ist die Systemgrenze zu definieren, aus der die notwendigen Netzelemente zu ermitteln sind. Die Netzelemente werden durch Netzknoten und deren topologische Verknüpfung definiert. Im Anschluss erfolgt die Bestimmung der

Arbeitspunkte. Hierfür werden je Netzknoten Last und Einspeisung ermittelt. Abschließend werden aus den Arbeitspunkten mögliche Abweichungen im Rahmen der Netzführung bestimmt und als Anpassungsoptionen modelliert. Die nachfolgenden Beschreibungen zur Anwendung der Modellierung beziehen sich auf das deutsche Höchstspannungsnetz sowie auf die Modellierung benachbarter Netze.

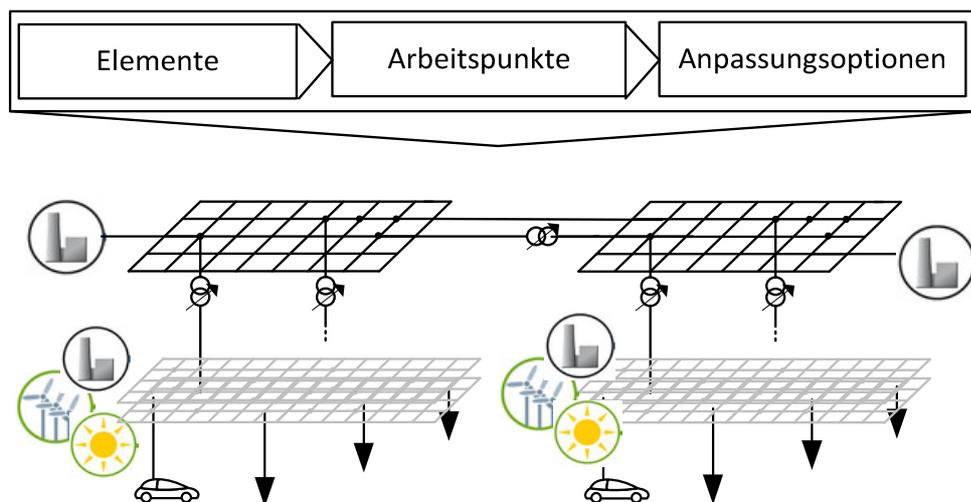


Abbildung 4.9 Nachbildung des Untersuchungsnetzes

Bestimmung der Netzknoten und der Netztopologie

Ausgangspunkt für die Modellierung sind die im Netz zu berücksichtigenden Netzknoten. Die Mindestanforderungen zur Definition von Netzknoten ergeben sich aus der Festlegung einer Spannungsebene und einer eindeutigen Kennzeichnung, z.B. über Knotennummern. Zur Verknüpfung beliebiger Quellen empfiehlt sich zusätzlich die Zuordnung von Geoinformationen. Es bietet sich an, eine Verknüpfung der Geoinformationen zu nicht koordinatenbezogenen Ortsinformationen vorzunehmen. Dafür kommen beispielsweise Ortsnamen oder Postleitzahlen in Betracht, da diese in weiteren nutzbaren Quellen keine Geoinformationen enthalten und eine Zuordnung nur über sekundäre Schlüssel möglich ist. Die Netztopologie gibt die Verknüpfung der Netzknoten untereinander an und kann aus Netzplänen entnommen werden. Soweit Netzpläne nicht direkt vorliegen oder unvollständig sind, kann z.B. für Freileitungsnetze der Verlauf der Leitungen aus Kartenmaterial entnommen werden, da es sich bei Freileitungsmasten um sichtbare Strukturen handelt. Die Leitungsstrukturen sind notwendigerweise einer Spannungsebene zuzuordnen, da dies für die Zuordnung der Netzknoten als auch für die spätere Bestimmung der Leitungsparameter erforderlich ist. Weiterhin ist die Angabe der Leitungslänge relevant. In der zuvor

erwähnten OSM-DB[121] [122] sind diese Informationen bereits teilweise hinterlegt und können abgerufen werden. In Abbildung 4.10 ist ein visualisierter Auszug aus der OSM-DB mit entsprechenden hinterlegten Freileitungsstrukturen an einem Umspannwerk dargestellt. Die unterschiedlichen Spannungsebenen sind entsprechend eingefärbt.

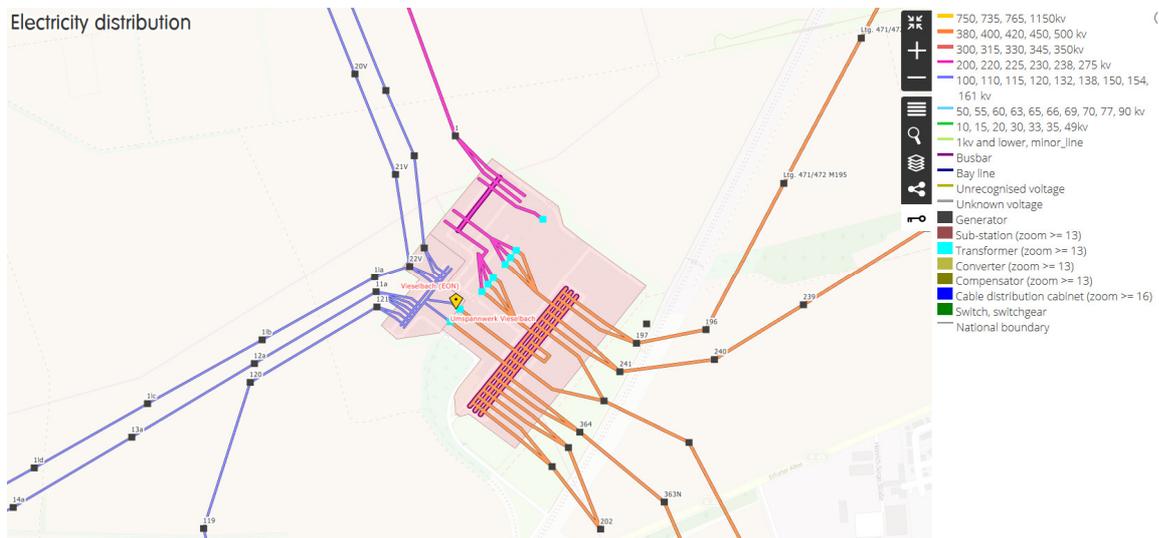


Abbildung 4.10 Ausschnitt aus OSM-Datenbank zur Modellierung der Topologie in einer Station [121] [122]

Aus dem Verlauf der Freileitungen und bei der Modellierung des Höchstspannungsnetzes lässt sich Folgendes für die Netztopologie [123][124] annehmen:

- Mindestens ein Netzknoten bildet eine Station.
- Stationen, die nur eine verbundene Freileitung besitzen, ist nur ein Netzknoten zugewiesen.
- Stationen, die mehr als eine verbundene Freileitung besitzen, sind mindestens zwei Netzknoten zugewiesen.
- Je Spannungsebene gibt es je Station mindestens einen Netzknoten.
- Beginnen oder enden an der Station Freileitungen mit mehr als einer Spannungsebene, so besteht mindestens zwischen zwei Netzknoten eine Verbindung über einen Transformator.
- Direkte Verbindungen zwischen Stationen sind mit direkten Verbindungen zwischen Netzknoten gleich zu setzen.

Bestimmung der Betriebsmittelparameter

Die Modellierung der Betriebsmittel liegt eine Typisierung der Betriebsmittel zugrunde. Für Freileitungen und Kabel wird angenommen, dass sich die Leitungsimpedanz aus der Multiplikation der typisierten Leitungsbeläge mit der Leitungslänge ergibt [125]. Die thermische Grenzbelastung wird als Standardwert je Spannungsebene angenommen. Für Transformatoren ist die thermische Grenzleistung als plausibilisierter Summenwert der angeschlossenen Leitungstypen angenommen. Die Impedanz wird entsprechend der ermittelten thermischen Grenzleistung und Spannungsebene als typischer Wert aus Tabellen entnommen [126][127][128]. Sammelschienenverbindungen werden impedanzlos angenommen, sind aber gesondert zu kennzeichnen.

Bestimmung der Arbeitspunkte

Last je Netzknoten

Zur Ermittlung der Jahreshöchstlast innerhalb der Systemgrenzen ist die Gesamtlast je Netzknoten zu ermitteln. Die Verteilung auf die Netzknoten kann mit unterschiedlichen Ansätzen erfolgen. Je Netzknoten ist die Last als Wirk- und Blindleistungswert anzugeben.

- Bei hohem Aggregationslevel kann die Jahreshöchstlast über die Bevölkerungsanzahl abgeschätzt werden [125]. Dieser Ansatz erfordert daher die Kenntnis der zugeordneten Bevölkerungszahl zu jedem Netzknoten. Die Methode ist aufgrund des Abstraktionsgrades nur bedingt für HöS-Netze mit homogener Lastverteilung anwendbar.
- In der Netzplanung werden für die verschiedene Nutzung von Flächen Planungskennwerte angegeben. Dabei wird nach Industrie, Gewerbe und Handel sowie Haushalten unterschieden [120]. Soweit die Information über die Flächennutzung vorliegt und einem Netzknoten zugeordnet werden kann, ist eine Abschätzung der sich ergebenden Jahreshöchstlast möglich. Diese Modellierungsmethode eignet sich daher auch für inhomogene Lastverteilungen, wie sie vornehmlich in Verteilernetzen mit dedizierten Industrieversorgungsgebieten anzutreffen sind. Für Übertragungsnetze ist das Verfahren ebenfalls anwendbar. Die Zuordnung der Flächen zu Netzknoten setzt die Kenntnis von Geoinformationen voraus. Eine einfache Zuordnungsmethode ergibt sich z.B. aus dem kürzesten Abstand zwischen Flächenmittelpunkt und Netzknoten. Die Flächennutzung kann z.B. über die frei zugängliche *Openstreetmap*-Datenbank [129] abgerufen werden. Dort sind in verschiedenen Kategorien Flächen mit entsprechenden Geoinformationen hinterlegt und können als *XML*-Datei heruntergeladen werden.
- Gemäß § 17 Abs. 2 StromNZV besteht für jeden Netzbetreiber in Deutschland eine Veröffentlichungspflicht seiner Jahreshöchstlast. Werden ein oder mehrere nachgelagerte Netzbe-

treiber ausschließlich über einen Netzknoten versorgt, so lässt sich daraus direkt die für den Netzknoten anzunehmende Last ermitteln. Wird der nachgelagerte Netzbetreiber über mehrere Netzknoten versorgt, so kann die Modellierungsmethode dahingehend abgewandelt werden, dass die veröffentlichte Jahreshöchstlast über einen Verteilungsschlüssel auf die Anzahl der entsprechenden Netzknoten aufgeteilt wird. Ein einfacher Verteilungsschlüssel kann aus einer Gleichverteilung auf alle Netzknoten angenommen werden. Diese Modellierungsmethode stellt die Jahreshöchstlast valide dar, soweit die dafür notwendigen Bedingungen erfüllt sind.

Bestimmung der konventionellen Kraftwerksleistung

Die innerhalb der Systemgrenzen zu berücksichtigenden Kraftwerksblöcke sind den Netzknoten zuzuweisen. Einem Netzknoten können mehrere Kraftwerksblöcke zugewiesen werden. Anzugeben sind je Kraftwerksblock der Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkt sowie die Wirk- und Blindleistungsgrenzwerte. Die Arbeitspunktwerte können den Wert Null annehmen. Die Grenzwerte müssen in Wertepaaren jeweils einfach ungleich null sein. Weiterhin ist der Typ (Energieträger) des jeweiligen Kraftwerksblockes anzugeben. Kraftwerksblöcke sind teilweise in der *Openstreetmap*-Datenbank hinterlegt, jedoch nicht vollständig, und sie enthalten teilweise widersprüchliche Angaben. Für die Modellierung innerhalb der deutschen Systemgrenze wird daher auf die veröffentlichte Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur zugegriffen [130].

Der Zuordnungsschlüssel der Kraftwerksblöcke zu den Netzknoten kann mittels Ortsangabe bzw. angegebener Postleitzahl erfolgen. Bei Stationen mit mehreren Netzknoten sind die Kraftwerksblöcke möglichst gleichmäßig zu verteilen. Für die Kraftwerksblöcke außerhalb der deutschen Systemgrenze sind diese einzeln zu recherchieren. Kraftwerksblöcke werden grundsätzlich mit der Nettoleistung am Netzverknüpfungspunkt modelliert.

Bestimmung der EE-Anlagenleistung und Standorte

Erneuerbare Energien (EE) Anlagen sind den Netzknoten zuzuordnen. Dabei ist nach EE-Typ und Netzanschlüssen zu unterscheiden. Aufgrund der Vielzahl an EE-Anlagen kann je nachgelagerte Netzebene eine Aggregation der EE-Anlagen je Netzanschlussebene erfolgen. In Abbildung 4.11 ist die ermittelte Zuordnung der installierten EE-Anlagenkapazität je Netzknoten für Deutschland dargestellt. Darin wird die inhomogene Verteilung auf die Netzknoten deutlich. Vor allem die Knoten im Norden verzeichnen eine überdurchschnittlich installierte EE-Anlagenkapazität.

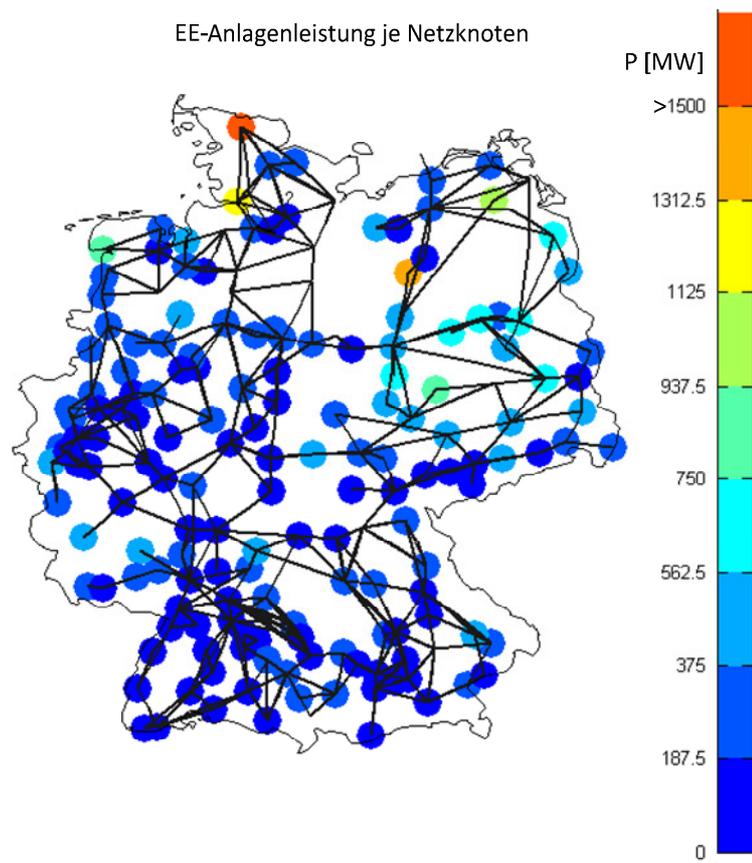


Abbildung 4.11 Verteilung der installierten EE-Erzeugungskapazität je Netzknoten für Deutschland [eigene Darstellung]

Aufgrund der mehrheitlichen Verbreitung im Verteilernetz ist die Einspeiseleistung mit der Verteilernetzlast zur vertikalen Netzlast an den Netzanschlusspunkten des HöS-Netzes zu verrechnen. Die Arbeitspunkte der EE-Anlagen werden daher für Wirk- und Blindleistung mit Null angenommen, da ihre Einspeiseleistung bereits in der Netzknotenlast berücksichtigt ist. Bei der Modellierung von eindeutig getrennter EE-Einspeisung und Netzknotenlast kann auf die Verrechnung in der Last verzichtet werden. Im Falle einer Verrechnung der Einspeiseleistung sind die Wirk- und Blindleistungsgrenzwerte zu ermitteln.

Innerhalb der deutschen Systemgrenze ergibt sich aufgrund regulatorischer Vorgaben ein spezielles Modell zur Ermittlung der Grenzwerte. Die Ausgangswerte werden dabei als Differenzwerte zum aktuellen Arbeitspunkt betrachtet. Die Eingangsgrößen stellen sowohl die aktuelle Wirkleistungseinspeisung $P(t)$ sowie die Spannungsebene der Netzanschlussknoten U_n als auch die Netzanschlusssebene der EE-Anlage U_o dar. Die Ermittlung der Wirkleistungsgrenzwerte ergibt sich aus der oberen Grenze als Differenz des aktuellen Arbeitspunktes zum Zeitpunkt t der möglichen maximalen Wirkleistungseinspeisung. Da EE-Anlagen bisher nicht wirkleistungsgedrosselt be-

trieben werden, ergibt sich der obere Wirkleistungsgrenzwert zu null. Der untere Wirkleistungsgrenzwert wird als negativer Einspeisearbeitspunkt $P(t)$ angenommen. Die übliche Stufung der Wirkleistungsreduzierung durch die Netzbetreiber erfolgt nach der Stufung 100/60/30/0-Prozent. Nachfolgend wird von einer kontinuierlichen Wirkleistungsreduzierung ausgegangen.

Die Spannungsebene von Netzknoten und EE-Anlagennetzanschluss bleibt bei der Ermittlung unberücksichtigt. Die Blindleistungsregelfähigkeit von EE-Anlagen wird durch eine Leistungsfaktorregelung nachgebildet. Dabei wird ein maximaler Wert von $0,95_{ind}$ und $0,95_{cap}$ angenommen[59]. Es ist weiterhin die Netzanschlussebene der EE-Anlage zu berücksichtigen. Sind Netzknotenebene und Anschlussebene der EE-Anlage identisch, kann die Blindleistungsregelfähigkeit innerhalb der arbeitspunktabhängigen Grenzen voll abgerufen werden. Bei einer Netzanschlussebene unterhalb der Netzknotenebene ist zu berücksichtigen, dass eine Blindleistungsbereitstellung aus einer nachgelagerten Netzebene eine Beobachtbarkeit des Netzabschnittes voraussetzt. Es wird davon ausgegangen, dass die Voraussetzungen nach dem absehbaren Stand der Technik nur für die 110 kV-Netzebene gegeben sind. Weiterhin muss beachtet werden, dass trotz Überwachbarkeit nicht die gesamte Q-Regelfähigkeit für den Netzknoten abrufbar ist. Mindernd wirken die Anforderungen der Netzsicherheit der nachgelagerten Netzebene. Es wird daher angenommen, dass in der nachgelagerten Netzebene die Blindleistungsregelfähigkeit nur zu 50 % am Netzknoten wirksam wird. Die Blindleistungsgrenzwerte sind entsprechend anzupassen.

Tabelle 4.3 Zusammenfassung der Richtlinien zur Modellierung der Arbeitspunktregelfähigkeit von EE-Anlagen in Deutschland

Energieträger	Anlagenleistung	Netzanschlussebene	P-Regelung	Q-Regelung	Quelle
Alle	>100 kVA	$U_o \leq 400 \text{ V}$	0% bis 100%	$0,9_{ind}$ bis $0,9_{cap}$	[131]
Alle	>0 kVA	$400\text{V} < U_o < 110 \text{ kV}$	0% bis 100%	$0,95_{ind}$ bis $0,95_{cap}$	[59]
Alle	alle	$110\text{kV} \leq U_o \leq 380 \text{ kV}$	0% bis 100%	$0,95_{ind}$ bis $0,92_{cap}$	[43]
PV	>30 KW und <100 kVA	alle	0% bis 100%	nicht angegeben.	§ 6 (2) EEG

Das Modell zur Ermittlung des Anpassungsbereichs von EE-Anlagen ist in Abbildung 4.12 ersichtlich. Nach der vorangegangenen Methodik sind als Eingangsgrößen die zeitabhängige Wirkleistungseinspeisung, die Netzanschlussebene sowie die Nennspannung des Netzknotens zu

berücksichtigen. Als Ausgangsgröße werden die maximale und minimale Wirk- und Blindleistung angegeben.

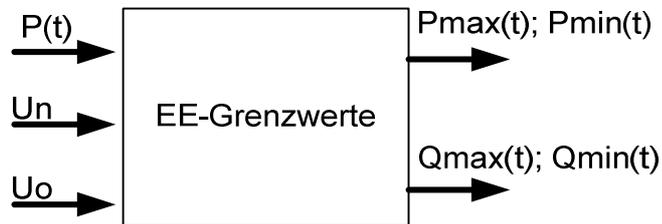


Abbildung 4.12 Modell zur Ermittlung der Anpassungsoptionen von EE-Anlagen an einem Netzknoten

Die Bestimmung der Arbeitspunkte lässt sich für EE-Anlagen aus historischen Daten ermitteln. Die Einspeisung aus EE-Anlagen findet, bedingt durch die geografische Verteilung, nicht gleichmäßig an allen Netzknoten statt. Die Einspeisung, bezogen auf die installierte Leistung, variiert daher je nach Netzknoten. In der Modellierung wird eine möglichst genaue Knotenzuordnung der zeitaufgelösten EE-Einspeisung vorgenommen. In Abbildung 4.13 ist für einen ausgewählten Zeitbereich aus dem Jahr 2012 die EE-Einspeisung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber dargestellt. Darin ist ersichtlich, dass nicht zu jedem Zeitpunkt in allen Netzgebieten der gleiche Anteil an EE-Einspeisung stattfindet. Die daraus resultierenden Leistungsflussverlagerungen werden durch die Art der Modellierung daher grundlegend berücksichtigt.

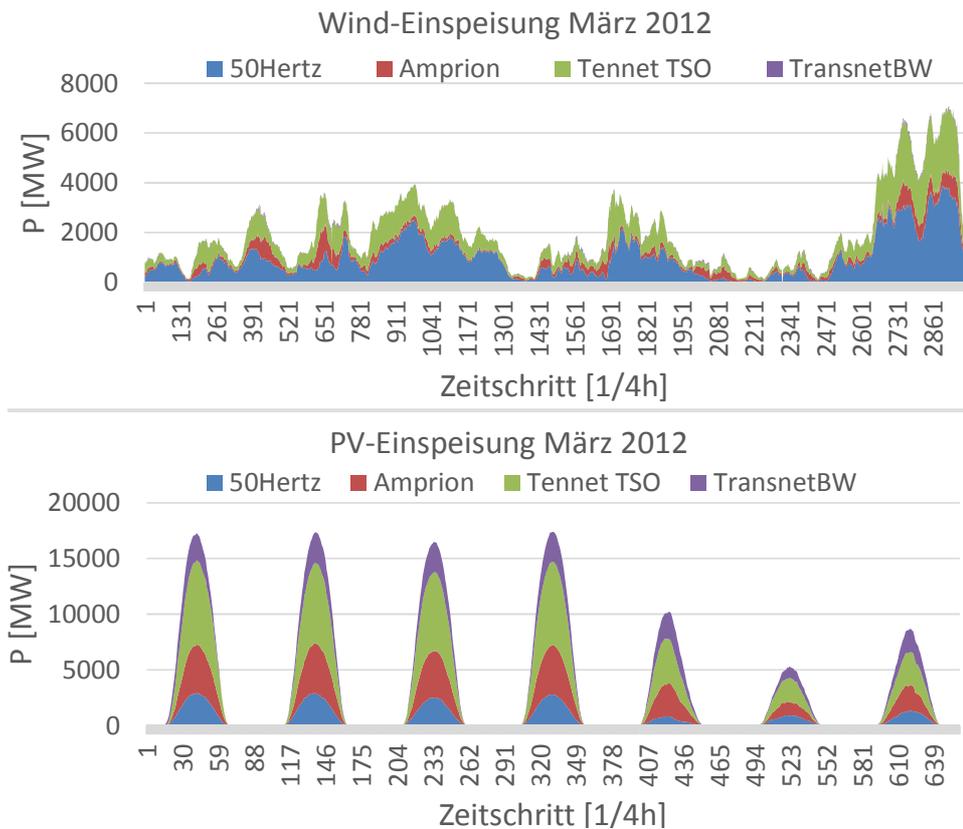


Abbildung 4.13 Beispielhafter zeitlicher Verlauf der EE-Einspeisung je Regelzone [eigene Darstellung]

Rückwirkung der EE-Anlagenleistung auf KW-Anlagen

Für stationäre Arbeitspunkte in einem elektrischen Netz gilt nach Gleichung 4.3, dass sich die Summe aus Einspeisung, Last und Übertragungsverlusten zu null ergeben muss.

$$0 = \sum_{i=1}^n P_{G_i} + \sum_{i=1}^n P_{L_i} + \sum_{i,j=1}^n P_{V_{ij}} \quad (4.3)$$

In der Modellierung ist diese Regel bei der Bestimmung der Arbeitspunkte entsprechend zu berücksichtigen. Für die Last kann zunächst von einem unabhängigen Arbeitspunkt ausgegangen werden. Weiterhin wird angenommen, dass die Einspeisung aus EE-Anlagen zu jedem Zeitpunkt mit maximal möglicher Leistung stattfindet. Daher muss für konventionelle Kraftwerksanlagen der Arbeitspunkt in Abhängigkeit aus Last und Einspeisung aus EE-Anlagen ermittelt werden. Die Bestimmung folgt dabei den energiewirtschaftlichen Grundprinzipien der Kraftwerkseinsatzoptimierung [132]. Grundlage dafür sind die Grenzkosten der Kraftwerksblöcke. Die Modellierung der Grenzkosten ist für das Modell im Weiteren nicht notwendig, jedoch wird die Reihenfolge der Grenzkosten nach Kraftwerkstyp (Merit-Order) berücksichtigt. Dabei ist zu beachten, dass

bei geringer vertikaler Netzlast die Kraftwerkstypen mit hohen Grenzkosten (z.B. Gaskraftwerke) keine Leistung einspeisen. Daraus ist zu schlussfolgern, dass Netzknoten mit entsprechenden Kraftwerkstypen für diesen Fall keine Einspeiseleistung durch den Kraftwerksblock aufweisen. Die Reduzierung folgt der Merit-Order absteigend vom teuersten zum günstigsten Kraftwerksblock. Die zu reduzierende Leistung wird auf alle Knoten gleichen Typs gleichmäßig verteilt. Ist eine Erhöhung der Kraftwerksleistung notwendig, so wird die Merit-Order in umgekehrter Reihenfolge unter Berücksichtigung von Maximalleistungen genutzt. Die Netzverluste werden bei der Modellierung durch ein festes Verhältnis zur summierten Kraftwerksleistung abgeschätzt und zu der vertikalen Netzlast addiert. In Abbildung 4.14 ist der beschriebene Bestimmungsalgorithmus beispielhaft veranschaulicht.

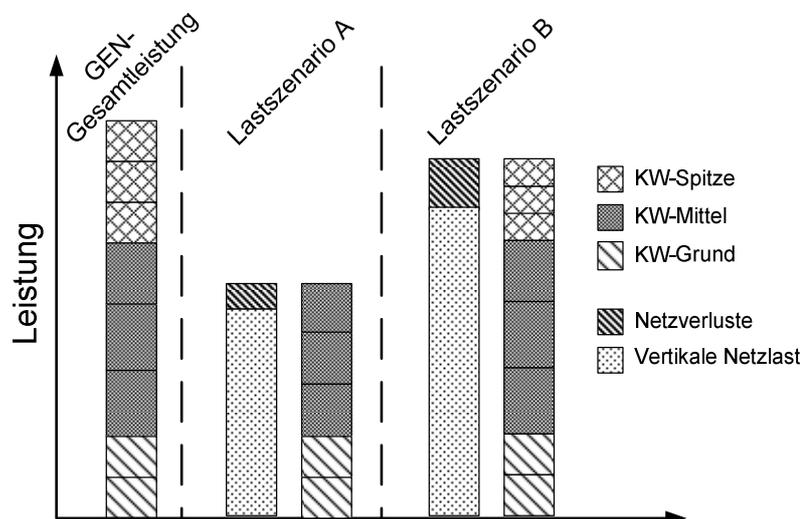


Abbildung 4.14 Schematische Veranschaulichung der Kraftwerksanpassung

Bei der Modellierung der Kraftwerksknoten sind ebenfalls die Blindleistungsgrenzwerte erforderlich. Soweit bekannt, werden diese je Kraftwerksblock direkt hinterlegt und müssen vor Modelldurchführung plausibilisiert werden. Sind keine Informationen zu den Blindleistungsgrenzwerten bekannt, werden diese symmetrisch aus den Wirkleistungsblockgrößen abgeleitet. Weiterhin sind die Spannungswerte für Kraftwerkknöten an die vorhandenen Blindleistungsgrenzwerte anzupassen. In der initialen Leistungsflussrechnung sollten sich keine Limitierungen der Blindleistungsbereitstellung durch einzelne Kraftwerksknoten ergeben. Für diese Fälle ist der Spannungswert oder die Blindleistungsgrenzen anzupassen.

Bestimmung der Standorte der flexiblen Lasten

Die flexiblen Lasten sind den entsprechenden Netzknoten zuzuordnen. Eine einfache Methode stellt die Zuordnung über die zuvor ermittelte Bevölkerungszahl je Netzknoten dar. Hierbei ist zu beachten, dass eine hohe Korrelation der Verbreitung der flexiblen Last und der Bevölkerungszahl vorausgesetzt wird. Die ist u.a. gegeben für die in der Klasse der „Weißen Ware“ zusammengefassten Haushaltslasten. Hier kann eine einheitliche Verteilung angenommen werden, da die Anzahl je Haushalt innerhalb der Systemgrenze Deutschland homogen ist [133]. Werden jedoch abweichende flexible Lasten modelliert, sind regionale Unterschiede zu berücksichtigen. Eine Nachbildung von flexiblen industriellen Lasten ist mit der zuvor beschriebenen Methode nicht sinnvoll darstellbar.

Bei der Nachbildung von Elektromobilen als flexible Last wird in erster Näherung davon ausgegangen, dass sich deren Verbreitung am Bestand der konventionellen Kraftfahrzeuge (KFZ) orientiert und sich die Gesamtanzahl durch einen Skalierungsfaktor zum KFZ-Bestand ableiten lässt. Bei der Zuordnung des KFZ-Bestandes zu einzelnen Netzknoten ist die Nutzung der Bevölkerungszahl ebenfalls ungeeignet, da sich der pro Kopf-Bestand zwischen Stadt und Land deutlich unterscheidet [105]. Daher wird zur Modellierung des KFZ-Bestandes je Netzknoten und damit auch der Bestand an Elektromobilen die Zulassungsstatistik des Kraftfahrzeugbundesamtes (KBA) herangezogen. Der darin aufgeführte Bestand an KFZ ist nach Zulassungsbezirken und deren Postleitzahlen unterteilt. Mit Hilfe der zuvor zugeordneten Postleitzahlen lässt sich damit eine detailliertere Verteilung je Netzknoten umsetzen. In Abbildung 4.15 ist die Zuordnung der Anzahl an Kfz je Netzknoten ersichtlich. Darin wird eine weitestgehend homogene Verteilung auf die Netzknoten deutlich. Einige Netzknoten weisen eine überdurchschnittliche Anzahl an KFZ je Netzknoten auf. Dabei handelt es sich um Netzknoten mit räumlicher Nähe zu Ballungszentren.

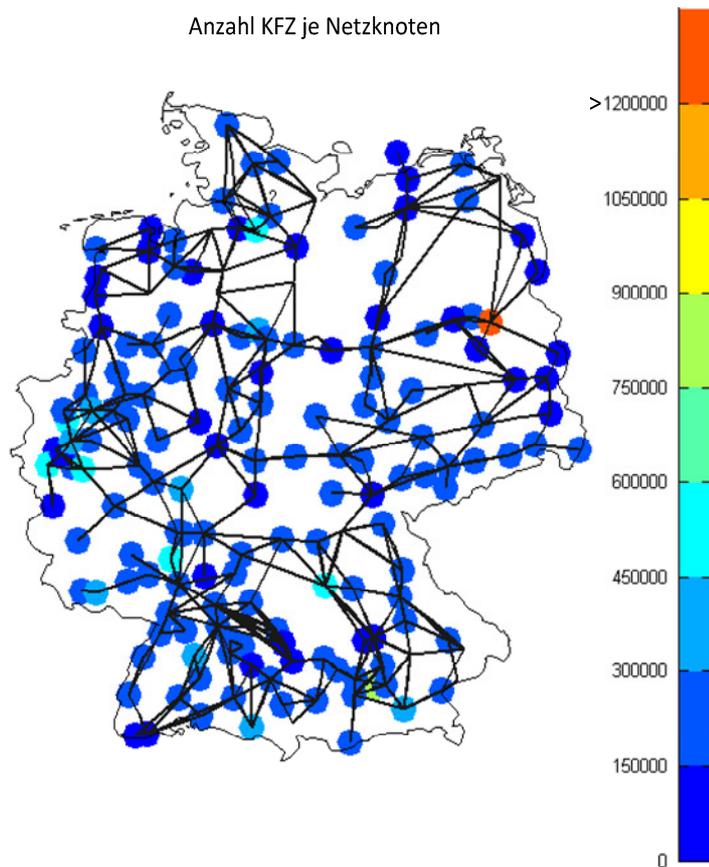


Abbildung 4.15 Verteilung der Anzahl an zugelassenen KFZ je Netzknoten für Deutschland [eigene Darstellung]

In Abschnitt 4.4 wurde eine Methode zur Bestimmung des flexiblen Leistungsbandes durch Elektrofahrzeuge vorgestellt. Dabei wurde die maximal verfügbare Leistung je Elektrofahrzeug als spezifische Kenngröße eingeführt. Deutlich wurde dabei herausgestellt, dass die Kennzahl von Beginn, Dauer sowie Richtung des Abrufs abhängig ist. Weiterhin basiert die Ermittlung auf der Annahme der bestmöglichen Parameter. Bisherige Erfahrungen in Feldversuchen haben jedoch gezeigt, dass die Erreichung des Maximums stark von nicht-technischen Faktoren bestimmt wird [134]. In der Modellierung wird daher der Mittelwert zwischen der maximal und minimal möglichen, spezifisch verfügbaren Leistung je Elektrofahrzeug angenommen. Eine Übersicht ist aus Tabelle 4.4 ersichtlich. Die weitere Methode zur Bestimmung des flexiblen Leistungsbandes bleibt von dieser Annahme unberührt.

Tabelle 4.4 spezifische verfügbare Leistung je Zeitscheibe

		20:00 bis 8:00 sowie WE und Feiertage	Werktag 8:00 bis 20:00
Maximalwert	Lasterrhöhung: c_{AP-}	0,8	0,1
	Lastreduzierung: c_{AP+}	0,4	0,01
Für Modellierung angenommen	Lasterrhöhung: c_{AP-}	0,4	0,05
	Lastreduzierung: c_{AP+}	0,2	0

4.6 Festlegung von Arbeitspunkten und Anpassungsoptionen

Die Ermittlung der Anpassungsoptionen ist abhängig von Netzzustand und Arbeitspunkt der Betriebsmittel. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.6 dargelegten Netzführungslogik ergeben sich die in Tabelle 4.5 beschriebenen Anpassungsstufen je Betriebsmitteltyp und Netzbetriebszustand.

Tabelle 4.5 Netzanpassungsstufen

	netzzustandsabhängige Anpassungsstufen					
	1-netzbezogen		2-marktbezogen		3-notfallbezogen	
	P	Q	P	Q	P	Q
Konventionelle KW-Anlage (alle Typen)	konst.	$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$	$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$	$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$	$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$	$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$
EE-Anlage (alle Typen)	konst.	$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$	konst.	$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$	$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$	$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$
Flexible Last (Typ Elektrofahrzeug)	konst.	0	$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$	0	$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$	0
Transformator Typ1	$ \dot{u}_{\min} \leq \dot{u}_i \leq \dot{u}_{\max} $					
Transformator Typ 2	$\{ \dot{u}_{\min} , \alpha_{\min} \} \leq \{ \dot{u}_i , \alpha_i \} \leq \{ \dot{u}_{\max} , \alpha_{\max} \}$					
Transformator Typ 3	$ \alpha_{\min} \leq \alpha_i \leq \alpha_{\max} $					

Dabei ist zu beachten, dass Freiheitsgrade der Arbeitspunkte als flexible Einspeiseknoten nachgebildet werden. Der Arbeitspunkt von EE-Anlagen und flexiblen Lasten ist aufgrund der gewählten Modellierung in der vertikalen Netzlast bereits enthalten. Die Modellierung einer Einspeisereduzierung von EE-Anlagen wird daher durch P_{min} kleiner null realisiert. Für die Modellierung flexibler Lasten gilt analog:

- Eine Erhöhung der flexiblen EV-Last wird mit positiven Vorzeichen behandelt.
- Eine Reduzierung der flexiblen EV-Last wird mit negativen Vorzeichen behandelt.
- Für P_{min} sind Werte kleiner null zulässig.

Bei konventionellen Kraftwerksanlagen ermittelt sich der Arbeitspunkt entsprechend der beschriebenen Abhängigkeit. Weiterhin ergibt sich eine technisch bedingte minimale Einspeiseleistung [135]. Diese kann nur unterschritten werden, wenn die Erzeugungsanlage vollständig vom Netz getrennt wird. Dabei kann jedoch keine Blindleistungsbereitstellung mehr erfolgen, weshalb dieser Fall hier nicht weiter berücksichtigt wird. Die technisch bedingte maximale Einspeiseleistung ergibt sich durch die Nennleistung der konventionellen Erzeugungsanlage.

4.7 Überführung in ein numerisches Berechnungsmodell

Die Modellierungen der in dieser Arbeit fokussierten stationärer Phänomene können durch die gängigen stationären Netzberechnungsmethoden abgebildet werden und sind in [136] [137] [138][139] hinreichend erläutert. Grundlage bildet die Überführung des Modells in eine einphasige Knoten-Zweig-Darstellung wie in Abbildung 4.16 ersichtlich.

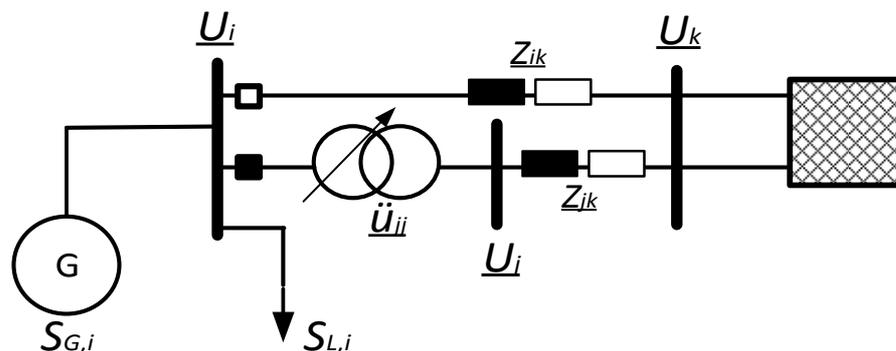


Abbildung 4.16 Knoten-Zweig-Darstellung

Voraussetzung für die einphasige Darstellung ist jeweils die Symmetrie der Knoten- und Zweigadmittanzen. Bei der Modellierung von Höchstspannungsnetzen kann jedoch im Allgemeinen

davon ausgegangen werden. Weiterhin wird angenommen, dass die modellierten Leitungen dem Modell der kurzen Leitung entsprechen und damit durch eine algebraische Gleichung beschrieben werden können. Im Weiteren werden die Leistungsflüsse durch einen *Fast-decoupled load flow* (FDLF) bestimmt. Gründe hierfür sind:

- Berücksichtigung von Blindleistungsflüssen aufgrund unterschiedlicher Knotenspannungsbeträge
- R/X-Verhältnis der modellierten Leistungselemente kleiner 0,1
- Schnellere Konvergenz gegenüber dem Newton-Raphson-Leistungsfluss

Während der Überführung des Netzmodells in die aus der Knoten-Zweig-Darstellung abgeleiteten Knotenadmittanzmatrix ist ebenfalls darauf zu achten, dass sich eine topologische Verknüpfung aller Netzelemente ergibt. Andernfalls kann das notwendige Konvergenzkriterium nicht erfüllt werden. Ebenfalls sollte die Invertierbarkeit der Knotenadmittanzmatrix sichergestellt werden. Die Bedingung kann durch das Auftreten von numerischen Singularitäten innerhalb der Knotenadmittanzmatrix nicht erfüllt sein. Dies tritt z.B. bei der Berücksichtigung von Sammelschienen mit verschwindend kleiner Impedanz gegenüber Freileitungen auf und kann durch eine einfache Knotenreduktion oder Ersatzimpedanz umgangen werden. Weiterhin ist gefordert, einen Referenzknoten zu definieren. Dabei ist darauf zu achten, dass die Wahl des Referenzknotens einen wesentlichen Einfluss auf die Wirk- und Blindleistungsflüsse haben kann. In Ausfallsimulationen können sich die Leistungsflüsse zusätzlich lokal stark verschieben. Für den Referenzknoten sollte daher ein Netzknoten gewählt werden, dessen Einfluss möglichst gering ausfällt.

Die Leistungsflussberechnung wird mittels MATLAB® unter Verwendung der Toolbox MATPOWER [140] durchgeführt. Das Knoten-Zweig-Modell bleibt während der später durchgeführten numerischen Fallstudien konstant.

4.8 Netzbetriebszustandsbewertung – Ausfallsimulation

In Abbildung 4.17 ist eine schematische Darstellung der weiteren Ausführungen ersichtlich.

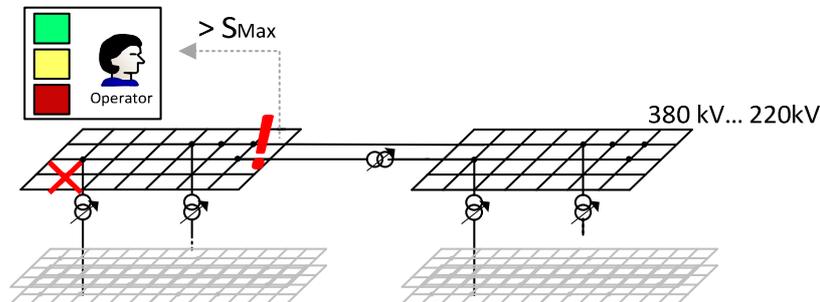


Abbildung 4.17 Schematische Darstellung der Bestimmung des Netzbetriebszustandes durch Ausfallsimulation

Die Netzzustandsbewertung erfolgt hier mittels einer Ausfallsimulation von einzelnen Leitungselementen, wie es bei Hoch- und Höchstspannungsnetzen üblich ist [50] [22]. Bei der Modellierung der Netzführung anderer Spannungsebenen können beliebige alternative Zustandsbewertungen vorgenommen werden. Diese werden an dieser Stelle vernachlässigt.

Zu Beginn der Ausfallsimulation ist die Ausfallliste zu erstellen. Hierfür können verschiedene Methoden zur Anwendungen kommen. Kürzere Ausfalllisten bedingen kürzere Simulationszeiten. Sinnvoll erscheint daher die Priorisierung von Netzelementen [51] [52] [141].

Eine standardisierte Methode zur Erstellung von Ausfalllisten besteht nicht. Daher können diese beliebig verkürzt oder erweitert werden und müssen nur der allgemeinen Anforderung eines sicheren Netzbetriebes genügen. Auf eine Berücksichtigung des Ausfalls einzelner Last- oder Erzeugungsknoten wird in der nachfolgenden Modellierung verzichtet. Es wird davon ausgegangen, dass bei Berücksichtigung aller Leitungselemente in der Ausfallliste auch der Ausfall einzelner Knoten hinsichtlich der gleichen Wirkung berücksichtigt ist. Beschränkt wird die Ausfallliste jedoch auf Leitungselemente innerhalb der betrachteten Netzführungsgrenzen, die nicht notwendigerweise der Systemgrenze des Gesamtmodells entsprechen müssen .

Die Ausfallsimulation wird mittels Standard-Leistungsflussberechnung nach der *FDLF*-Methode durchgeführt. Dazu wird jeweils ein Element der Ausfallliste in den Zustand „außer Betrieb“ versetzt und die Leistungsflussberechnung durchgeführt. Die sich auf allen übrigen Leitungselementen einstellenden Leistungsflüsse werden ausgewertet. Zur Zustandsbewertung wird die übertragene Scheinleistung über ein Netzelement herangezogen und mit der nach thermischem Grenzstrom möglichen Scheinleistung verglichen. Knotenspannungen werden in der Zustandsbewertung

Abbildung 4.19 zeigt die Mengendarstellung der möglichen Netzzustände sowie den gewünschten Änderungspfad dargestellt.

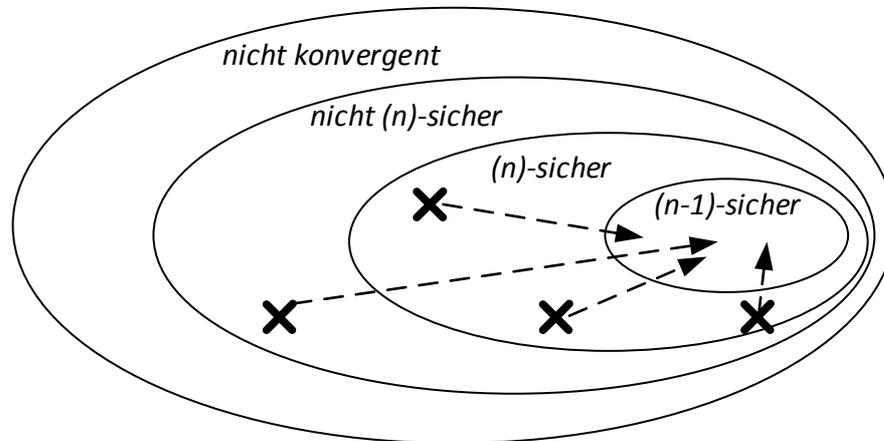


Abbildung 4.19 Mengendarstellung der Netzbetriebszustände

Ziel eines Algorithmus zur Bestimmung von Anpassungsmaßnahmen stellt daher in erster Linie die Einhaltung der geforderten Netzsicherheit dar, wenngleich sich Zielvorgaben der Anpassungsmaßnahmen formulieren lassen, die die Lösungsmenge weiter einschränken. Die Zielformulierungen können sein:

- Minimale Kosten der Anpassungen
- Minimale Systemkosten
- Minimale Anzahl an Anpassungsmaßnahmen
- Maximierung von Anpassungsreserven
- Minimierung von Eingriffen in besonders priorisierte Anlagen (z.B. EE-Anlagen)

Die genannten Zielformulierungen stellen nur einige Beispiele dar und lassen sich beliebig erweitern. Die Entwicklung des Netzbetriebes hat gezeigt, dass sich die Zielfunktionen ändern können. Im integrierten Netzbetrieb standen vor allem die Gesamtsystemkosten im Vordergrund. Entsprechend wurden dafür Optimierungsalgorithmen entwickelt [142]. Weiterentwicklungen der Optimierungsalgorithmen berücksichtigen die Netzsicherheit unter Beachtung von Betriebsmittelausfällen [143]. Nach der Entflechtung von Erzeugung und Netzbetrieb ist die kostenorientierte Zielfunktion jedoch hinfällig. Weiterhin gestaltet sich die Formulierung der Zielfunktion selbst als Herausforderung, wenn die Variablen dafür nur unzureichend beschrieben werden können oder abhängig vom Ergebnis der Optimierung sind. Die Kosten für Wirkleistungsanpassungen können z.B. im Netzzustand *alert* quantifizierbar sein. Ändert sich der Systemzustand jedoch zu *in extre-*

mis, ist die Bestimmung von Kosten für Anpassungsmaßnahmen nebensächlich und es steht mehr die Dauer bis zur Rückführung in den vorgelagerten Zustand im Fokus. Weiterhin sollen Optimierungsalgorithmen im Hinblick auf zukünftige Herausforderungen eines verteilten Netzbetriebes mit hoher Anzahl an dezentralen Anlagen in der Lage sein, Anpassungsmaßnahmen für große Netze ohne unzulässige Vereinfachungen zu bestimmen. Kontinuierliche Steuervariablen durch variable Knoteneinspeisung oder -entnahme sowie diskontinuierliche Steuervariablen durch diskrete Stufungen von Stufenstellern und Leistungsschaltern sollen dabei ebenfalls berücksichtigt werden können. Daher ergibt sich auf Basis der beschreibenden Netzgleichungen das Optimierungsproblem als nichtlineares, nicht konvexes, gemischt ganzzahliges Optimierungsproblem, das zudem einem umfangreichen diskontinuierlichen Lösungsraum unterliegt [144][145][146]. Die allgemeine Formulierung des Problems aus Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen ergibt sich aus den nachfolgenden Gleichungen:

$$\underline{x}_0 = f\left(\left[\underline{S}_0, \underline{U}_0, \underline{Y}_0\right]\right) \text{ Beschreibung stationärer Netzzustand im Ausgangszustand} \quad (4.4)$$

$$\min f(x_o, v_o) \quad x \text{ Zustandsvariablen, } v \text{-Steuervariablen} \quad (4.5)$$

$$g_o(x_o, v_o) = 0 \quad \text{Gleichheitsbedingungen; z.B Summe aller Wirkleistungen} \quad (4.6)$$

$$h_o(x_o, v_o) \leq 0 \quad \text{Ungleichheitsbedingungen; Grenzwerte} \quad (4.7)$$

Für die Lösung von Optimierungsproblemen in elektrischen Netzen stehen eine Reihe von Optimierungsverfahren zur Verfügung. Diese können in zwei Kategorien eingeteilt werden:

Konventionelle OPF-Algorithmen nach[147]:

- **Linear programming:** Die Zielfunktion und Nebenbedingungen sind in linearer Form angegeben. Die Steuervariablen sind ausschließlich kontinuierlich.
- **Non-linear programming:** Die Zielfunktion sowie die Nebenbedingungen können in nichtlinearer Form vorliegen. Die Steuervariablen sind jedoch kontinuierlich.
- **Mixed integer linear:** Dieses Verfahren ist anwendbar auf Optimierungsprobleme, bei denen Steuervariablen kontinuierlich sowie diskret vorliegen.

Als nachteilig bei konventionellen OPF-Algorithmen ergibt sich die starke Abhängigkeit der Konvergenz auf globale und lokale Minima von den gewählten Startwerten [148]. Sich einstellende Konvergenz kann zudem auf das lokale Minimum limitiert sein. Weiterhin sind die OPF-Algorithmen für ein formuliertes Problem anwendbar und lassen sich nur bedingt erweitern oder

umformulieren. Die getroffenen theoretischen Annahmen zur Vereinfachung zielen darauf ab, Konvexität, Differenzierbarkeit und Verstetigung zu erreichen. Damit ergeben sich jedoch Einschränkungen bezüglich der Anwendbarkeit auf die formulierten OPF-Probleme. Für eine Nutzung von mixed-integer-Lösungen [145] bei OPF-Problemen spricht zudem eine hohe Rechenintensität. Zwar können lineare Annäherungen vorgenommen werden, um die Konvergenzgeschwindigkeit zu erhöhen, jedoch ergeben sich daraus ungenaue Lösungen [146].

Moderne OPF Algorithmen nach [147]:

- **Evolutionary programming (EP):** Es basiert auf dem evolutionstheoretischen Prinzip: “Überleben des Stärksten”. Die Grundidee besteht in der Vererbung von Eigenschaften der Elternpopulationen auf Nachfahrenpopulationen unter Berücksichtigung von Mutationen. Eine Rekombination der Populationen findet dabei nicht statt.
- **Evolutionary strategies(ES):** Sie ähnelt der EP-Methode, nutzt aber zusätzlich eine Rekombination zur Erzeugung neuer Populationen. Weiterhin ergeben sich typischerweise unterschiedliche Größen von Eltern- und Nachfahrenpopulationen.

Weitere Klassen aus *computational intelligence tools* abgeleiteten Optimierungsalgorithmen sind:

- Genetic algorithm (GA)/ Genetic programming (GP)
- Artificial neural network (ANN)
- Simulated annealing (SA)
- Fuzzy Set Theory
- Ant colony optimization: (ACO)
- Particle swarm optimization (PSO) [149]

Algorithmen, die mit den zuvor genannten zwar verwandt sind, aber bei OPF-Problemen keine besondere Beachtung finden, sind:

- Tabu search
- Pattern search
- Differential evolution
- Cultural algorithms.

Die vorgestellten Optimierungsalgorithmen sind aufgrund ihrer Robustheit, Einfachheit und Anwendbarkeit auf eine exaktere Modellierung besonders effektiv. Die Hauptnachteile ergeben sich

jedoch durch das Fehlen einer mathematischen Beschreibung und aufgrund von Fehlern beim Erreichen des globalen Optimums [147][144] [150][151].

Werden OPF-Algorithmen unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums genutzt, spricht man von SCOPF [152]. Eine Erweiterung der unter Gleichung 4.6 und 4.7 aufgeführten Problembeschreibung ergibt aus den nachfolgenden Gleichungen 4.8 und 4.9:

$$g_{n-1}(x_{n-1}, v_{n-1}) = 0 \quad \text{Gleichheitsbedingungen bei Ausfall} \quad (4.8)$$

$$h_{n-1}(x_{n-1}, v_{n-1}) \leq 0 \quad \text{Ungleichheitsbedingungen bei Ausfall} \quad (4.9)$$

Die Herausforderung eines SCOPF-Problems besteht in der steigenden Anzahl an Iterationen in Abhängigkeit der Länge der zugrunde gelegten Ausfallliste. Der damit steigende Aufwand erfordert insbesondere für die Anwendbarkeit auf die Simulation großer Netzstrukturen eine Reduzierung des Rechenaufwandes. Es lassen sich vier grundlegende Strategien ableiten [146][153]:

- Iterative contingency selection schemes
- Decomposition methods (e.g., BENDERS, DANTZIG-WOLFE, TALUKDAR-GIRAS, etc.)
- Network compression
- Iterative methods combining contingency selection and network compression

Hervorzuheben ist dabei die Bender-Decomposition [154]. Hauptgedanke dabei ist die Zerlegung des ursprünglichen Optimierungsproblems in ein Haupt- und beliebig viele Teilprobleme, wobei die Teilprobleme wiederum in mehrere Teilprobleme zerlegt werden können. Für die Lösung jedes der Teilprobleme kann ein separater Optimierer genutzt werden [145]. Der Ablauf ergibt sich dahingehend, dass zunächst nach einer Lösung für das Hauptproblem gesucht wird. Die daraus resultierende Lösung wird im Teilproblem verwendet. Entwickelt sich daraus eine Lösung für das Gesamtproblem, ist die vorgeschlagene Lösung gültig und die Optimierung kann abgebrochen werden [155]. Bei negativem Ergebnis der Lösungsprüfung beginnt der Suchpfad von neuem.

Begründung für den gewählte Algorithmus bzw. die Adaption?

Die Vor- und Nachteile verschiedener für die Lösung von OPF-Problemen gebräuchlicher Algorithmen wurden dargestellt. Das in dieser Arbeit formulierte Problem schränkt die mögliche Auswahl nicht explizit auf eine OPF-Technik ein. Jedoch wird nachfolgend eine Optimierungsstrategie nach EP/ES genutzt. Die Hauptgründe dafür sind:

- Flexibilität in Bezug auf die Formulierung von heuristischen Optimierungszielen sowie Nutzung unterschiedlicher Berechnungsverfahren für Haupt- und Teilprobleme
- Adaptionsfähigkeit in Bezug auf noch nicht formulierte Nebenbedingungen für eine mögliche Erweiterung
- Skalierbarkeit in Bezug auf die Anwendung bei der Optimierung großer Energiesysteme, insbesondere durch die Möglichkeit der Parallelisierbarkeit
- Genauigkeit in Bezug auf den Wegfall von Vereinfachungen und beliebige Genauigkeit bei angenommener unendlicher Lösungszeit

Anwendung auf das vorliegende Problem (Dekomposition des SCOPF Problems)

Da es sich bei dem in dieser Arbeit formulierten Problem nach Gleichung 4.8 und 4.9 um ein SCOPF-Problem handelt, ergibt sich üblicherweise ein zunehmender Rechenaufwand innerhalb des Optimierungsalgorithmus mit steigender Anzahl an Ausfallvarianten. Die hier vorgeschlagene Lösung nutzt den Ansatz der Bender-Decomposition und zerlegt das Problem in Haupt- und Teilprobleme, so dass sich eine Unabhängigkeit von der Länge der Ausfallliste ergibt und der Rechenaufwand damit erheblich reduziert wird. Das Hauptproblem wird durch die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit formuliert und mithilfe der gleichen Ausfallsimulation geprüft, mit welcher der Netzzustand bestimmt wird. Das Teilproblem wird durch die Einführung einer Ersatzleitungskapazität $S_{ij,TTC_{(N-1)}}$ formuliert. In Abbildung 4.20 ist der prinzipielle Ablauf des Algorithmus dargestellt. Für ein detailliertes Ablaufdiagramm wird auf Anhang D verwiesen.

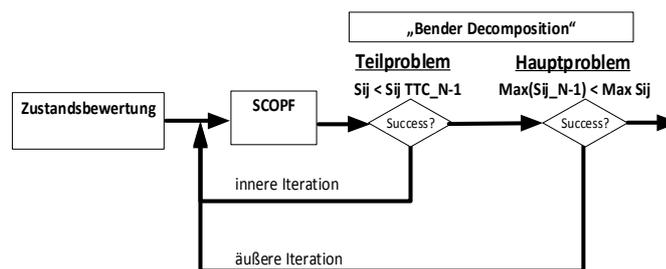


Abbildung 4.20 Ablauf des SCOPF

Die Lösung des Teilproblems formuliert sich aus der in Gleichung 4.10 ersichtlichen Ungleichheitsbedingung.

$$S_{ij,TTC(n-1)} \geq S_{ij,(n-1)} \quad (4.10)$$

Das Hauptproblem ergibt sich hingegen zu der in Gleichung 4.11 dargestellten Ungleichheitsbedingung:

$$S_{ij,MAX} \geq MAX(S_{ij,(n-1)}) \quad (4.11)$$

Ableitung des Teilproblems

Die Bestimmung der durch das Teilproblem in Gleichung 4.10 definierten Ungleichheitsbedingung leitet sich aus der u.a. in [46] beschriebenen Methode der *Total Transfer Capacity* (TTC) zur Bestimmung der Übertragungskapazität von HöS-Leitungselementen ab. Dabei wird die Ersatzübertragungskapazität $S_{ij,TTC(n-1)}$ so definiert, dass der Grenzwert der Übertragungsleistung eines Leitungselementes um einen belastungsabhängigen Wert reduziert wird. Der belastungsabhängige Wert ergibt sich einmal aus der Belastung ohne Ausfall $S_{ij,BCE(n-0)}$ sowie aus der höchsten Belastung unter Berücksichtigung von Ausfällen $S_{ij,BCE(n-1)}$. In Abbildung 4.21 ist das Schema zur Ermittlung der Ersatzübertragungskapazität dargestellt. Daran wird verdeutlicht, welcher Wert sich einstellt, wenn die Belastung unter Berücksichtigung von Ausfällen größer als die zulässige maximale Übertragungskapazität ist. Weiterhin wird der Wert für Leitungselemente dargestellt, deren Ausfallbelastung kleiner als der Maximalwert ist. Für Leitungselemente ohne Überlastung wird zusätzlich eine Sicherheitsmarge SM eingefügt, um das Auftreten zusätzlicher Blindleistungsflüsse zu berücksichtigen.

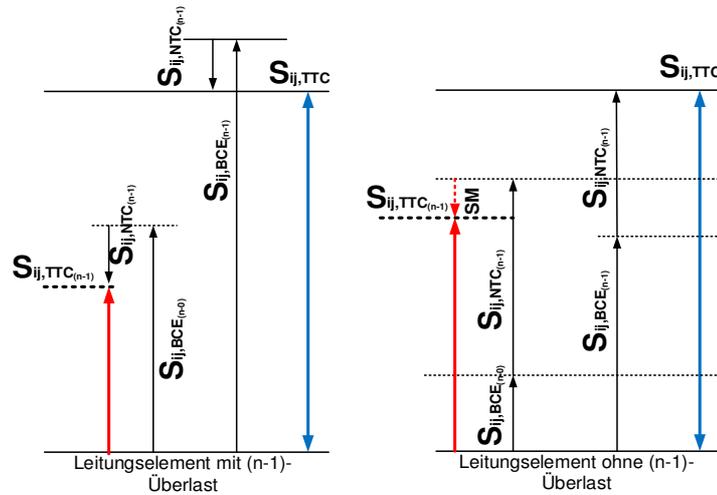


Abbildung 4.21 Schematische Darstellung der Bestimmung der Ersatzübertragungskapazität [eigene Darstellung]

Die genaue Berechnungsvorschrift ergibt sich aus den nachfolgenden Gleichungen 4.12 bis 4.14

$$S_{ij,TTC(n-1)} = S_{ij,BCE(n-0)} + S_{NTC(n-1)} \quad (4.12)$$

$$S_{ij,NTC(n-1)} = S_{ij,TTC} - S_{ij,BCE(n-1)} \quad (4.13)$$

$$S_{ij,BCE(n-0)} \leq S_{ij,BCE(n-1)} \quad (4.14)$$

Für den SCOPF ist die Einhaltung der Ungleichheitsbedingung durch $S_{ij,TTC(n-1)}$ bindend. Dadurch reduziert der SCOPF die Belastung von überlasteten Übertragungselementen und verlagert den Leistungsfluss auf Leitungselemente mit freier Kapazität.

SCOPF mit GA als Optimierer

Der eigentliche Optimierungsalgorithmus wird entsprechend der zuvor erläuterten Argumentation aus der Gruppe der genetischen OPF-Algorithmen (GA/GP) abgeleitet. Hauptdirektive des SCOPF besteht in der durch Gleichung 4.10 einzuhaltenden Nebenbedingung. Die Bestimmung der Zustände erfolgt dabei durch *FDLF*. Dadurch ist die Beschreibung der Zusammenhänge zwischen Steuer- und Zustandsvariablen bereits definiert, ebenso wie die Einhaltung der Ungleichheitsbedingungen.

$$\sum_{i,j=1}^n i_{ij} = 0 \quad (4.15)$$

Innerhalb der Iterationsschleifen erfolgt eine mehrmalige Mutation der Kontrollvariablen der aus dem Anfangszustand abgeleiteten Ursprungspopulation, in der die Verletzung der Netzsicherheit vorlag. Die Menge der Steuervariablen ist dabei abhängig von den in Tabelle 4.5 aufgeführten Anpassungsstufen. Die Ungleichheitsbedingungen der Kontrollvariablen unterscheiden sich dabei nach diskreten und kontinuierlichen Kontrollvariablen. Allgemein kann für genetische Algorithmen die Mutationsvorschrift nahezu beliebig definiert sein. Allerdings kann bei Netzberechnungsproblemen die mögliche Mutation der komplexen Knotenspannungen stark eingeschränkt werden, um eine schnellere Konvergenz zu erreichen. Aus der nachfolgenden Gleichung 4.16 ist die verwendete Mutationsvorschrift ersichtlich, wobei \underline{v}_k aus der Selektion der Nachfahrenpopulation hervorgeht:

$$\underline{v}_{k+1} = E(\underline{v}_k) + X(\Omega) \cdot (\sigma_x(\underline{v}_k))^2 \quad X(\Omega) \in \{0, \dots, z\} \quad (4.16)$$

Die Selektion der Nachfahrenpopulation erfolgt mittels einer beliebig definierbaren Malusfunktion, die in den nachfolgenden Gleichungen definiert ist:

$$MALUS_{v_k} = (w_U \cdot (\Delta u_{MAX_{v_k}} + \Delta u_{MIN_{v_k}}) + w_S \cdot \Delta S_{MAX_{v_k}}) \quad (4.17)$$

$$\Delta u_{MAX_{v_k}} = \sum_{i=1}^n (|u_{LF_i}| - |u_{max_i}|)^2 ; \forall i \in \{|u_{LF_i}| > |u_{max_i}|\} \quad (4.18)$$

$$\Delta u_{MIN_{v_k}} = \sum_{i=1}^n (|u_{LF_i}| - |u_{min_i}|)^2 ; \forall i \in \{|u_{LF_i}| < |u_{min_i}|\} \quad (4.19)$$

$$\Delta S_{MAX_{v_k}} = \sum_{i=1}^n (|S_{ij_{v_k}}| - S_{ij,TTC(n-1)})^2 ; \forall i \in \{|S_{ij_{v_k}}| > S_{ij,TTC(n-1)}\} \quad (4.20)$$

$$|S_{ij_{v_k}}| = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (4.21)$$

Die Auswahl der Nachfahrenpopulation für die nächste Mutationsstufe nutzt den Minimalwert der Malusfunktion. Die Wichtungsfaktoren w_U sowie w_S priorisieren die Auswahl hinsichtlich der Einhaltung von Spannungs- oder Leitungsbelastungsgrenzen.

Die Wahl eines genetischen SCOPF erlaubt es zudem, weitere Selektionsbedingungen zu definieren [144]. Die Population der durch die Malusfunktion selektierten Nachfahrenpopulation wird durch die nachfolgende Kostenfunktion weiter selektiert.

$$\min(C_i) = \min \left(\sum_{n=1}^k [|v_{k_n}| - |v_{o_n}|]^2 \cdot c_n \right) \quad (4.22)$$

Dabei kann jeder Abweichung der Steuervariablen v_{k_n} vom Initialwert v_{o_n} ein individueller Kostenfaktor c_n zugewiesen werden. Für nachfolgende Betrachtungen wird sich jedoch auf die Kostenfaktoren für die Wirkleistungsanpassungen beschränkt.

Die Kostenfunktion findet weiterhin Anwendung, nachdem der SCOPF eine für das Teilproblem gültige Lösung ermittelt hat. Für einen Netzknoten können mehrere Steuervariablen mit unterschiedlichen Kostenfaktoren implementiert sein. In einer heuristischen Teiloptimierung wird daher die Abweichung der Steuervariablen an dem Netzknoten nochmals minimiert.

Konvergenzverhalten und Nachweis der Funktionsfähigkeit

Die Validierung des beschriebenen Lösungsalgorithmus wird zunächst an einem einfachen Testnetz durchgeführt. Hierfür eignet sich das *Western System Coordinating Council (WSCC) 3-Machine 9-Bus system*-Referenznetz [156]. Es werden in dem Referenznetz Anpassungen vorgenommen, die zwar nicht im Referenznetz vorgesehen, jedoch für eine allgemeine Bewertung durch die Netzführung dringend notwendig sind. Die Leitungselemente an den einspeisenden Generatoren werden durch redundante Elemente mit gleicher Gesamtimpedanz ersetzt. Die Originalkonfiguration und die adaptierte Version sind in Abbildung 4.22 ersichtlich.

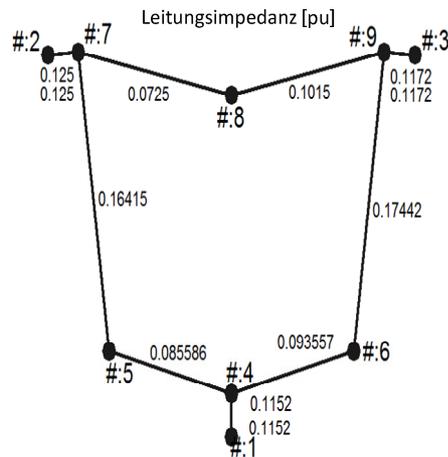


Abbildung 4.22 Darstellung des Testnetzes [156] mit Knotennummerierung und Leitungsimpedanzen in p.u.

Weiterhin sind Grenzwerte für die Leitungsbelastung zu definieren. Die Grenzwertdefinition wird dabei so vorgenommen, dass sich eine Gefährdung der Netzsicherheit ergibt und die notwendigen Anpassungsmaßnahmen leicht nachvollziehbar sind. Die im Referenznetz vorgegebene Last- und Einspeisesituation sowie die Knotenspannungswerte werden ohne Anpassung übernommen. Zur weiteren Validierung wird die Leitung zwischen Knoten #6 und Knoten #4 um einen Schräg regler als aktives Leistungselement ergänzt. Für die Knoten und Zweigparameter wird auf Anhang A verwiesen.

1. Zustandsbewertung

Die Zustandsbewertung erfolgt mittels (n-1)-Ausfallsimulation. Dabei wird der Einfachausfall aller Leitungselemente, ausgenommen der Leitungselemente zwischen Knoten „#4“ und „#1“, angenommen. Es ergibt sich eine Verletzung der Netzsicherheit durch (n-1)-Betriebsmittelüberlastung auf dem Leitungselement „#8“ nach „#9“ sowie auf dem Leitungselement „#5“ nach „#7“. In Abbildung 4.23 sind die Leitungselemente entsprechend eingefärbt dargestellt.

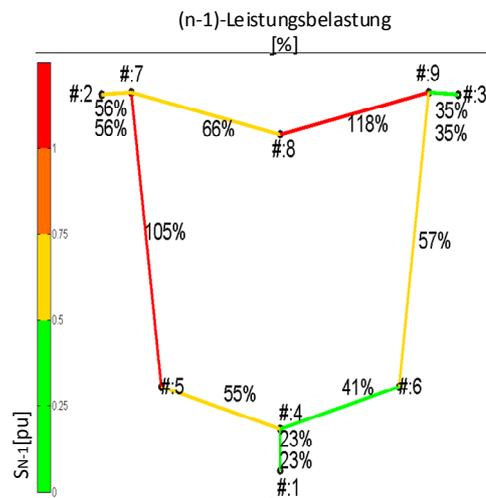


Abbildung 4.23 Zustandsbewertung des Testnetzes je Leitungselement

2. Durchlauf der Anpassungsstufen

Der SCOPF bestimmt entsprechend der Anpassungsstufe Maßnahmen, die den vorgegebenen Nebenbedingungen genügen und die Netzsicherheit wiederherstellen. Dabei sind entsprechend der Vorgabe des Netzführungsmodells zunächst die netzbezogenen („Stufe 1“) Maßnahmen zu nutzen. Im dargestellten Fall kann damit eine Anpassung der Blindleistungseinspeisung durch die einspeisenden Knoten „#1“, „#2“ und „#3“ erfolgen. Weiterhin besteht die Möglichkeit einer Stufung des Schrägglers zwischen Knoten #6 und Knoten #4. Nach mehrmaligen Iterationsdurchläufen in der Anpassungsstufe der netzbezogenen Maßnahmen kann kein gültiges Ergebnis durch den SCOPF gefunden werden. In dem gewählten Beispiel ist offensichtlich, dass sich allein durch netzbezogene Anpassungen keine Wiederherstellung der Netzsicherheit ergeben kann. Da an Knoten „#8“ eine Last von 100 MW+j35 MVA anliegt, führt ein Ausfall der Leitung „#7“ nach „#8“ zwangsläufig zu einer höheren Belastung auf Leitung „#8“ nach „#9“ als der maximal zulässigen Belastung von 90 MVA. Entsprechend der Nichtlösbarkeit in „Stufe 1“ geht der SCOPF zur „Stufe 2“, den marktbezogenen Anpassungsmaßnahmen, über. Dabei wird zusätzlich zu den in „Stufe 1“ möglichen Anpassungen eine variable Wirkleistungseinspeisung in den einspeisenden Knoten „#1“, „#2“ und „#3“ angenommen. Weiterhin steht in Knoten „#8“ eine flexible Last zu Verfügung, deren Entnahmeleistung auf 80 MW reduziert werden kann. Nach mehrmaligen Iterationsdurchläufen in der Anpassungsstufe der marktbezogenen Maßnahmen sind die Nebenbedingungen hinreichend erfüllt und der SCOPF-Algorithmus kann abgebrochen werden.

In Abbildung 4.24 ist der Iterationsverlauf anhand der durch Gleichung 4.17 definierten Malusfunktion dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass in den Iterationsdurchläufen der „Stufe 1“ die Ma-

lusfunktion auf einen Wert größer null konvergiert. Daher wird entsprechend der definierten Abbruchbedingungen die innere Iterationsschleife neu angestoßen. Nach mehrmaliger Wiederholung der inneren Iterationsschleife innerhalb der „Stufe 1“ ist keine Konvergenz zu einem Maluswert von null erreicht. Die „Stufe 1“ wird daher abgebrochen und der SCOPF geht in die „Stufe 2“ über. Die Malusfunktion beginnt aufgrund der größeren Streuung der Mutationsvektoren mit höheren Werten als in „Stufe 1“. Eine Konvergenz ist festzustellen, jedoch wird die Konvergenz zu null erst nach mehrmaligem neu Initialisieren der stufeninternen Iterationsschleife erreicht. Im Weiteren ist in der Abbildung 4.24 das Verhalten der inneren Iterationsschleife enthalten. Dabei ist ersichtlich, dass die Streuung der Malusfunktion nach jedem Selektionsschritt aufgrund der Auswahlkriterien geringer wird und sich eine entsprechende Konvergenz der Malusfunktion einstellt.

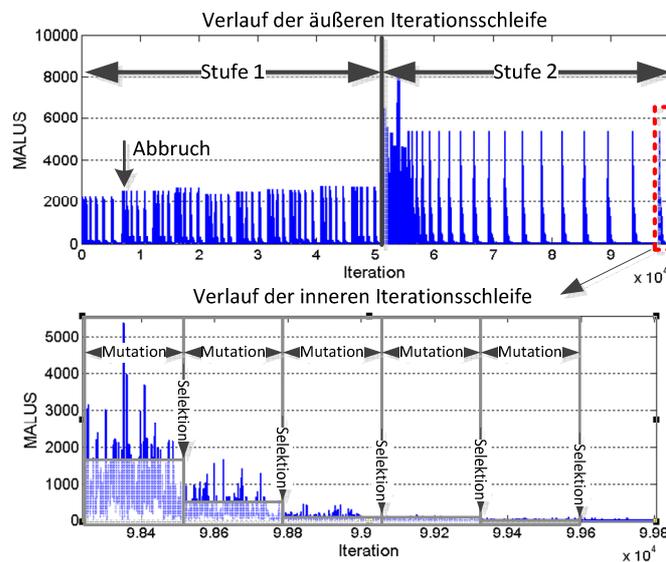


Abbildung 4.24 Iterationsverlauf der Malusfunktion des SCOPF

Die Prüfung der ermittelten Anpassungsmaßnahmen auf die Lösung des Hauptproblems ergibt das in Abbildung 4.25 dargestellte Ergebnis. Dabei ist zum einen die $(n-1)$ -Leitungsbelastung unter Berücksichtigung von Ausfällen vor und nach Bestimmung der Anpassungsmaßnahmen ersichtlich. Auf den Leitungselementen „#5“ nach „#7“ sowie „#8“ nach „#9“ stellt sich eine Belastungssituation kleiner p.u. ein, die damit den Anforderungen an die Netzsicherheit genügt. Weiterhin ergibt sich auf allen übrigen Leitungselementen keine unzulässige Belastungssituation. Zum anderen ist in Abbildung 4.25 die Umverteilung der Leistungsflüsse vor und nach Durchführung der Anpassungsmaßnahmen ersichtlich, was die Lösung des SCOPF-Teilproblems darstellt. Dabei ist die Leistungsbelastung ohne Berücksichtigung von Ausfällen in physikalischen Größen

dargestellt. Die Leitungselemente „#5“ nach „#7“ sowie „#8“ nach „#9 werden entlastet, wohingegen z.B. das Leitungselement „#4“ nach „#5“ stärker belastet wird.

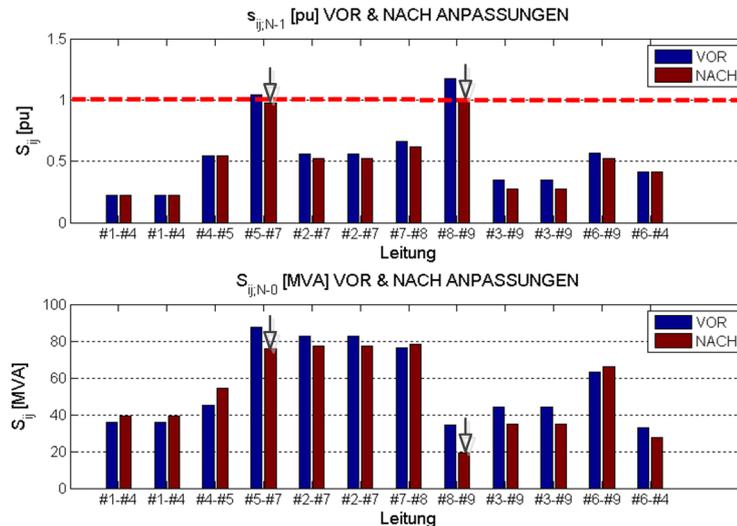


Abbildung 4.25 Leistungsbelastungen vor und nach SCOPF

Die konkreten Maßnahmen, die zu einer Lösung des SCOPF-Problems geführt haben, sind in Abbildung 4.26 dargestellt. Wesentlich ist die Reduzierung der Knotenlast in Knoten „#8“ um 18 MW sowie die daraufhin notwendige Reduzierung der Einspeiseleistung in Knoten „#2“ und „#3“. Die Stufung des Schrägregler auf dem Leitungselement zwischen Knoten „#6“ und „#4“ verschiebt zudem die zusätzliche Einspeisung aus Knoten „#1“ vorrangig auf Leitung „#4“ nach „#5“.

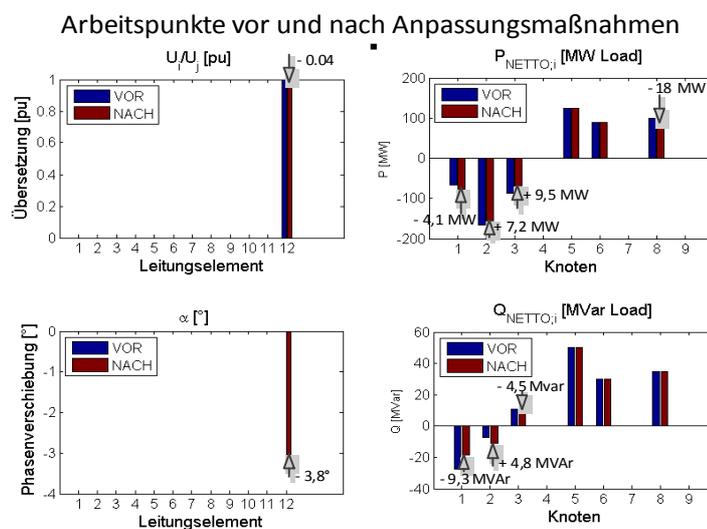


Abbildung 4.26 Arbeitspunkte vor und nach Anpassungsmaßnahmen

Anhand der Validierung mittels Testnetz konnte nachgewiesen werden, dass

- die BENDER-DECOMPOSITION in Haupt- und Teilproblem für das formulierte Optimierungsproblem anwendbar ist.
- die Nutzung eines genetischen Algorithmus die gestellten allgemeinen Anforderungen an das Optimierungsverfahren erfüllt.
- die gleichzeitige Berücksichtigung von mathematisch formulierbaren als auch heuristischen Zielformulierungen und Nebenbedingungen in der aktuellen Netzführung lösbar ist.

Die hier vorgestellte SCOPF-Methode schafft damit die Grundlage für die weiterführende Untersuchung der eigentlichen Forschungsfragen. Im nachfolgenden Kapitel wird zudem die Anwendbarkeit auf ausgedehnte Netze mit hoher Knotenanzahl untersucht.

4.10 Zusammenfassung der Modellierung

In Kapitel 4 wurden Elektrofahrzeuge als flexible Last eingeführt. Es konnte dargelegt werden, dass die dafür notwendigen Voraussetzungen gegeben sind. Vorgeschlagen wird eine neuartige Methode zur Bestimmung eines flexiblen Leistungsbandes durch Elektrofahrzeuge, welche die Anforderungen der Netzführung berücksichtigt. Damit kann knotenscharf für eine definierte Anzahl von Elektrofahrzeugen als flexible Last erstmals eine durch die Netzführung flexible Leistung angegeben werden, die damit mit einem klassischen Netzbetriebsmittel vergleichbar ist.

Weiterhin wurde eine Methode zur Nachbildung eines Untersuchungsnetzes erläutert. Es wurde detailliert darauf eingegangen, welche Schritte notwendig sind, um die für die Beantwortung der Forschungsfrage geforderte Modellgenauigkeit zu erreichen.

Die vorgeschlagene Methode zur Bestimmung von Anpassungsmaßnahmen durch die Netzführung stellt eine wesentliche Neuerung dar. Dabei liegt die Stärke der Methode vor allem in der Anwendbarkeit auf große Netzstrukturen mit einer großen Anzahl verteilter diskreter und kontinuierlicher Freiheitsgrade. Ebenso können die Optimierungsziele, die nicht direkt die Netzsicherheit betreffen, beliebig beschrieben werden. Unter Betrachtung der in Abschnitt 1.1 dargestellten Herausforderungen steht damit eine zukunftsfähige Methode der Netzführung zur Wahrung der Netzsicherheit zur Verfügung. Die Anwendung auf ein Standard-Referenznetzes verifiziert die Methode.

5 Falluntersuchung

Die nachfolgenden Falluntersuchungen dienen der Validierung der beschriebenen Methode hinsichtlich der Anwendbarkeit auf große Netze. In den Falluntersuchungen werden keine expliziten energiewirtschaftlichen Szenarien abgebildet. Vielmehr wird die Sensitivität des Modells auf eine wachsende Anzahl von Elektrofahrzeugen untersucht. Weiterhin wird beschrieben, welchen Einfluss Ausbaustufen nach EE-Anlagentyp auf die Eignung von Elektromobilen zur Wahrung der Netzsicherheit haben.

Die Auswahl des Untersuchungsnetzes ergibt sich aus der Abbildung eines Netzbereiches im zentraleuropäischen Verbund. Entsprechend der in Abschnitt 3.1 dargestellten Netzkennzahlen ist der Netzbereich in zunehmenden Maße von Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit betroffen. Des Weiteren unterliegt der gewählte Netzbereich aufgrund der geografischen Lage allen in Abbildung 1.4 skizzierten Herausforderungen. Neben dem Verantwortungsnetzbereich, welcher die Systemgrenze der Netzführung definiert, sind die benachbarten Netze ebenfalls abgebildet, um deren Einfluss aufzuzeigen. In Abbildung 5.1 ist das gesamte Untersuchungsnetz in seiner geografischen Ausprägung dargestellt.

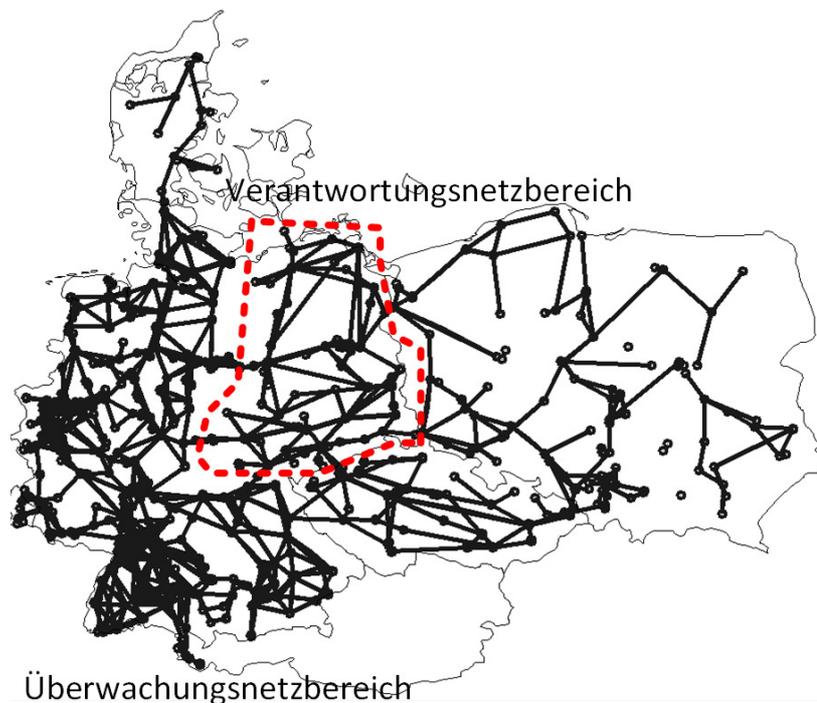


Abbildung 5.1

Geografische Darstellung des Untersuchungsnetzes

Die Modellierung erfolgt anhand der in Abschnitt 4.5 dargestellten Methodik und bezieht sich auf den Stand aus dem Jahr 2012. Knoten und Regelungselemente, die nicht zum Verantwortungsbereich gehören, werden passiv abgebildet und bei der Bestimmung von Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit nicht berücksichtigt. Insgesamt ergibt sich für das untersuchte Netz der in Tabelle 5.1 ersichtliche Satz an Parametern.

Tabelle 5.1 Allgemeine Netzparameter des Untersuchungsnetzes

Netzparameter	Wert
Max. Konventionelle KW-Leistung [MW]	86187
Anzahl an Knoten	1642
Anzahl an Leitungen	3771
Anzahl Ausfallelemente	270
Anzahl Schrägregler	2
Anzahl Stufensteller	22
Anzahl regelbarer Knoten in Anpassungsstufe 1	436
Anzahl regelbarer Knoten in Anpassungsstufe 2	835
Anzahl regelbarer Knoten in Anpassungsstufe 3	1073

Ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten von Erzeugungs- und Leitungselementen sind nicht Gegenstand der Untersuchung. Weitere Gründe für die Wahl des Verantwortungsbereiches ergeben sich aus einem hohen Anteil von EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung. In Tabelle 5.2 sind die installierten Leistungen je EE-Typ in 2012 sowohl für das gesamte Netzgebiet als auch anteilig für den Verantwortungsbereich hinterlegt.

Tabelle 5.2 Szenarienparameter

Bezeichnung	PV	Biomasse	Wasser	Wind
Installierte Leistung EE-Anlagen nach Typ in 2012 [MW], Quelle EEG-Anlagenregister	30304	5767	1471	30320
Davon Prozent im Verantwortungsnetzbe- reich	21,8%	26,7%	12,1%	40%

Unter Nutzung des gewählten Untersuchungsnetzes werden zwei numerische Fallstudien durchgeführt.

In Abschnitt 0 wird eine „Schnappschussbetrachtung“ vorgenommen. Dabei wird ein beispielhafter Zeitpunkt mit typischen Engpasssituationen [14] [15] ausgewählt und die Anpassungsmaßnahmen bestimmt, die zur Beseitigung notwendig sind. Entsprechend des Fokus dieser Arbeit werden verschiedene Durchdringungsstufen mit Elektrofahrzeugen nach der Methode des gesteuerten Ladens in die möglichen Gegenmaßnahmen integriert und durch den in Abschnitt 4.9 dargestellten SCOPF bestimmt. Die Steigerung der Durchdringung wird dabei als unabhängig vom dargestellten Modell angenommen. In Abschnitt 4.5 ist die Methode zur Ermittlung der Anzahl an Elektrofahrzeugen je Knoten beschrieben. Für den Verantwortungsnetzbereich ergibt sich damit insgesamt ein KFZ-Bestand von ca. 7 Millionen Fahrzeugen. Die Anzahl an Elektrofahrzeugen ergibt sich entsprechend aus dem Anteil. Weiterhin wird die in Abschnitt 4.4 beschriebene Methode zur Limitierung des flexiblen Leistungsbandes durch Netzrestriktionen im Verteilernetz berücksichtigt. Konventionelle Kraftwerksanlagen sowie EE-Anlagen sind entsprechend der in Abschnitt 0 beschriebenen Methodik modelliert.

In Abschnitt 0 erfolgt die Ermittlung des Einflusses von EE-Faktoren auf die Eignung von Elektrofahrzeugen zur Wahrung der Netzsicherheit mittels EE-Sensitivitätsfaktor. Hierfür wird eine Zeitreihensimulation für den Zeitraum eines Jahres im Zeitschritt von einer Stunde durchgeführt. Dabei werden die Engpasssituationen innerhalb des Verantwortungsnetzbereiches hinsichtlich maximaler Leistung und Dauer quantifiziert. Die Bestimmung der Anpassungsmaßnahmen durch den vorgeschlagenen SCOPF werden nicht berücksichtigt. Die Beeinflussung der Netzsicherheit wird durch die Ermittlung des von der Engpassdauer abhängigen flexiblen Leistungsbandes der Elektrofahrzeuge abgeleitet. Die Zeitreihensimulation erfolgt für die in Tabelle 5.3 dargestellten Sensitivitätsfaktoren. Der in Tabelle 5.2 dargestellte EE-Anlagenbestand ist mit den entsprechenden Faktoren zu multiplizieren. Auf eine Variation der Anlagenleistung von Biomasse und

Kleinwasseranlagen wird aufgrund der nahezu konstanten Einspeiseleistung im Untersuchungsnetz verzichtet.

Tabelle 5.3 Erläuterung der EE-Sensitivitätsfaktor

EE-Sensitivitätsfaktor (EESF)	Multiplikation der installierten EE-Anlagenleistung			
	PV	Biomasse	Wasser	Wind
Basis	1	1	1	1
WIND=1,5	1	1	1	1,5
PV=1,5	1,5	1	1	1
WIND&PV=1,5	1,5	1	1	1,5
WIND=2,0	1	1	1	2
PV=2,0	2	1	1	2

5.1 Eignung von EF zur Wahrung der Netzsicherheit

Die Bewertung der Eignung von Elektrofahrzeugen zur Wahrung der Netzsicherheit wird durch die Ermittlung der in Tabelle 5.4 aufgeführten Simulationskennzahlen gewährleistet. Eine grundlegende Eignung ist gegeben, wenn für die Simulationskennzahl $SK_{EF\%,k}$ ein Anteil an Elektrofahrzeugen ermittelt werden kann, bei dem der Eingriff in EE-Anlagen vermieden werden kann und damit das Auftreten des Netzbetriebszustandes *emergency* in der Netzführung nicht mehr vorkommt. In Abschnitt 3.1 ist die Entwicklung der definierten Netzsicherheitskennzahlen dargestellt worden. Aus der Bestimmung der Simulationskennzahl $SK_{EF\%,k}$ ergibt sich eine tendenzielle Bedeutung für die Netzsicherheitskennzahl $NSK_{H,2}$. Wird durch Elektrofahrzeuge eine Eignung zur Wahrung der Netzsicherheit festgestellt, ist eine Reduzierung von $NSK_{H,2}$ eine offensichtliche Folge. Als weitere Simulationskennzahl wird $SK_{MAX\%,k}$ eingeführt. Aus Abschnitt 2.6 leitet sich die Einordnung der Nutzung von Elektrofahrzeugen zur Wahrung der Netzsicherheit als marktbezogene Maßnahme her. Daher ergibt sich folgerichtig kein Einfluss auf die Häufigkeit, beschrieben durch die Netzsicherheitskennzahl $NSK_{H,1}$. Wohl aber kann sich ein Einfluss auf die notwendige Anpassungsleistung, beschrieben durch die Netzsicherheitskennzahl $NSK_{MAX,1}$, ergeben. Da das

durch Elektrofahrzeuge bereitgestellte flexible Leistungsband gleichmäßiger auf die Netzknoten verteilt ist, kann sich insgesamt eine Reduzierung der Anpassungsleistung ergeben. Die sonst durch zentrale konventionelle Kraftwerksleistung erbrachte Anpassungsleistung könnte damit reduziert werden. Zu diesem Zweck sind die im SCOPF hinterlegten Kostenfaktoren (vgl. Gleichung 4.22) für Elektrofahrzeuge wesentlich geringer gewählt als für konventionelle Kraftwerkstypen.

Tabelle 5.4 Simulationskennzahlen

Bezeichnung	Einheit	Erläuterung	Bedeutung für Netzicherheit	Bezug zu Netz sicher- heitskennzah- len
$SK_{EF\%,k}$	%	Anteil an EF, die notwendig sind, um Eingriffe in EE-Anlagen für Zeitschritt k zu vermeiden	vermeidet <i>emergency</i>	$NSK_{H,2}$
$SK_{MAX\%,k}$	%	Minderung der Summe der marktbezogenen Anpassungen durch EF für Zeitschritt k	erhöht Reserve bei <i>alert</i>	$NSK_{MAX,1}$

Für den untersuchten Simulationsfall ergibt sich die aus Tabelle 5.5 ersichtliche Einspeise- und Lastsituation. Aufgrund der durch die EE-Einspeisung bedingten negativen Netzlast entsteht insgesamt eine Exportsituation. Die Netzsicherheitsanalyse ergibt dabei mehrere (n-1) Betriebsmittelüberlastungen, deren Summe 2708 MVA beträgt. In Abbildung 5.2. sind die dargestellten Leitungen entsprechend ihrer (n-1)-Belastung eingefärbt. Eine rote Einfärbung markiert dabei die überlasteten Betriebsmittel.

Tabelle 5.5 Ausgangssituation zu ausgewähltem Simulationszeitschritt

EE-Ausbauszenario	WIND = 2	
Simulationszeitschritt	19.03.12 00:00:00	
	Verantwortungsnetzbereich	Gesamt
Einspeisung EE [MW]	4976	17095
Einspeisung konventionelle Kraftwerke [MW]	5838	47022
Vertikale Netzlast [MW]	-2030	45247
Summe der (n-1)-Betriebsmittelüberlastungen [MVA]	2708	

In Abbildung 5.2, Abbildung 5.3 und Abbildung 5.4 sind jeweils die durch den SCOPF bestimmten notwendigen Anpassungsmaßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit in geografischer Verteilung je Typ dargestellt. Die Anpassungsmaßnahmen für den Typ „Elektrofahrzeug“ sind in Abbildung 5.2 demonstriert. Die Höhe der Anpassungsmaßnahmen ist entsprechend der dargestellten Farbskala je Netzknoten durch ein eingefärbtes Dreieck abgebildet. Zur besseren Veranschaulichung markiert die Richtung des Dreiecks zusätzlich, ob es sich um eine Lastreduzierung (dP_POS) oder eine Lasterhöhung (dP_NEG) der Wirkleistung handelt. Auf der rechten der drei Kartendarstellungen ist zusätzlich die maximal mögliche Anpassungsmaßnahme je Netzknoten für einen 16 %igen Anteil von Elektrofahrzeugen dargestellt.

Tabelle 5.6 Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei gewählten EF-Anteil

EF-Anteil [%]	2	16
Summe der Anpassungsleistung durch EF im Verantwortungsnetzbereich [MW]	479	3834
Maximalwert der Anpassungsleistung durch EF an einem Netzknoten [MW] (in Darstellung teilweise Aggregation von Knoten)	18	146

In Folge der insgesamt geringen Gesamtleistung bei einem Elektrofahrzeuganteil von 2 % kann eine annähernd gleichmäßige Verteilung der Anpassungsmaßnahmen festgestellt werden. Weiterhin liegt für nahezu alle Knoten eine Anpassung durch Lasterhöhung vor. Bei einem EF-Anteil von 16 % ist die verfügbare Anpassungsleistung, ersichtlich aus Tabelle 5.6, größer. Tendenziell ergeben sich an Netzknoten, die in mittelbarer und unmittelbarer Nähe zu den von der (n-1)-Überlastung betroffenen Leitungselementen liegen, betragsmäßig höhere Leistungsanpassungen. Die Anpassungsmaßnahmen durch Elektrofahrzeuge sind daher als verteilte Maßnahme zu betrachten und werden nicht von einzelnen Knoten dominiert.

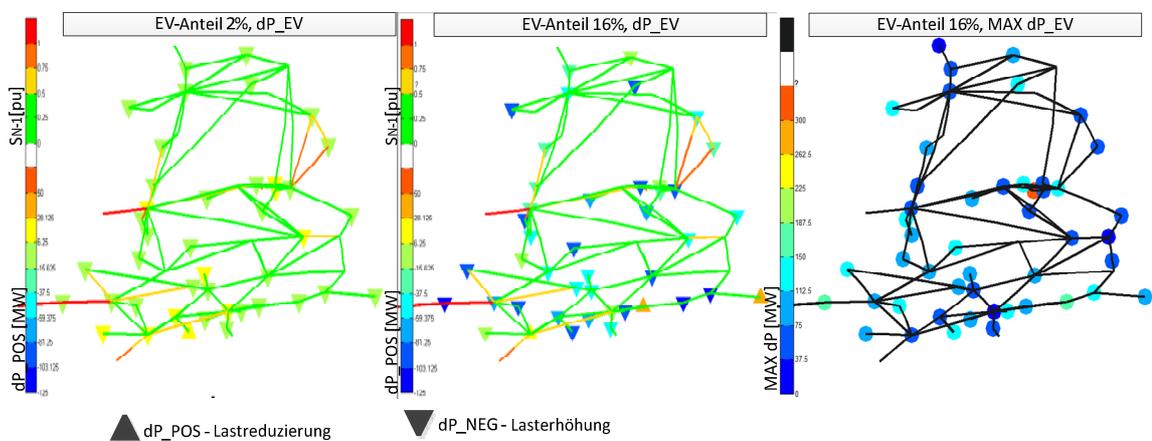


Abbildung 5.2 Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an Elektrofahrzeugen [eigene Darstellung]

In Abbildung 5.3 sind die Anpassungsmaßnahmen für den Typ EE-Anlagen dargestellt. Auf der rechten der drei Kartendarstellungen ist zusätzlich die maximal mögliche Anpassungsmaßnahme je Netzknoten dargestellt. Weiterhin ist in Tabelle 5.7 eine Zusammenfassung angegeben.

Tabelle 5.7 Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei EE-Anlagen

Summe der Anpassungsleistung durch EE-Anlagen im Verantwortungsbereich [MW]	4976
Maximalwert der Anpassungsleistung durch EE-Anlagen an einem Netzknoten [MW] (in Darstellung teilweise Aggregation von Knoten)	386

Bei einem EF-Anteil von 2 % kann keine ausreichende Anpassungsleistung durch Elektrofahrzeuge bereitgestellt werden. Dadurch werden zusätzliche Anpassungen von EE-Anlagen zur Wiederherstellung der Netzsicherheit notwendig. Definitionsgemäß sind bei Anpassungen von EE-Anlagen nur negative Anpassungen, also eine Reduzierung der Einspeiseleistung, zulässig. Hierbei stellt sich eine Konzentration der Anpassungsmaßnahmen auf die Netzknoten in mittelbarer und unmittelbarer Nähe zu den von der (n-1)-Überlastung betroffenen Leitungselementen ein. Aus dem Vergleich zu den dargestellten maximal möglichen Anpassungsoptionen ist ersichtlich, dass Netzknoten mit hohem Anpassungspotenzial mit hohen Beträgen angepasst werden. Bei einem EF-Anteil von 16 % kann ausreichend Anpassungsleistung durch EF bereitgestellt werden, wodurch zur Wiederherstellung der Netzsicherheit keine Anpassungen von EE-Anlagen mehr notwendig sind.

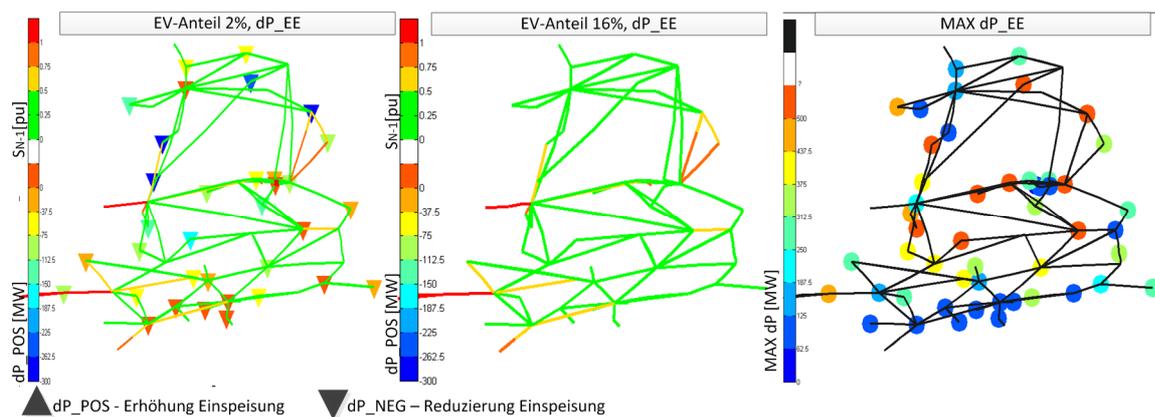


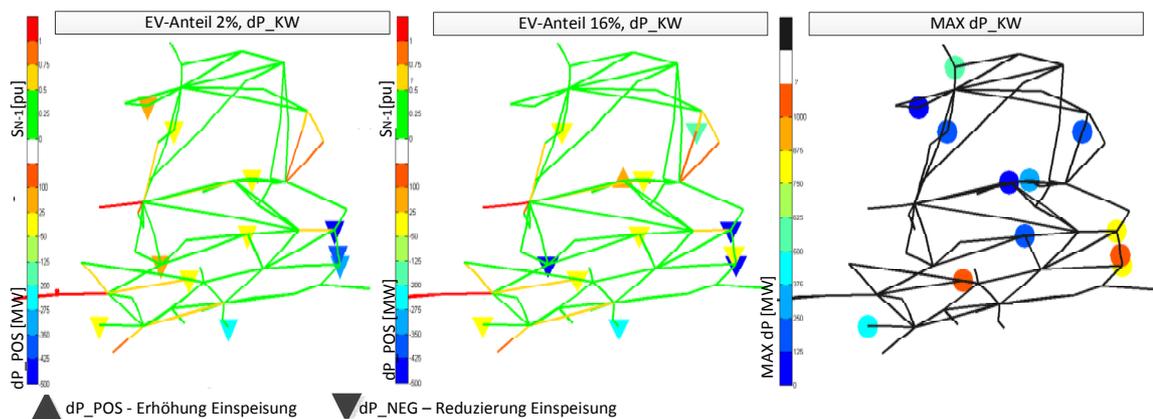
Abbildung 5.3 Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an EE-Anlagen [eigene Darstellung]

In Abbildung 5.4 sind die Anpassungsmaßnahmen für den Typ „konventionelle Kraftwerksanlagen“ dargestellt. Auf der rechten der drei Kartendarstellungen ist zusätzlich die maximal mögliche Anpassungsmaßnahme je Netzknoten zu erkennen. Weiterhin ist in Tabelle 5.8 eine Zusammenfassung angegeben.

Tabelle 5.8 Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei KW-Anlagen

Richtung der Anpassung	Positiv	negativ
Summe der Anpassungsleistung durch KW-Anlagen im Verantwortungsbereich [MW]	4717	3238
Maximalwert der Anpassungsleistung durch KW-Anlagen an einem Netzknoten [MW] (in Darstellung teilweise Aggregation von Knoten)	932	574

Im Gegensatz zu den vorher betrachteten Anpassungsoptionen ist hier eine Konzentration auf wenige zentralisierte Standorte ersichtlich. Weiterhin sind in mittelbarer und unmittelbarer Nähe zu den von der (n-1)-Überlastung betroffenen Leitungselementen kaum Anpassungsoptionen vorhanden. Der bestimmte Betrag der Anpassungsmaßnahmen folgt den Anpassungspotenzialen. Die Richtung der Anpassungsoptionen ist wie bei EF- und EE-Anlagen vorwiegend negativ und entspricht damit einer Reduzierung der Einspeisung. Zusätzliche Anpassungsoptionen durch die Bereitstellung der flexiblen EF-Last führt zu einer geringfügigen Umverteilung bzw. verminderten Anpassung an einzelnen Netzknoten.

**Abbildung 5.4** Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an konventionellen Kraftwerksanlagen [eigene Darstellung]

Nachfolgend werden die Anpassungsoptionen hinsichtlich ihrer Summe untersucht. Dafür ist in Abbildung 5.5 die Abhängigkeit der Summe der notwendigen Wirkleistungsanpassungen zur Herstellung der Netzsicherheit vom Anteil an Elektrofahrzeugen dargestellt. Die Anpassungsmaß-

nahmen sind als vorzeichenlose Summe der jeweiligen positiven und negativen Wirkleistungsanpassungen gebildet.

$$\Delta P_{Typ} = \left(\sum_{ii=1}^n (|P_{RM_{ii,Typ}}| - |P_{0_{ii,Typ}}|) \right) \quad (5.1)$$

Dabei ist ersichtlich, dass mit steigendem Anteil von Elektrofahrzeugen die Anpassungsmaßnahmen durch konventionelle Kraftwerke (dP_KW) und EE-Anlagen (dP_EE) reduziert werden. Bis zu einem EF-Anteil von 16 % sind zur Wiederherstellung der Netzsicherheit alle Anpassungsstufen der Netzführung notwendig. Wirkleistungsanpassungen finden daher sowohl bei konventionellen Kraftwerksanlagen, EE-Anlagen als auch durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen (dP_EV) statt. Ab einem Anteil $\geq 16\%$ wird durch die Elektrofahrzeuge ausreichend Anpassungsleistung zur Verfügung gestellt, um auf eine Anpassung von EE-Anlagen verzichten zu können. Eine weitere Steigerung des Anteils an Elektrofahrzeugen reduziert tendenziell die notwendigen Anpassungsmaßnahmen bei konventionellen Kraftwerksanlagen. Ab 20 % Anteil ist ein maximales Anpassungspotenzial von Elektrofahrzeugen entsprechend den Annahmen aus Abschnitt 4 erreicht, und es ist keine weitere Änderung zu erwarten.

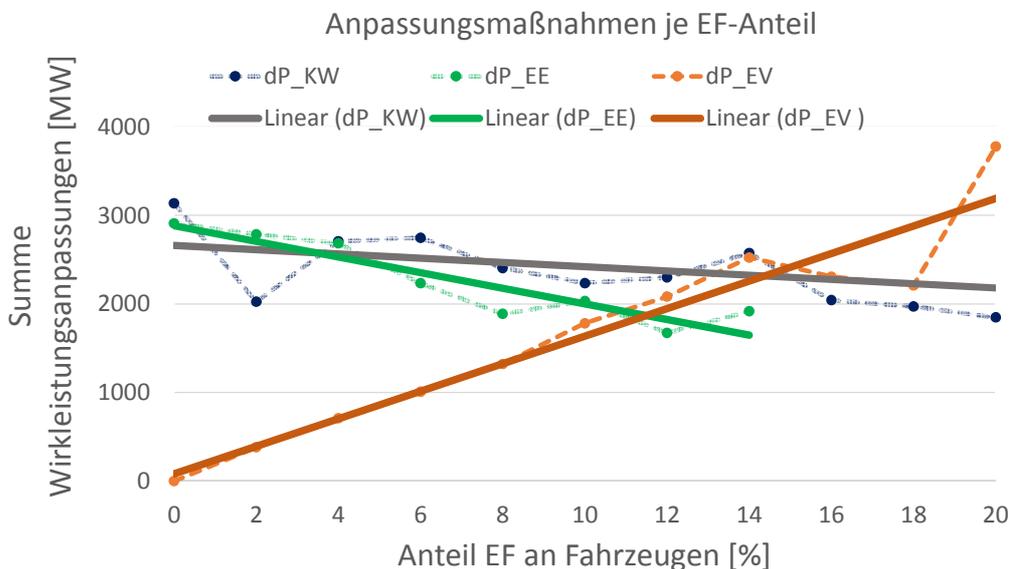


Abbildung 5.5 Anpassungsmaßnahmen je Elektrofahrzeug-Anteil

Der vorgeschlagene SCOPF-Algorithmus stellt eine stochastisch basierte Methode dar. Daher ist das Auftreten von Streuungen in der Minima-Bestimmung zu berücksichtigen. Die sprunghafte Reduzierung der Anpassungsmaßnahmen durch EE-Anlagen bei einem EF-Anteil von 16 % er-

klärt sich durch die Formulierung des Optimierungsproblems. Dessen Schwerpunkt liegt auf Wahrung der Netzsicherheit im SCOPF-Algorithmus sowie in der eingeführten Vereinfachung der Ersatzübertragungskapazität $S_{ij,TTc(n-1)}$. Aus diesem Grund wird nicht das globale Minimum der Summe der Anpassungsmaßnahmen erreicht. Für die Eignung von Elektrofahrzeugen zur Wahrung der Netzsicherheit bedeutet dies lediglich, dass sich die Vermeidung der Reduzierung von EE-Anlagen bereits bei einem geringen Anteil von Elektrofahrzeugen ergeben kann.

Fazit

Eine grundlegende Eignung von Elektrofahrzeugen zur Wahrung der Netzsicherheit ist gegeben, da für die Simulationskennzahl $SK_{EF\%,k}$ ein Anteil von 16 % an Elektrofahrzeugen ermittelt werden konnte, bei dem der Eingriff in EE-Anlagen vermieden werden kann. Die Bestimmung der Simulationskennzahl $SK_{MAX\%,k}$ ergab 0 % Reduzierung der maximalen marktbezogenen Maßnahmen. Die Begründung folgt den vorhergehend aufgeführten Argumenten bezüglich des globalen Minimums der Anpassungsmaßnahmen durch den vorgeschlagenen SCOPF.

Tabelle 5.9 Zusammenfassung der ermittelten Simulationskennzahlen

SK	Ergebnis
$SK_{EF\%,k}$	16%
$SK_{MAX\%,k}$	0%

5.2 Sensitivität der Eignung von EF zur Wahrung der Netzsicherheit durch EE-Faktoren

Die Bewertung der Sensitivität der Eignung von Elektrofahrzeugen zur Wahrung der Netzsicherheit auf EE-Faktoren wird durch die Ermittlung der in Tabelle 5.10 aufgeführten Simulationskennzahlen gewährleistet. Dabei ist die Grundidee die Ermittlung der Sensitivität der Netzengpasssituationen auf eine erhöhte installierte EE-Anlagenleistung. Als Netzengpass $S_{c,k}$ je Simulationsschritt werden alle Betriebsmittelbelastungen innerhalb des Verantwortungsbereiches nach (n-1)-Bewertung größer der Nennscheinleistung S_{max} betrachtet. Die Bildungsvorschrift ist aus Gleichung 5.2 ersichtlich

$$S_{c,k} = \sum_{ii=1}^n (S_{(n-1),ii,k} - S_{max,ii,k}) : \forall \in \{(S_{(n-1),ii,k} - S_{max,ii,k}) > 0\} \quad (5.2)$$

Dabei wird die Sensitivität auf die maximale Überlastung durch die Simulationskennzahl $SK_{\Delta MAX,EESF}$ abgeleitet und durch die Gleichung 5.3 definiert.

$$SK_{\Delta MAX,EESF} = \frac{\max(S_{c,k})}{S_{Max,Basis}} \quad (5.3)$$

Die Sensitivität auf die Häufigkeit von Überlastungen wird durch die Simulationskennzahl $SK_{\Delta H,EESF}$ bestimmt und ist durch die Gleichung 5.4 definiert. Die Darstellung erfolgt wie bei $SK_{\Delta MAX,EESF}$ als relativer Wert im Verhältnis zum EE-Faktor *Basis*.

$$SK_{\Delta H,EESF} = \frac{(\sum_{k=1}^T S_{c,k})}{S_{H,Basis}} \quad (5.4)$$

Weiterhing gibt die Simulationskennzahl $SK_{\Delta P\%,SUM}$ die anteilige Deckung von $S_{c,k}$ durch das flexible Leistungsband der EF an. Das durch EF verfügbare flexible Leistungsband über alle Netzknoten wird je Zeitschritt k nach Gleichung 5.5 bestimmt. Der Zusammenhang zur Netzengpassdauer ergibt sich aus der Bestimmungsgleichung 4.1 und 4.2.

$$P_{EFk} = \sum_{ii=1}^n (\Delta P_{EF-k,ii} + \Delta P_{EF+k,ii}) \quad (5.5)$$

Damit finden sowohl Höhe als auch Dauer des Netzengpass Berücksichtigung. Die Simulationskennzahl wird schließlich durch die Gleichung 5.6 beschrieben.

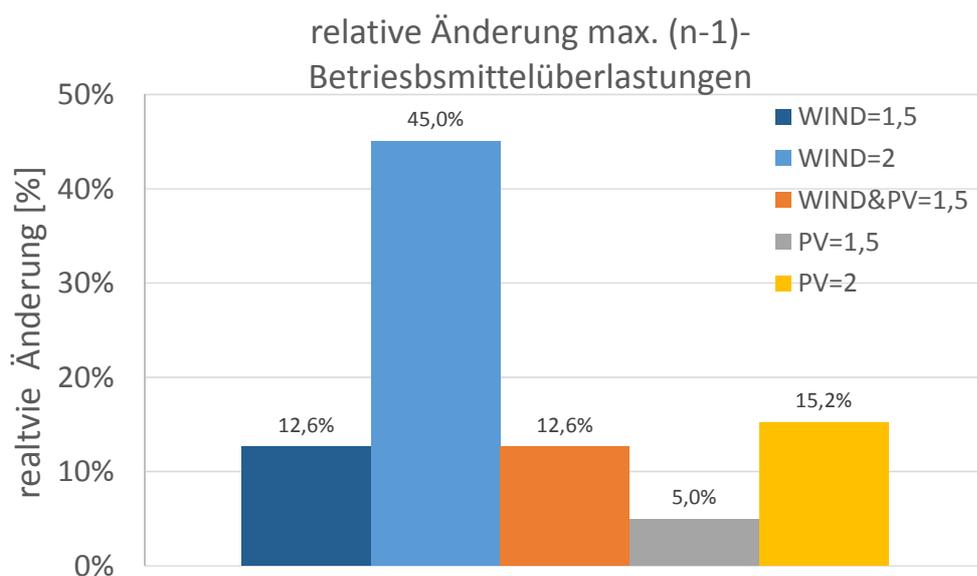
$$SK_{\Delta P\%,SUM} = \mathbf{1} - \frac{\sum_{k=1}^T (S_{c,k} - P_{EFk})}{\sum_{k=1}^T S_{c,k}} : \forall \in \{(S_{c,k} - P_{EFk}) \geq 0\} \quad (5.6)$$

Erreicht die Kennzahl den Wert 1, steht zu jedem Auftreten eines Netzengpass ein äquivalentes flexibles Leistungsband durch EF zur Verfügung. Durch die Feststellung der Eignung in Abschnitt 0 kann aus der Bestimmung von $SK_{\Delta P\%,SUM}$ ein Einfluss auf die in Abschnitt 3.1 definierten Netzsicherheitskennzahlen (NSK) abgeleitet werden.

Tabelle 5.10 Simulationskennzahlen

Bezeichnung	Einheit	Erläuterung	Bezug zu Netzsicherheitskennzahlen
$SK_{\Delta MAX, EESF}$	[%]	Änderung der maximalen (n-1)-Betriebsmittelüberlastungen	$NSK_{MAX,1}$ $NSK_{MAX,2}$
$SK_{\Delta H, EESF}$	[%]	Änderung der Häufigkeit der (n-1)-Betriebsmittelüberlastungen	$NSK_{H,1}$ $NSK_{H,2}$
$SK_{\Delta P\%, EESF}$	[%]	Anteilige Deckung des Netzengpass durch das flexible Leistungsband der EF	Alle NSK

In Abbildung 5.6 ist $SK_{\Delta MAX, EESF}$ je EE-Faktor dargestellt. Die Darstellung zeigt einen deutlichen Einfluss der Einspeisung von Windkraftanlagen. Eine Verdopplung der erzeugten Windanlagenleistung führt zu einer Steigerung der maximalen Engpassleistung um 45 %. Weiterhin ist ersichtlich, dass sich keine lineare Abhängigkeit ausprägt, da auf eine Steigerung der Windanlagenleistung um den Faktor 1,5 lediglich eine Steigerung der maximalen Netzengpassleistung von 12,6 % folgt. Deutlich geringer ergibt sich der Einfluss der PV-Anlagenleistung. Bei einer Verdopplung der Einspeiseleistung entsteht eine um 15 % erhöhte maximale Netzengpassleistung. Kreuzbeeinflussungen bei gleichzeitiger Steigerung der Wind- und PV-Anlagenleistung treten nicht auf.

**Abbildung 5.6** Relative Änderung des Maximalwerts der Netzengpassleistung je EE-Faktor

In Tabelle 5.11 ist die relative Netzlast für den Simulationsschritt mit Auftreten des maximalen Netzengpasses je EE-Faktor ersichtlich. Dabei ist erkennbar, dass stets unterschiedliche Simulationszeitpunkte das Auftreten der maximalen Engpassleistung markieren. Wie anfänglich angenommen, verursachen wechselnde Einspeisesituationen von EE-Anlagen Umverteilungen von Leistungsflüssen. Weiterhin ist zu beachten, dass die Einspeiseleistung aus EE-Anlagen Rückwirkungen auf die Erzeugungsleistungen konventioneller Kraftwerke hat und damit eine Verstärkung des Umverteilungseffektes verursacht.

Tabelle 5.11 relative Netzlast während des Auftretens der maximalen Netzengpassleistung

EESF	Gesamt-Netzlast [pu]	Max. Netzlast [pu]	Min. Netzlast [pu]	Simulationszeitschritt
BASE	0,7	1,0	0,44	'08.12.12 06:00'
MAX WIND=2,0	0,56			'11.03.12 03:00'
MAX WIND=1,5	0,7			'08.12.12 23:00'
MAX PV=2,0	0,96			'16.04.12 13:00'
MAX PV=1,5	1,0			'21.08.12 10:00'
MAX WIND&PV=1,5	0,7			'08.12.12 23:00'

In Abbildung 5.7 ist $SK_{\Delta H, EESF}$ je EE-faktor dargestellt. Insgesamt kann eine geringe Änderung gegenüber den EE-Faktor *Basis* festgestellt werden. Eine Verdopplung der Windanlagenleistung führt in der Simulation zu einer Steigerung der Häufigkeit der (n-1)-Betriebsmittelüberlastung von 3,5 %. Eine Verdopplung der PV-Anlagenleistung führt zu einer Steigerung der Häufigkeit um 2 %. Die Häufigkeit der (n-1)-Betriebsmittelüberlastung bleibt daher innerhalb der EE-Faktoren weitestgehend unverändert.

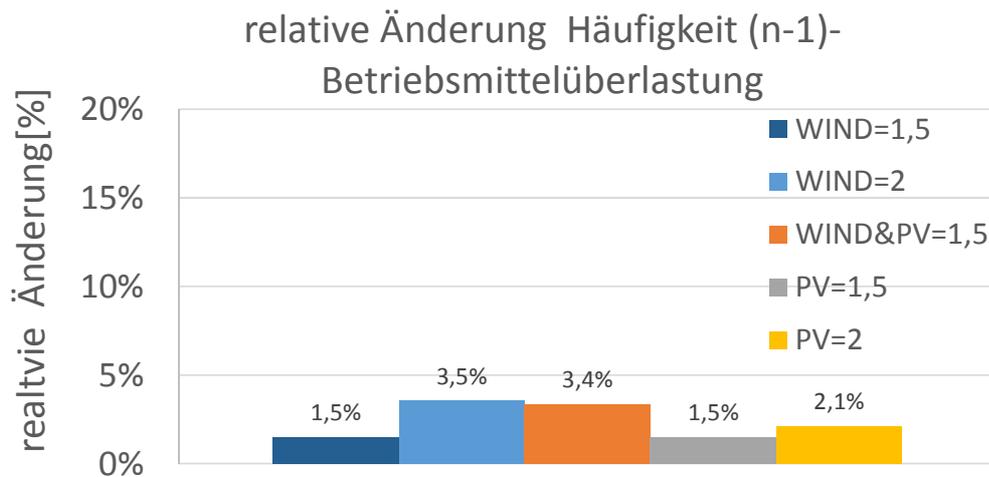


Abbildung 5.7 Relative Änderung der Häufigkeit der (n-1)-Betriebsmittelüberlastung

Ein Vergleich mit den in Abschnitt 3.1 dargestellten Stunden mit Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit kann nicht direkt vorgenommen werden, da nicht alle Anpassungsmaßnahmen der Netzführung berücksichtigt sind. Die Bestimmung der Häufigkeit von marktbezogenen Anpassungsmaßnahmen muss daher durch Einzelfallbetrachtungen vorgenommen werden.

In Abbildung 5.8 ist die Abhängigkeit der Simulationskennzahl $SK_{AP\%,SUM}$ vom Anteil an EF dargestellt. Der steigende Anteil an EF führt dabei zu einer steigenden Simulationskennzahl. Das flexible Leistungsband, was durch die EF bereitgestellt werden kann, ist insgesamt stark abhängig von der Anzahl, daher ergibt sich bei einem Anteil von 0 % für $SK_{AP\%,SUM}$ ebenfalls ein Wert von 0%. Das bedeutet, zu keiner Zeit erfolgt eine Deckung der Netzengpassleistung durch das flexible Leistungsband der EF. Mit steigender Leistungsbereitstellung aufgrund des steigenden EF-Anteils entsteht schließlich eine maximale Deckung von 14 % über die simulierten Zeitschritte. Eine weitere Steigerung ist durch die Limitierung des Verteilernetzes (vgl. Abschnitt 4) ausgeschlossen. Auf eine Darstellung mit einem EF-Anteil größer 30 % wird daher verzichtet. Insgesamt kann keine Sensitivität der Kennzahl gegenüber den EE-Faktoren abgeleitet werden, da sich nur minimale Unterschiede einstellen. Die Ursache ergibt sich aus dem Vergleich von $SK_{MAX,EESF}$ sowie $SK_{AH,EESF}$. Dabei konnte eine relevante Sensitivität der Höhe des Netzengpasses durch die EE-Faktoren festgestellt werden. Für die Dauer des Netzengpasses ergibt sich dieser Zusammenhang nicht. Da das Leistungsangebot durch EF limitiert ist, kann sich keine Sensitivität bezüglich der EE-Faktoren ausprägen. Dafür müssten die Limitierungen des Verteilernetzes neu bewertet werden.

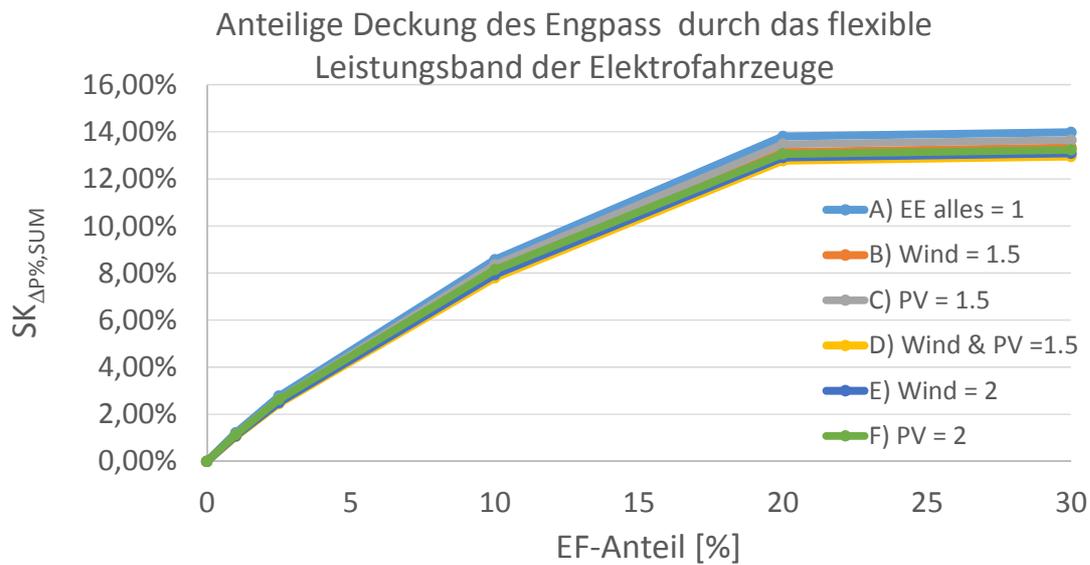


Abbildung 5.8 Anteilige Deckung des Netzengpass durch das flexible Leistungsband der Elektrofahrzeuge

Fazit

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen der Sensitivität der Eignung von Elektrofahrzeugen zur Wahrung der Netzsicherheit durch die gewählten EE-Faktoren kann festgestellt werden, dass sich insgesamt keine Sensitivität ableiten lässt. Die Begründung ergibt sich durch die ebenfalls untersuchte Sensitivität der Höhe und Dauer der Netzengpässe in Bezug auf die EE-Faktoren. Ein deutlicher Einfluss ergibt sich aufgrund der Einschränkungen des flexiblen Leistungsbandes der Elektrofahrzeuge aufgrund der Verteilernetzlimitierungen. Zusammenfassend kann ein positiver Beitrag zur Wahrung der Netzsicherheit festgestellt werden. Es wird aber auch deutlich, dass ergänzende Anpassungsoptionen notwendig sind und die Netzsicherheit nicht allein durch Anpassungen bei Elektrofahrzeugen gewährleistet werden kann.

Tabelle 5.12 Zusammenfassung der ermittelten Simulationskennzahlen

	WIND=1,5	WIND=2	PV=1,5	PV=2	WIND&PV=1,5
$SK_{\Delta MAX, EESF}$	+13%	+45%	+5%	+15%	+13%
$SK_{\Delta H, EESF}$	+1,5%	+3,5%	+1,5%	+2%	+3,4%
$SK_{\Delta P\%, SUM, EESF}$	0...13%	0...13%	0...13%	0...14%	0...13%

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung

Die in den letzten Jahren steigende Anzahl von Eingriffen der Netzbetreiber in sowohl konventionelle als auch Erneuerbare Energie-Anlagen macht deutlich, dass der sichere Netzbetrieb durch Nutzung der etablierten Netzführungsmethoden zunehmend gefährdet ist. Die fortschreitende Verlagerung von Erzeugungsstandorten und deren witterungsabhängiger Einspeiseverlauf erzwingen ständig wechselnde Leistungsflussrichtungen im vertikalen und horizontalen Netzbetrieb. Die Wahrung der zukünftigen Netzsicherheit ist daher an die Etablierung neuartiger Netzführungsmethoden gebunden, die den damit verbundenen Herausforderungen gerecht werden. Aus diesem Grund widmet sich die vorliegende Arbeit einer neuartigen Netzführungsmethode und beantwortet die Fragestellung:

Sind flexible Lasten, am Beispiel der Elektrofahrzeuge, für einen zukünftigen Einsatz durch die Netzführung zur Wahrung der Netzsicherheit geeignet?

Die Beantwortung dieser Forschungsfrage kann anhand der in Abbildung 6.1 ersichtlichen schematischen Darstellung der Netzeinteilung nachvollzogen werden.

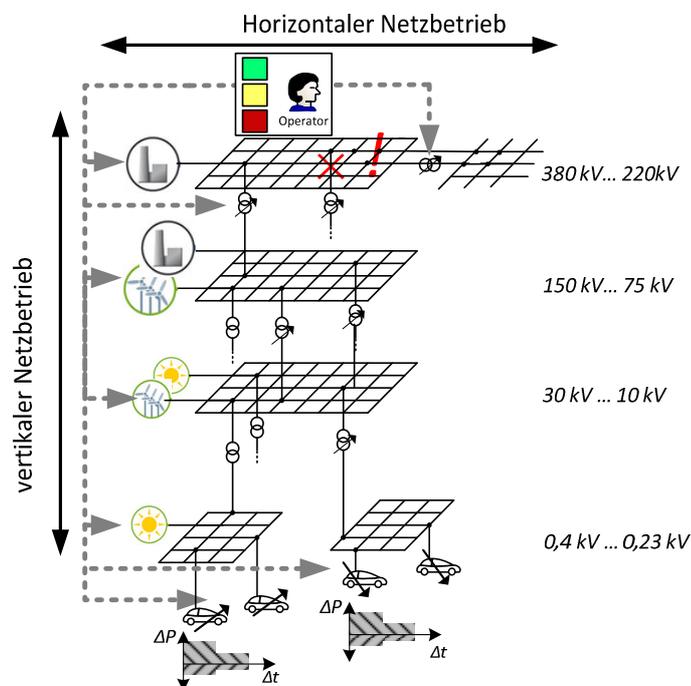


Abbildung 6.1 Schematische Darstellung der Einteilung des Netzbetriebs in Spannungsebenen und Netzgruppen und Darstellung der Netzführung durch Netzbetreiber

Ausgehend von der Gliederung des Netzbetriebes in Spannungsebenen und Verantwortungsnetzbereiche, bestimmen Netzbetreiber den jeweiligen Zustand der Netzsicherheit. Bei Verletzungen dieser werden Anpassungsmaßnahmen durchgeführt, wie in Kapitel 2 beschrieben. Der innovative Beitrag dieser Arbeit besteht darin, die bisher nicht berücksichtigten Anpassungsoptionen durch Elektrofahrzeuge methodisch zu bestimmen und in eine mit anderen Optionen vergleichbare Beschreibungform zu überführen. Berücksichtigt werden dabei Nebenbedingungen, die sich aus dem Nutzungscharakter von Elektrofahrzeugen ergeben sowie Anforderungen, die durch eine sichere Netzführung definiert werden. Das damit ermittelte flexible Leistungsband gibt knotenscharf die nutzbare Leistung und deren Dauer an. Weiterhin wird eine Methode zur optimalen Bestimmung der Anpassungsmaßnahmen vorgeschlagen. Dabei findet das in der Netzführung von Höchst- und Hochspannungsnetzen übliche (n-1)-Netzsicherheitskriterium Anwendung. Bislang gebräuchliche Verfahren zur Ermittlung der (n-1)-sicheren Netzadaptionen beruhen auf starken Modellvereinfachungen oder erweisen sich als besonders rechenintensiv. Der wesentliche Mehrwert der hier vorgeschlagenen Methode ergibt sich durch die Entkopplung der rechenintensiven Ausfallsimulation von der eigentlichen Optimierung. In der Optimierung können dadurch neben dem Netzsicherheitsproblem beliebige partielle Optimierungsziele formuliert werden. In Bezug auf die wechselnden Anforderungen an die Netzführung, die teilweise im Rahmen der Modellierung nicht vollständig beschreibbar sind, erscheint die damit gegebene Adaptierbarkeit als besonderer Vorteil. Die Verwendung eines genetischen Optimierungsalgorithmus als Kern der Methode erweist sich als besonders robust für Optimierungsprobleme bei Netzen mit einer hoher Knotenanzahl und einer gemischten Art von Steuerungsvariablen. Durch die Entkopplung ergibt sich zudem die Möglichkeit einer parallelisierten Iterationsausführung. Da zur Beantwortung der Forschungsfragen die vorgeschlagenen Methoden möglichst unter realistischen Bedingungen verifiziert werden sollen, ist eine aufwendige Modellierung eines möglichst realistischen Untersuchungsgegenstandes weiterer Bestandteil der vorliegenden Arbeit. Dabei wird das Anpassungspotenzial von Wirk- und Blindleistung durch konventionelle und EE-Anlagen ebenso nachgebildet wie im Netz befindliche diskrete Transformatorstufungen. Die Netzsicherheitsherausforderung der zeitlichen und geografischen Verlagerung der Einspeiseleistung ist durch energiemarktbasierte Wechselwirkungen zwischen den Erzeugungsanlagen modelliert. Die Bestimmung der Leistungsflüsse durch stationäre Netzberechnungsverfahren bildet den bei der Netzführung üblichen Zeitbereich ab und erfüllt die notwendigen Voraussetzungen. Schließlich steht ein methodischer und modellgestützter Untersuchungsrahmen zur Verfügung, der es erlaubt, die Forschungsfrage durch numerische Fallstudien in hinreichender Genauigkeit zu beantworten.

Die eingangs formulierte Forschungsfrage,

- *Können Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften als Last im Niederspannungsnetz eine für den Netzbetrieb nutzbare flexible Last bereitstellen?*

kann bejaht werden. Die dafür notwendigen technischen Voraussetzungen sind nachweislich gegeben. Die Berücksichtigung des Anschlusses in der Niederspannung kann durch Einhaltung von Netzrestriktionen gewährleistet werden. Eine variierende Verfügbarkeit durch die eigentlich vorgesehene Nutzung von Elektrofahrzeugen als Bestandteil des Individualverkehrs kann durch das Zusammenfassen zu Fahrzeugpools kompensiert werden. Die Definition von Anforderungsprofilen schafft zudem eine für die Netzführung erfassbare Quantifizierung des Flexibilitätspotenzials. Abhängig von der Gesamtzahl an Elektrofahrzeugen ergibt sich damit eine Vergleichbarkeit mit konventionellen Betriebsmitteln.

Aus den Ergebnissen der durchgeführten numerischen Fallstudien kann die Forschungsfrage,

- *Führt die Nutzung von Elektrofahrzeugen durch die Netzführung zur einer Verbesserung der Netzsicherheit und damit zur verbesserten Netzintegration von Erneuerbaren Energieanlagen?*

ebenfalls positiv beantwortet werden. Die Auswahl der Simulationsschritte orientiert sich an für das Untersuchungsnetz typischen Situationen der Verletzung der Netzsicherheit. Dabei kann durch Elektrofahrzeuge bei entsprechender Anzahl an allen Netzknoten ausreichend flexible Leistung bereitgestellt werden, um notfallbezogene Maßnahmen zu vermeiden. Damit kann in der Netzführung die Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen vermieden werden. In dem gewählten Beispiel ist dafür ein Anteil von Elektrofahrzeugen von 16 % am Gesamtfahrzeugbestand bereits ausreichend. Eine weiterführende Untersuchung der Sensitivität auf bestimmte EE-Typen hat dabei keine Präferenz ergeben. Die eingeführten Netzsicherheitskennzahlen geben u.a. die Häufigkeit der Anwendung von Notfallmaßnahmen an, zu denen die Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen gehört. Die Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen in der Netzführung kann eine Senkung der Kennzahl bewirken und damit nachweislich die Netzsicherheit erhöhen.

Die Verallgemeinerung des gezeigten Ansatzes auf flexible Lasten außerhalb des Definitionsbereiches von Elektrofahrzeugen ist möglich, sofern die Methodik zur Bestimmung des flexiblen Leistungsbandes in gleicher oder vergleichbarer Form Anwendung findet. Weiterhin ist das gewählte Verfahren nicht auf das verwendete Untersuchungsnetz beschränkt, so dass eine allgemeingültige Anwendbarkeit auf unterschiedlichste Netzstrukturen gegeben ist. Aufgrund der vo-

rangegangenen Ausführungen sowie der positiven Beantwortung der Forschungsfragen kann insgesamt festgestellt werden, dass

- *flexible Lasten, am Beispiel der Elektrofahrzeuge, für einen zukünftigen Einsatz durch die Netzführung zur Wahrung der Netzsicherheit geeignet sind.*

6.2 Ausblick

Die Beiträge dieser Arbeit stellen für eine zukünftige Netzführung wertvolle Methoden bereit, die den gestellten Herausforderungen gerecht werden. Für eine praktische Realisation durch Integration in Netzleitsysteme ist daher eine Umsetzung von kompatiblen Schnittstellen unumgänglich. Weiterhin ist eine Optimierung der Algorithmen hinsichtlich Geschwindigkeit notwendig, um die zwingende Echtzeitfähigkeit zu erreichen. Die weitere Parallelisierung von Iterationsschritten bietet dabei einen einfach umzusetzenden Ansatzpunkt. Einen nächsten Entwicklungspfad stellt die weitere Berücksichtigung von heuristischen Optimierungsschritten dar, wie sie z.B. durch Expertenwissen der Netzführer eingebracht werden kann.

Eine zusätzliche Herausforderung bildet die Menge an Datensätzen. Für die Vielzahl an beteiligten Einheiten muss ausreichend Übertragungsbandbreite bereitgestellt werden können. Weiterhin ist die Zuverlässigkeit des Systems zu gewährleisten, um gerade in den Situationen der Netzsicherheitsgefährdung handlungsfähig zu sein. Ebenfalls muss das Netzleitsystem weiterhin bedienbar bleiben. Eine anlagenbezogene Detailnachbildung in der grafischen Bedieneroberfläche des Leitsystems ist offensichtlich nicht zielführend. Daher muss ein geeignetes Abstraktionslevel in Form einer organisatorischen Schnittstelle gefunden werden, welches die Anpassungsoptionen hinreichend genau abbildet und trotzdem bedienbar bleibt. Ansätze dafür sind u.a. in [157] beschrieben.

Vorausgesetzt wurde eine Unabhängigkeit der Ausgleichsvorgänge zum Übergang auf neue stationäre Arbeitspunkte. Aus diesem Grund wurde in dieser Arbeit die Wechselwirkung zwischen Netzsicherheit und Systemstabilität durch Leistungs-Frequenzregelung nicht thematisiert. Jedoch ist unter der Annahme einer stetig flexibler werdenden Netzführung die Erweiterung um eine dynamische Netzsicherheitsbewertung ein logisch vorzunehmender Schritt.

Die Ausführungen haben ebenfalls gezeigt, dass der Koordinierungsbedarf über Netzebenen hinweg eine zunehmende Bedeutung für die Netzsicherheit des Gesamtsystems haben wird. Die in Abschnitt 2.2 dargestellten Netzsicherheitsinitiativen fokussieren bereits auf die Koordinierung des horizontalen Netzbetriebs. Die Netzeingriffe und Eingriffe in Erzeugungsanlagen obliegen

dabei dem jeweiligen ÜNB. Für eine vertikale Instanz der Netzsicherheitskoordinierung sind die Voraussetzungen nicht in gleicher Weise gegeben. Eine direkte Übertragung auf Verteilernetzbetreiber ist daher nicht möglich. Eine Lösungsoption ergibt sich demzufolge aus der Einführung einer Instanz der vertikalen Netzsicherheitskoordinierung. Zu deren Aufgaben könnte neben der Bestimmung des Anpassungspotenzials auch die Koordinierung der Durchführung gehören. Die für die Erfüllung der möglichen Aufgaben notwendigen Instrumente können aus den in dieser Arbeit vorgestellten Methoden abgeleitet werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] “IEEE HISTORICAL MILESTONE 50 Years Star of Laufenburg: 52 52th anniversary of European Interconnected Power System,” Laufenburg, CH, August 19th, 2010.
- [2] Monika Walser, Fritz Wagner:, “The 50 Year Success Story –Evolution of a European Interconnected Grid,” Secretariat of UCTE, Brüssel.
- [3] ENTSO-E AISBL:, “Electricity in Europe 2013: Synthetic overview of ENTSO-E electric system consumption, generation and exchanges during 2013,” Mar. 2014.
- [4] H. Kautz, *Das neuzeitliche Kohlekraftwerk*. Renningen-Malmsheim: expert-Verl, 1997.
- [5] R. L. Arántegui, N. Fitzgerald, P. Leahy:, “Pumped- hydro energy storage: potential for transformation from single dams,” 2012.
- [6] M. Kaltschmitt, W. Streicher, A. Wiese, *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*: Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [7] ENTSO-E AISBL:, “SCENARIO OUTLOOK AND ADEQUACY FORECAST 2014-2030,” Brüssel, Jun. 2014.
- [8] Jim Eyer, Garth Corey:, “Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide,” Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, Feb. 2010.
- [9] VDE ETG Task Force Energiespeicher:, “Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf,” Jun. 2009.
- [10] A. Möller, *Akzeptanz Von Technik Und Infrastrukturen: Anmerkungen Zu Einem Aktuellen Gesellschaftlichen Problem*: Springer, 2011.
- [11] *ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity: DETAILED ELECTRICITY EXCHANGE (IN GWh)*. Internetreferenz:<https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange> (2015, Jan. 21).
- [12] H. Bolsenkötter, *Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz ; [inkl. DVD mit Gesetzessammlung einschließlich Regierungsbegründungen, Videovorträgen]*: Haufe-Mediengruppe, 2008.
- [13] J. Vanzetta, C. Schneiders, “Current and imminent challenges for the transmission system operator in Germany,” in *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on “Innovative Smart Grid Technologies” (ISGT Europe)*, pp. 1–6.
- [14] Bundesnetzagentur:, “Monitoringbericht 2013: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m.§ 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m.§ 53 Abs. 3 GWB,” Bonn, Jun. 2014.

- [15] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, "Monitoringbericht 2014: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB," Bonn, Nov. 2014.
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Die Energie der Zukunft," <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/fortschrittsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [17] P. Cappers, C. Goldman, D. Kathan, "Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence," *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1526–1535, 2010.
- [18] K. Schisler, T. Sick, K. Brief, "The role of demand response in ancillary services markets," in *Exposition*, pp. 1–3.
- [19] Benjamin Bayer, "IASS WORKING Paper Demand Response-sind die USA ein Vorbild für Deutschland?: Eine Analyse der Integration von Demand Response in die US-amerikanischen Kapazitäts- und Regelleistungsmärkte," http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/working_paper_demand_response_-_sind_die_usa_ein_vorbild_fuer_deutschland_0.pdf.
- [20] Plötz, Gnann, Kühn, Wietschel, "Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge: Studie im Auftrag der acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE)," Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Sep. 2013.
- [21] M. Agsten, "Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung," Ilmenau, Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik.
- [22] *Introduction to the UCTE Operation Handbook (OH)*, v2.5, 2004.
- [23] European commission, *Energie für Europa durch Versorgungssicherheit und einen echten Markt*. Brüssel, 2007.
- [24] Amt für Veröffentlichungen, "Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003,"
- [25] European Network of Transmission System Operators for Electricity, "TSO cooperation and the internal energy market: annual report 2013," 2013.
- [26] *UCTE OH – Policy 3: Operational Security*, 2009.
- [27] *UCTE OH – Appendix 3: Operational Security - Final Version*, 2009.
- [28] *Network Code on Operational Security*, 2013.
- [29] *Supporting Document for the network code on Operational Security*, 2013.
- [30] Olaf Ziemann, "Regional Cooperation – Infrastructure Development and Operation," Berlin, Apr. 2014.

- [31] R.Baumann, D.Klaar, R.Richter, S.Peters, E.Effenberger, M. Grzegorzczuk, B.Podrouzek, A.Forunes:, "TSC Cooperation Platform (CTDS) The daily operational planning tool for the TSC TSOs," Cirgre, Lisabon, 2013.
- [32] T. L. F-X DETRAZ, "Intraday studies by Regional Security Coordination Initiatives," Paris, 2014.
- [33] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity": (UCTE), "UCTE data exchange format for load flow and three phase short circuit studies: UCTE-DEF," vol. 2007, <http://cimug.ucaiug.org/Groups/Model%20Exchange/UCTE-format.pdf>.
- [34] "Annual Report Coreso 2013," CORESO, April.
- [35] Amprion GmbH, *Ein Jahr enge Zusammenarbeit der Übertragungsnetz-Betreiber Deutsch-niederländische Kooperation feiert Geburtstag Sicherheitszentrum in Rommerskirchen für sichere Stromversorgung*. Dortmund/Arnheim, 19.01.10.
- [36] Tennet TSO GmbH, *TSO Security Cooperation launches Real-time Awareness and Alarming system (RAAS) for Central Europe*.
- [37] Mibel. Internetreferenz:<http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relnu=9&relcategoria=1026&idpag=67> (2015, Jan. 29).
- [38] *Electricity Coordinating Center - EKC Vision, Mission and Values*. Internetreferenz:<http://www.ekc-ltd.com/> (2015, Jan. 29).
- [39] L. H. Fink, K. Carlsen, "Power/energy: Operating under stress and strain: This, part two of the "Blackout" series, defines control objectives for various levels and types of emergencies," *IEEE Spectr*, vol. 15, no. 3, pp. 48–53, 1978.
- [40] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "BDEW-Roadmap Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland," Berlin, Feb. 2013.
- [41] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG): EnWG*.
- [42] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare Energien Gesetz EEG 2014*.
- [43] *TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, 2007.
- [44] *Distribution Code 2007 - Regeln für den Zugang zu Verteilernetzen*, 2007.
- [45] Swissgrid AG:, "Betriebsführungshandbuch Netzbetrieb CH," Jun. 2011.
- [46] M. Kosarac, A. Carsimamovic, H. Turajlic, C. Vujovic, "A practical example of increasing net transfer capacity (NTC) by modifying the power system topology," in *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, pp. 281–286.
- [47] S. Schlegel, R. Schwerdfeger, D. Westermann, A. Kuester, "Modelling of transmission system operation in Europe for enhanced security of supply," in *IEEE EUROCON 2013*, pp. 1222–1226.

- [48] A. E. Efthymiadis, A. Heath, R. D. Youssef, "Interactive Power System Operations Analysis with Scada Data Capture," in *Joint International Power Conference Athens Power Tech*, pp. 367–371.
- [49] M. Powalko, K. Rudion, P. Komarnicki, J. Blumschein, "Observability of the distribution system," in *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2009)*, p. 883.
- [50] G. Schnyder, *Verfahren zur Bestimmung des optimalen und N-1 sicheren Energieübertragungsnetzes*. Zürich, 1988.
- [51] K. F. Schäfer, *Adaptives Güteindex-Verfahren zur automatischen Erstellung von Ausfalllisten für die Netzsicherheitsanalyse*, 1988.
- [52] M. G. Lauby, "Evaluation of a local DC load flow screening method for branch contingency selection of overloads," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 3, pp. 923–928, 1988.
- [53] Christof Lorenz Duthaler, "Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz," Zürich, Aug. 2007.
- [54] A. Kuester, "Anfrage bei Fa. Swissgrid AG bezüglich Aktualisierung Netzsicherheitsanalyse", mündlich, Aug. 2012.
- [55] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010*, 2011.
- [56] 50Hertz Transmission GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Amprion GmbH, "Datencenter der deutschen Übertragungsnetzbetreiber-Erläuterungen zu den Veröffentlichungen auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net," Apr. 2012.
- [57] G. Tsagarakis, A. J. Collin, A. E. Kiprakis, S. McLaughlin, "Voltage control of UK residential customers for power reduction," in *2013 IEEE Grenoble PowerTech*, pp. 1–6.
- [58] Olaf Ziemann, "Erfahrungen mit Einspeisemanagement in der Praxis," dena Dialogforum, Apr. 2013.
- [59] *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, 2008.
- [60] "BDEW-VKU Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern: Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden gem. §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG - 12.10.2012," BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; KVU Verband kommunaler Unternehmen e.V., Berlin, Oktober.
- [61] Dr. Adolf Schweer, Gunter Scheibner, "Gefahren und Lösungen für Netze und Netzstabilität aus Sicht von VNB und ÜNB: Anforderungen an Netzleitsysteme und ihre Möglichkeiten," Göttingen, Apr. 2013.
- [62] M. Ilic-Spong, A. Phadke, "Redistribution of Reactive Power Flow in Contingency Studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 1, no. 3, pp. 266–274, 1986.

- [63] J. P. Gentle, K. S. Myers, J. W. Bush, S. A. Carnohan, M. R. West, "Dynamic Line Rating systems: Research and policy evaluation," in *2014 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5.
- [64] S. D. Foss, R. A. Marai, "Dynamic line rating in the operating environment," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, no. 2, pp. 1095–1105, 1990.
- [65] J. Yang, D. Strickland, "Thermal modelling for dynamic transformer rating in low carbon distribution network operation," in *7th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014)*, pp. 5.2.04.
- [66] BK6., *Beschluss BK6-11-098: BNetzA*, 2012.
- [67] Consentec GmbH., "Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt: Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber," Aachen, 2014.
- [68] I. Androcec, I. Wangenstein, "Different Methods for Congestion Management and Risk Management," in *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1–6.
- [69] Claire CAMUS: (ACER), "Regulatory framework for cross-border redispatching and countertrading," Florenz, Nov. 2012.
- [70] *TransmissionCode 2007 Anhang A: Formularblätter zur Umsetzung der Systemverantwortung*.
- [71] MITNETZ STROM., "Verfahrensbeschreibung zum Netzsicherheitsmanagement (NSM) der Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM) für nachgelagerte Netzbetreiber,"
- [72] *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten): AbLaV*, 2012.
- [73] *Daten zur Regelleistung*. Internetreferenz: <https://www.regelleistung.net/ip/action/abrufwert> (2015, Jan. 21).
- [74] V. Crastan, D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3 Dynamik, Regelung Und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung Und -Führung, Leit- Und Informationstechnik, Facts*, Hgu: Springer, 2012.
- [75] A. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*: Springer, 2006.
- [76] Gruber, E., *HEW-Modellversuch Zeitvariable linearer Stromtarife*. Hamburg: Hamburgische Electricitäts-Werke AG, 1995.
- [77] Hegemann, K.H., *Das Modellvorhaben "Zeitvariabler Stromtarif". Abschlußbericht*. Saarbrücken, 1992.
- [78] R. Pilhar, "Kostenorientierte Strompreisbildung: Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde,"
- [79] M. Klobasa, *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz*. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl, 2009.

- [80] dena, "Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030: dena-Verteilnetzstudie," Berlin, Dec. 2012.
- [81] "dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien," dena, Berlin, Feb. 2014.
- [82] ETG-Task Force Demand Side Management, "VDE-Studie Demand Side Integration," Frankfurt/Main, Jun. 2012.
- [83] M. J. Neubarth, "Demand Response - Intelligentes Lastmanagement für den deutschen Regelleistungsmarkt," VDE-Kongress Stuttgart, Nov. 2012.
- [84] V. Liebenau, T. Schlüter, J. Teuwsen, C. Rehtanz, "Bestimmung des Erlöspotenzials der Bereitstellung von Minutenreserveleistung durch Last- und Erzeugungsmanagement," VDE-Kongress 2012, Stuttgart, Nov. 2012.
- [85] M. S. Funke, "Erste Ergebnisse des Haushaltsfeldtests mit dynamischen Tarif und automatischer Steuerung in der Regenerativen Modellregion Harz," VDE-Kongress 2012, Stuttgart, Nov. 2012.
- [86] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability, Second Edition*: CRC Press, 2008.
- [87] 50Hertz Transmission GmbH, *Bundeskanzlerin Angela Merkel und Ministerpräsident Erwin Sellering weihen neue Stromleitung von 50Hertz zwischen Schwerin und Hamburg ein*. Berlin, 2012.
- [88] Tennet TSO GmbH, *Netzsituationen nach § 13.1 EnWG*. Internetreferenz: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/berichte-service/netzsituationen-nach-par-13.1>.
- [89] 50Hertz Transmission GmbH, *Archiv Marktbezogene Anpassungen*. Internetreferenz: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Anpassungen-nach-13-EnWG/Archiv-Anpassungen-nach-13-EnWG>.
- [90] 50Hertz Transmission GmbH, Tennet TSO GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, *Redispatch-Maßnahmen*. Internetreferenz: <http://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm>.
- [91] 50Hertz Transmission GmbH, *Angespannte Netzsituation in der Regelzone von 50Hertz Transmission im Zusammenhang mit einer Starkwindfront vom 28. bis 29. März 2012*. Internetreferenz: [http://www.50hertz.com/sync/Netzkennzahlen/Berichte-13\(2\)_EnWG/Information_13-2_EnWG_vom_28.03.2012_bis_29.03.2012.pdf](http://www.50hertz.com/sync/Netzkennzahlen/Berichte-13(2)_EnWG/Information_13-2_EnWG_vom_28.03.2012_bis_29.03.2012.pdf) (2014, Dec. 12).
- [92] G. P. Zolotarev, "Netzregelverbund – Koordinierter Einsatz von Sekundärregelleistung - Conference papers - VDE Publishing House," in *Die Dynamik des Netzes - Konsequenzen für Erzeugung, Übertragung und Verteilung im sich verändernden Umfeld - 10. ETG/GMM-Fachtagung "Netzregelung und Systemführung"*, München, 2011.
- [93] *Beschluss BK6-10-098: BNetzA*, 2011.
- [94] *Beschluss BK6-06-012: BNetzA*, 2006.

- [95] "Expertenbefragung bei Fa. Amprion/Swissgrid/CORESO/TenneT-TSO GmbH/50Hertz-Transmission bezüglich der täglichen Durchführung der Netzführungsaufgabe und zukünftige Herausforderungen", Juli-Nov. 2012.
- [96] B. Klein, *Versuchsplanung - DoE: Einführung in die Taguchi/Shainin-Methodik*: Oldenbourg, 2007.
- [97] A. Gelman, "Analysis of variance? why it is more important than ever," *Ann. Statist.*, vol. 33, no. 1, pp. 1–53, 2005.
- [98] C. Wenge, *Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid Mobilitätsleitwarte: Diss*, 1st ed. Magdeburg: Univ, 2013.
- [99] *Elektromobilität in Metropolregionen: Die Feldstudie MINI-E-Berlin powered by Vattenfall*. Düsseldorf: VDI-Verl, 2013.
- [100] M. Agsten, "Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung,"
- [101] C. Aichele, O. D. Doleski, *Smart Market: Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014.
- [102] D. Westermann, "Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen - MINI E 1.0 Teilprojekt 1.5 Gesteuertes Laden Subtask 1.5.1 Einspeisung von Windenergie; Schlussbericht," Ilmenau, 2011.
- [103] O. Weimann, U. Kranz, S. Albayrak, J. F. Krems, D. Westermann, "Gesteuertes Laden V2.0 Gemeinsamer Abschlussbericht," Berlin, Nov. 2011.
- [104] U. Zickler, T. Roscher, M. Agsten, A. Arnoldt, S. Schlegel, "Untersuchung zur technischen Umsetzung des Gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen mit regenerativ erzeugtem Strom," VDE-Kongress, Stuttgart, DE., 5.-6. Nov, 2012.
- [105] infas, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, "Mobilität in Deutschland 2008 Ergebnisbericht," infas, Bonn/Berlin, Feb. 2010.
- [106] T. Blank, "Elektrostraßenfahrzeuge - Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen," München, Dec. 2007.
- [107] D. J. Richter, "Potenziale der Elektromobilität bis 2050: Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration," Köln, Jun. 2010.
- [108] J. F. Krems, *Elektromobilität in Metropolregionen: Die Feldstudie MINI E Berlin powered by Vattenfall*. Düsseldorf: VDI-Verl, 2013.
- [109] *TransmissionCode 2007 Anhang C*, 2007.
- [110] *Transmission Code 2003 Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB*, 2003.
- [111] *Transmission Code 2007 - Anhang D2 Teil 1 Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*, 2009.

- [112] *Transmission Code 2007 Anhang D2 - Teil 2 Anforderungen für die Umsetzung des SRL-Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern.*
- [113] *TransmissionCode 2007 Anhang B: Beispiel für den Inhalt einer technischen Dokumentation, die zwischen Kraftwerksbetreiber und ÜNB auszutauschen ist, 2007.*
- [114] *Transmission Code Anhang D3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleitung, 2007.*
- [115] P. Du, N. Lu, *Energy Storage for Smart Grids: Planning and Operation for Renewable and Variable Energy Resources (VERs)*: Elsevier Science, 2014.
- [116] J. Jahn, *Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern*: Kassel University Press, 2008.
- [117] *Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, 2011.*
- [118] M. Agsten, S. Schlegel, D. Westermann, "Lastmanagementpotential Elektrofahrzeuge," *at - Automatisierungstechnik*, vol. 59, no. 3, 2011.
- [119] T. Heß, M. Hable, P. Schegner, "Verfahren zum Lastmanagement in Niederspannungsnetzen - Anwendung von E-Mobility bis Wärmespeicher," VDE-Kongress 2012, Stuttgart, Nov. 2012.
- [120] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, 2nd ed. Berlin, Frankfurt, M.: VDE-Verl.; VDEW-Energieverl, 2008.
- [121] *ITO Map - Electricity distribution*. Internetreferenz: <http://www.itoworld.com/map/4#lat=48.717061&lon=9.367475&zoom=15> (2015, Jan. 31).
- [122] *ITO Map – OpenStreetMap Wiki*. Internetreferenz: http://wiki.openstreetmap.org/wiki/ITO_Map (2015, Jan. 31).
- [123] 50Hertz Transmission GmbH., Amprion GmbH., Tennet TSO GmbH., TransnetBW GmbH., "Grundsätze für die Planung des Deutschen Übertragungsnetzes," unbekannt, Mar. 2012.
- [124] E. Reuter, K. Heuck, K. D. Dettmann, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Transport und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*: Vieweg+Teubner Verlag, 2013.
- [125] Q. Zhou, J. W. Bialek, "Approximate Model of European Interconnected System as a Benchmark System to Study Effects of Cross-Border Trades," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 782–788, 2005.
- [126] *Vieweg Handbuch Elektrotechnik: Grundlagen und Anwendungen für Elektrotechniker*: Vieweg+Teubner Verlag, 2004.
- [127] G. Hosemann, *Elektrische Energietechnik*: Springer Berlin Heidelberg, 2013.

- [128] H. Brakelmann:, “Netzverstärkung-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?,” Rheinberg, Oct. 2004.
- [129] *OpenStreetMap | Exportieren*. Internetreferenz:<http://www.openstreetmap.org/export> (2015, Jan. 31).
- [130] Bundesnetzagentur:, *Kraftwerksliste*. Internetreferenz:http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html (2015, Jan. 31).
- [131] *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungs-netz.*, 2011.
- [132] N. Heitmann:, “Modellierung von Investitionsentscheidungen und Kraftwerkseinsatzplanung unter Unsicherheit mittels Stochastischer Optimierung und Multi-Agenten- Ansatz am Beispiel des deutschen Strommarktes: Dissertation,” Augsburg, Nov. 2010.
- [133] F.Zeiling, C.Groiss,A.Schuster:, “Detaillierte Modellierung des Haushaltstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management,” 13. Symposium Energieinnovationen Graz, 12.02-14.02.14.
- [134] T. Franke, I. Neumann, F. Bühler, P. Cocron,J. F. Krems, “Experiencing Range in an Electric Vehicle: Understanding Psychological Barriers,” *Applied Psychology*, vol. 61, no. 3, pp. 368–391, 2012.
- [135] FGH e. V.:', “Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien - Abschlussbericht,” Aachen, Jan. 2012.
- [136] T. Ochi, D. Yamashita, K. Koyanagi,R. Yokoyama, “The development and the application of fast decoupled load flow method for distribution systems with high R/X ratios lines,” in *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT 2013)*, pp. 1–6.
- [137] D. Rajicic,A. Bose, “A modification to the fast decoupled power flow for networks with high R/X ratios,” *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 3, no. 2, pp. 743–746, 1988.
- [138] Zhifeng Qiu:, G. Deconinck,R. Belmans, “A literature survey of Optimal Power Flow problems in the electricity market context,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, pp. 1–6.
- [139] L. Vargas,V. H. Quintana, “A fast and reliable decoupled load flow method in rectangular coordinates,” in *Twenty-Second Annual North American Power Symposium*, pp. 94–101.
- [140] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sanchez:, “Matpower 4.1 User's Manual,” Power Systems Engineering Research Center (Pserc), 2011.
- [141] G. K. Stefopoulos, Fang Yang:, G. J. Cokkinides,A. P. Sakis Meliopoulos, “Advanced contingency selection methodology,” in *37th Annual North American Power Symposium, 2005*, pp. 67–73.

- [142] H. Dommel, W. Tinney, "Optimal Power Flow Solutions," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst*, vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866–1876, 1968.
- [143] A. Marano-Marcolini, F. Capitanescu, J. L. Martinez-Ramos, L. Wehenkel, "Exploiting the Use of DC SCOPF Approximation to Improve Iterative AC SCOPF Algorithms," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 27, no. 3, pp. 1459–1466, 2012.
- [144] N. Amjady, M. S. Jahan, "Solution of large-scale security constrained optimal power flow by a new bi-level optimisation approach based on enhanced gravitational search algorithm," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 12, pp. 1481–1491, 2013.
- [145] J. Martinez-Crespo, J. Usaola, J. L. Fernandez, "Security-Constrained Optimal Generation Scheduling in Large-Scale Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 21, no. 1, pp. 321–332, 2006.
- [146] L. Platbrood, F. Capitanescu, C. Merckx, H. Crisciu, L. Wehenkel, "A Generic Approach for Solving Nonlinear-Discrete Security-Constrained Optimal Power Flow Problems in Large-Scale Systems," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 29, no. 3, pp. 1194–1203, 2014.
- [147] M. R. AlRashidi, M. E. El-Hawary, "Applications of computational intelligence techniques for solving the revived optimal power flow problem," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 694–702, 2009.
- [148] A. D. Papalexopoulos, C. F. Imbarato, F. F. Wu, "Large-scale optimal power flow: effects of initialization, decoupling and discretization," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 4, no. 2, pp. 748–759, 1989.
- [149] Onate Yumbra, Pablo E., J. M. Ramirez, Coello Coello, Carlos A., "Optimal Power Flow Subject to Security Constraints Solved With a Particle Swarm Optimizer," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 23, no. 1, pp. 33–40, 2008.
- [150] T. S. Chung, Y. Z. Li, "A hybrid GA approach for OPF with consideration of FACTS devices," *IEEE Power Eng. Rev*, vol. 20, no. 8, pp. 54–57, 2000.
- [151] A. G. Bakirtzis, P. N. Biskas, C. E. Zoumas, V. Petridis, "Optimal power flow by enhanced genetic algorithm," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 17, no. 2, pp. 229–236, 2002.
- [152] H. Harsan, N. Hadjsaid, P. Pruvot, "Cyclic security analysis for security constrained optimal power flow," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 12, no. 2, pp. 948–953, 1997.
- [153] Dzung Phan, J. Kalagnanam, "Distributed methods for solving the security-constrained optimal power flow problem," in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pp. 1–7.
- [154] J. Mohammadi, G. Hug, S. Kar, "A benders decomposition approach to corrective security constrained OPF with power flow control devices," in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5.
- [155] Yuan Li, J. D. McCalley, "Decomposed SCOPF for Improving Efficiency," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 24, no. 1, pp. 494–495, 2009.

- [156] K. Meah, A. Sadrul Ula, "Simulation study of the CIGRE HVDC benchmark model with the WSCC nine-bus power system network," in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, pp. 1–5.
- [157] R. Schwerdfeger, S. Schlegel, D. Westermann, S. Koethe, "Next generation distribution system operation taking into account the demands of a transmission system operator: C2-203-2014," 45th Cigre Session, Paris, Aug. 2014.

A Anhang

Anhang A.1 – Fragebogen Netzbetreiber

a) Allgemeine Angaben zum verantworteten Netzbereich	
Datum der Erhebung	
Energiedurchsatz [TWh]	
Höchstlast [MW]	
Installierte thermische Erzeugungsanlagen [MW]	
Installierte Hydraulische Erzeugungsanlagen [MW]	
Installierte Erzeugung Wind [MW]	
Installierte Erzeugung PV [MW]	
Installierte Erzeugung Biomasse [MW]	
Stromkreislänge 380 bis 220kV [km]	
Stromkreislänge 110 [km]	
Stromkreislänge 20 bis 0,4kV [km]	
Anzahl Umspannwerke	
Anzahl Leistungsflussregelbarer Leitungen	
Anteil messtechnisch erfasster Betriebsmittel [%]	

Zutreffendes bitte mit (x) kennzeichnen!

b) Bewerten Sie die Häufigkeit folgender Situationen in der operativen Netzführung	Noch nie vorgekommen	Mind. 1. Mal jährlich	Mind. 1 mal monatlich	Mind. 1 mal wöchentlich	Mind. 1 mal täglich
Schalthandlungen infolge geplanter Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln					
Schalthandlungen infolge geplanter Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken					
Schalthandlungen infolge ungeplanter Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln					
Schalthandlungen infolge ungeplanter Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken					
Spannungsabsenkungen zur Wahrung der Systembilanz					
Nutzung von schaltbaren Lasten zur Wahrung der Systembilanz (auch MRL-Anbieter)					
Nutzung des Einspeisemanagements (EEG §11) zur Wahrung der Systembilanz					
Schalthandlungen zur Wahrung der Systemsicherheit					
Lokale Spannungsabsenkungen zur Wahrung der Systemsicherheit					
Lokales Schalten von Lasten zur Wahrung der Systemsicherheit					
Lokale Blindleistungsanforderungen zur Wahrung der Systemsicherheit					
Ausnutzung betrieblicher Toleranzgrenzen zur Wahrung der Systemsicherheit					

Einsatz von Countertrading zur Wahrung der Systemsicherheit					
Einsatz von Redispatch zur Wahrung der Systemsicherheit					
Anpassung der Übergabeleistung zur Wahrung der Systemsicherheit (EnWG §13(2))					
Pro-Rata-Kürzungen von Fahrplänen zur Wahrung der Systemsicherheit (EnWG13 §(2))					

c) <i>Bewerten Sie die Häufigkeit folgender Situationen in der Netzbetriebsplanung, wenn das Ergebnis des DACH einen Engpass anzeigt</i>	Noch nie vorgekommen	Mind. 1. Mal jährlich	Mind. 1 mal monatlich	Mind. 1 mal wöchentlich	Mind. 1 mal täglich
Nutzung von Topologieänderungsmaßnahmen					
Annullierung oder Verschiebung geplanter Außerbetriebnahmen					
Vorbehaltender Eingriff in den Kraftwerksbetrieb					
Vorbehaltender Eingriff in den Verteilernetzbetrieb					
Eingriff in die Fahrpläne von Marktteilnehmern					

Anhang A.2 – Dateiformat Netzelementeigenschaften

Tabelle A.2 Beschreibung des Dateiformats Netzelementeigenschaften

Unterstruktur	Name	O-Optional M-notwendig	Datentyp	Beschreibung
erg.stations	Node_code	M	[1] [String]	Eineindeutige Bezeichnung des Knotens
	Geo_name	O	[1] [String]	Beliebiger Name
	Voltage_level	M	[1] [Double]	Nennspannung [kV]
	Geo_coord	O	[1,2] [Double]	Geoinformationen mit Längen- und Breitengrad
	Bus_nr	M	[1] [Double]	Numerische Knotennummerierung, sollte fortlaufend sein
	EE_GEN	O	[7,6] [Double]	Installierte EE-Anlagenkapazität Nach Netzebene ,nach EE-Typ
	NODEstation_id	O	[1] [Double]	Stations- UW-Nummer
	NODELOADPower	O	[2] [Double]	Angenommen Extremwerte der Netzknotenlast (P_{max}, P_{min})
	NODEGENPower	O	[n] [String]	Installierte konv. Erzeugungsanlagen, nach KW-Blockname, KW-Blockleistung, KW-Typ
	kfz_count	O	[1,2] [Double]	Anzahl KFZges, Anzahl KFZ-gewerblich
	population	O	[1,1] [Double]	Anzahl Einwohner
	postcodes	O	[n] [Double]	Zugehörige Postleitzahlengebiete
	Ext_mapping	O	[1] [String]	Node_code bei Zusammenführung mit anderen Modell, z. B. unterlagerte Netzebene

erg.ways	Node1	M	[1] [String]	„Leitung Von“-Knoten
	Node2	M	[1] [String]	„Leitung Nach“-Knoten
	ordercode	M	[1] [String]	Fortlaufende Nummer zur Unterscheidung bei parallelen Leistungselementen
	typ	M	[1] [String]	Leitungstypbezeichnung: 1- Freileitung, 3-Transformator, 2-Sammelschienenverbinder
erg.regulation	Node1	M	[1] [String]	„Transformator Von“-Knoten
	Node2	M	[1] [String]	„Transformator Nach“-Knoten
	ordercode	M	[1] [String]	Fortlaufende Nummer zur Unterscheidung bei parallelen Leistungselementen
	anglereg	O	[1,4] [Double]	Transformator vom Typ Phasen- und Spannungsbetragsregelung $[\Delta U, \Delta \alpha, n, n_{\max},]$
	phasereg	O	[1,3] [Double]	Transformator vom Typ Spannungsbetragsregelung $[\Delta U, n, n_{\max},]$

Anhang A.3 – Dateiformat Netzelementarbeitspunkte

Struktur von „par“

Tabelle A.3 Beschreibung des Dateiformats Netzelementarbeitspunkt

Unterstruktur	Name	O- Optional M- notwendig	Datentyp	Beschreibung
par.data	Arbeitspunkte	M	[n,k] [Double]	Arbeitspunkte für Lasten, Erzeuger und sowie Parameter und Zustände der Leitungselemente. Struktur beliebig erweiterbar z.B. Arbeitspunkte der EE-Anlagen und Arbeitspunkte für flexible Lasten.
par.timestamp	Zeitangabe	M	[n] [String]	Angabe des Zeitstempels für jeweiligen Arbeitspunkte beliebige Vergabe möglich

Anhang A.4 – Detaildarstellung SCOPF

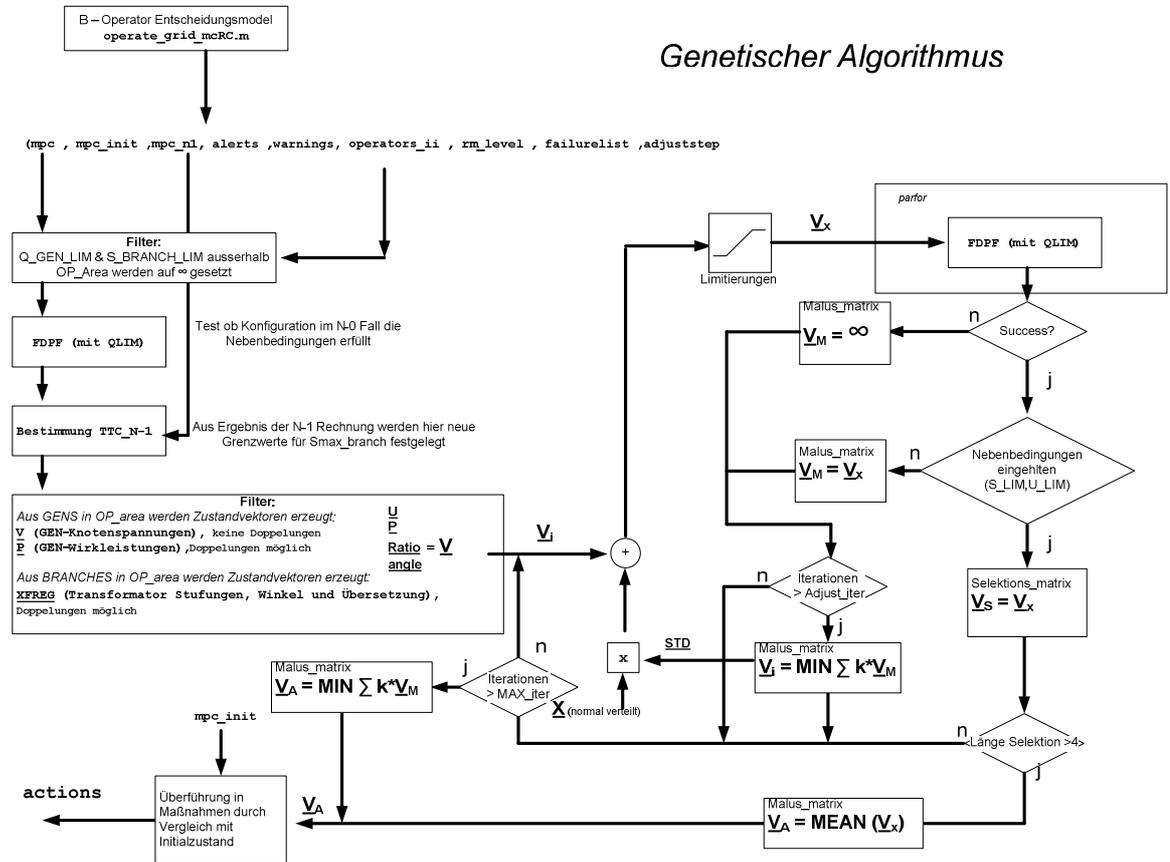


Abbildung A.4 Detaillierte Darstellung des SCOPF

Anhang A.5 – Parametrierung Referenznetz

Tabelle A.5 Knotenparameter des Western System Coordinating Council (WSCC) 3-Machine 9-Bus system-Referenznetz

Knoten	Last [MW+jMVar]	Einspeisung [MW+jMVar]	Stufe 1 Grenzwerte Last [MW+jMVar]	Stufe 2 Grenzwerte Last [MW+jMVar]	Stufe 1 d Grenzwerte Einspeisung [MW+jMVar]	Stufe 2 d Grenzwerte Einspeisung [MW+jMVar]	Typ (3-aktiv Slack 2-aktivPU, 1-passiv)
#1	0	66+j27	0	0	0±j600	600±j600	3
#2	0	165+j7	0	0	0±j600	600±j600	2
#3	0	87-j10	0	0	0±j600	600±j600	2
#4	0	0	0	0	0	0	1
#5	125+j50	0	0	0	0	0	1
#6	90+j30	0	0	0	0	0	1
#7	0	0	0	0	0	0	1
#8	100+j35	0		80+j35	0	0	1
#9	0	0	0	0	0	0	1

Tabelle A.6 Zweigparameter des Testnetzes

F_node	T_node	r [pu]	x[pu]	G [pu]	SMax [MVA]	Typ (3-aktive, 1-passiv)
#1	#4	0	0,1152	0	250	1
#1	#4	0	0,1152	0	250	1
#4	#5	0,010	0,085	0,176	250	1
#5	#7	0,032	0,161	0,306	150	1
#2	#7	0	0,125	0	300	1
#2	#7	0	0,125	0	300	1
#7	#8	0,0085	0,072	0,149	250	1
#8	#9	0,0119	0,1008	0,209	90	1
#3	#9	0	0,1172	0	250	1
#3	#9	0	0,1172	0	250	1
#6	#9	0,039	0,17	0,358	250	1
#6	#4	0,017	0,092	0,158	400	3

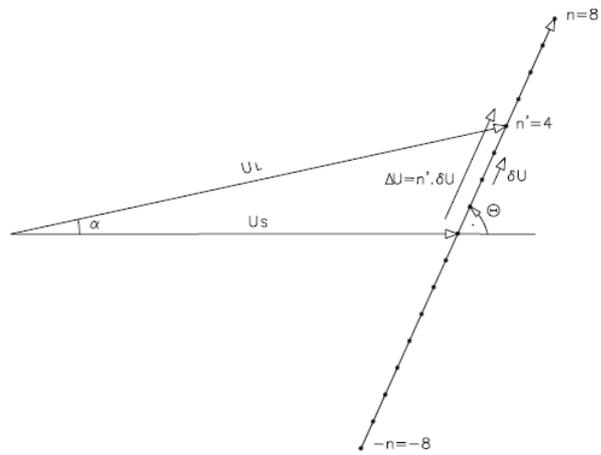


Abbildung A.5: Diskrete Charakteristik des Schrägregler [33]

B Abkürzungen

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EE	Erneuerbarer Energien
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UCTE-OH	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity-Operation Handbook
RSCI	Regional Security Coordination Initiative
TSC	Transmission System Operator Security Cooperation
CTDS	Common Tool for Data Exchange and Security Assessments
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
CORESO	Coordination of Electricity System Operator
SSC	Security Service Centre
EAS	European Awareness System
RAAS	Real-time Awareness and Alarm System
ACE	Area Control Error
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia Eléctrica
EnWG	Energiewirtschaftsgesetzes
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
TC	Transmission Codes
NTC	Net Transfer Capacity
VNB	Verteilernetzbetreiber
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
SOL	sofort abschaltbaren Lasten
SNL	schnell abschaltbare Lasten
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetze
DSM	Demand Side Management

DMSI	Demand Side Integration
DSR	Demand Side Response
DR	Demand Response
GHD	Gewerbe-Handel-Dienstleistungen
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
50HzT	50Hertz Transmission
TenneT-DE	TenneT-TSO GmbH
RD	Redispatch
MOL	Merit-Order-Liste
PRL	Primärregelleistung
SRL	Sekundärregelleistung
MRL	Minutenregelleistung
EF	Elektrofahrzeug
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
V2G	Vehicle to Grid
STD	Standardabweichung
MAX	Maximum
MIN	Minimum
HT	Hauptzeit
NT	Nebenzeit
POS	positiv
NEG	negativ
OSM-DB	Open Street Map Database
HöS	Höchstspannung
NS	Niederspannung
KFZ	Kraftfahrzeuge
KBA	Kraftfahrzeugbundesamtes

FDLF	Fast-decoupled load flow
OPF	Optimal Power Flow
EP	Evolutionary programming
ES	Evolutionary strategies
GA	Genetic algorithm
SCOPF	Security constrained optimal power flow
WSCC	Western System Coordinating Council

C Formelzeichen

E_{z_i}	Einflussfaktor
$y_k,$	erhobener Datensatz
$t_{\text{Beginn}}, t_{\text{Ende}}$	Beginn eines Ladevorgang und Ende eines Ladevorgang
SoC_{Kap}	Kapazität der Traktionsbatterie von Elektrofahrzeugen
dQ	entnommene Energiemenge
SoC_{End}	Füllstand der Traktionsbatterie der zum Ende des Ladevorgangs erreicht werden muss
P_{Max}	obere Leistungsgrenze des Ladesystems für Elektrofahrzeuge
P_{Min}	untere Leistungsgrenze des Ladesystems für Elektrofahrzeuge
$\Delta P_{EF-k,i}$	negatives Leistungsband je Netzknoten und Zeitschritt
$\Delta P_{EF+k,i}$	positives Leistungsband je Netzknoten und Zeitschritt
n_{ii}	Anzahl Elektrofahrzeuge je Netzknoten
P_{EF}	Leistung je Elektrofahrzeug
c_{VN+}	Verteilernetzfaktor für Lastreduzierung
c_{VN-}	Verteilernetzfaktor für Lasterhöhung
c_{AP+}	Leistungsfaktor der Flotte für Lastreduzierung
c_{AP-}	Leistungsfaktor der Flotte für Lasterhöhung
P_{G_i}	Generatorleistung am Netzknoten i
P_{L_i}	elektrische Last am Netzknoten i
$P_{V_{ij}}$	Übertragungsverluste
\underline{X}_0	Netzzustandsvektor
\underline{S}_0	Nettoknotenscheinleistungsvektor
\underline{U}_0	Knotenspannungsvektor
\underline{Y}_0	Admittanzmatrix
x_o	Zustandsvariablen

v_o	Steuervariablen
x_{n-1}	Zustandsvariablen mit Berücksichtigung von Ausfällen
v_{n-1}	Steuervariablen mit Berücksichtigung von Ausfällen
$S_{ij,TTC(n-1)}$	Leitungsersatzkapazität mit Berücksichtigung von Ausfällen
$S_{ij,(n-1)}$	Leistungsbelastung mit Berücksichtigung von Ausfällen
$S_{ij,MAX}$	Maximale Leistungsbelastung
$S_{ij,BCE(n-0)}$	Leistungsbelastung
$S_{ij,BCE(n-1)}$	Leistungsbelastung mit Berücksichtigung von Ausfällen
i_{ij}	Knotenströme
$X(\Omega)$	Zufallszahl
u_{LF_i}	Knotenspannung nach Lastflussberechnung
u_{max_i}	maximal zulässige Knotenspannung
u_{min_i}	Minimal zulässige Knotenspannung
w_U	Gewichtungsfaktor Knotenspannung
w_S	Gewichtungsfaktor Leistungsbelastung
S_{ijv_k}	Leistungsfluss nach Lastflussberechnung
Q_{ij}	Blindleistungsfluss zwischen Knoten
P_{ij}	Wirkleistungsfluss zwischen Knoten
C	Kosten der Anpassung
v_{kn}	Abweichung Steuervariable
v_{o_n}	Initialwert Steuervariable
c_n	Kostenfaktor
$P_{0ii,Typ}$	Initialwert Wirkleistung je Typ
$P_{RMii,Typ}$	Wert nach Anpassung

ΔP_{Typ}	Summe der Wirkleistungsanpassungen je Typ
$S_{max,ii,k}$	maximal zulässige Leistungsbelastung
$S_{N-1,ii,k}$	höchste Leitungsbelastung bei Beachtung Ausfälle
$S_{c,k}$	Netzengpassleistung
$S_{Max,Basis}$	maximale Engpassleistung bei EE-Faktor <i>Basis</i>
$S_{H,Basis}$	Häufigkeit Engpassleistung bei EE-Faktor <i>Basis</i>

D Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1.1	Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung in ENTSO-E [3]	2
Abbildung 1.2	Anteil Erneuerbarer Energien an installierte Leistung im Jahr 2014 und 2025 [7]	2
Abbildung 1.3	Entwicklung des europäischen grenzüberschreitenden Energieaustausches der ENTSO-E-Mitglieder seit 1975 [eigene Darstellung nach [11]]	4
Abbildung 1.4	Schematische Darstellung der Einteilung des Netzbetriebs in Spannungsebenen und Netzgruppen.....	6
Abbildung 2.1	Schematische Darstellung des Abstimmungsbedarfs des Netzbetriebs.....	8
Abbildung 2.2	Vergleich UCTE-OH mit ENTSO-E Grid Codes.....	9
Abbildung 2.3	Mitglieder in Netzsicherheitskooperationen [30]	9
Abbildung 2.4	Zeitbereiche des Netzbetriebs; markiert ist der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Zeitbereich	16
Abbildung 2.5	Zustandsdiagramm der Netzführung [47].....	17
Abbildung 2.6	Rolle des Control Centers bei Spannungsregelung.....	19
Abbildung 2.7	Rolle des Control Centers zur Wahrung der Systembilanz	21
Abbildung 2.8	Zustandsdiagramm der Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit.....	24
Abbildung 3.1	Anzahl der Stunden mit Netzsicherheitseingriffen der ÜNB je Jahr nach §13(1) und 13(2) EnWG [88, 89]	31
Abbildung 3.2	Relative Häufigkeit nach Abrufdauer bei Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit	32
Abbildung 3.3	Maximale Leistung der Netzsicherheitseingriffe der ÜNB je Jahr.....	33
Abbildung 3.4	Maximale Anpassungsleistung bei Eingriffen zur Wahrung der Netzsicherheit in Abhängigkeit der Abrufdauer.....	34
Abbildung 3.5	Stunden mit MOL-Abweichungen der deutschen ÜNB aufgrund von Netzengpässen	35
Abbildung 3.6	Häufigkeit der Netzführungsmaßnahmen nach Kategorien.....	37
Abbildung 3.7	Einfluss der spezifischen Kennwerte auf die Nutzung von Netzführungsmaßnahmen	39
Abbildung 4.1	Schematische Darstellung zeitvariable Ladesteuerung.....	42
Abbildung 4.2	Schematische Darstellung leistungvariable Ladesteuerung	43
Abbildung 4.3	Konzept zur Bestimmung der flexiblen Flottenleistung	46
Abbildung 4.4	Beispieldarstellung Ermittlung der Abrufoptionen.....	47

Abbildung 4.5	Bewertung der Flexibilität für eine negative Abrufoption	49
Abbildung 4.6	Bewertung der Flexibilität für eine positive Abrufoption	50
Abbildung 4.7	Maximalwert der flexiblen Leistung je Elektrofahrzeug nach Anforderungsprofil.....	52
Abbildung 4.8	Abrufbare Leistung je Elektrofahrzeug in Niederspannungsnetzen.....	53
Abbildung 4.9	Nachbildung des Untersuchungsnetzes	55
Abbildung 4.10	Ausschnitt aus OSM-Datenbank zur Modellierung der Topologie in einer Station [121] [122]	56
Abbildung 4.11	Verteilung der installierten EE-Erzeugungskapazität je Netzknoten für Deutschland [eigene Darstellung]	59
Abbildung 4.12	Modell zur Ermittlung der Anpassungsoptionen von EE-Anlagen an einem Netzknoten	61
Abbildung 4.13	Beispielhafter zeitlicher Verlauf der EE-Einspeisung je Regelzone [eigene Darstellung]	62
Abbildung 4.14	Schematische Veranschaulichung der Kraftwerksanpassung	63
Abbildung 4.15	Verteilung der Anzahl an zugelassenen KFZ je Netzknoten für Deutschland [eigene Darstellung].....	65
Abbildung 4.16	Knoten-Zweig-Darstellung.....	67
Abbildung 4.17	Schematische Darstellung der Bestimmung des Netzbetriebszustandes durch Ausfallsimulation	69
Abbildung 4.18	Bestimmung von Anpassungsmaßnahmen durch die Netzführung.....	70
Abbildung 4.19	Mengendarstellung der Netzbetriebszustände.....	71
Abbildung 4.20	Ablauf des SCOPF	75
Abbildung 4.21	Schematische Darstellung der Bestimmung der Ersatzübertragungskapazität [eigene Darstellung].....	77
Abbildung 4.22	Darstellung des Testnetzes [156] mit Knotennummerierung und Leitungsimpedanzen in p.u.	80
Abbildung 4.23	Zustandsbewertung des Testnetzes je Leitungselement	81
Abbildung 4.24	Iterationsverlauf der Malusfunktion des SCOPF	82
Abbildung 4.25	Leistungsbelastungen vor und nach SCOPF	83
Abbildung 4.26	Arbeitspunkte vor und nach Anpassungsmaßnahmen.....	83
Abbildung 5.1	Geografische Darstellung des Untersuchungsnetzes.....	85
Abbildung 5.2	Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an Elektrofahrzeugen [eigene Darstellung].....	91

Abbildung 5.3	Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an EE-Anlagen [eigene Darstellung]	92
Abbildung 5.4	Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an konventionellen Kraftwerksanlagen [eigene Darstellung]	93
Abbildung 5.5	Anpassungsmaßnahmen je Elektrofahrzeug-Anteil.....	94
Abbildung 5.6	Relative Änderung des Maximalwerts der Netzingpassleistung je EE-Faktor	97
Abbildung 5.7	Relative Änderung der Häufigkeit der (n-1)-Betriebsmittelüberlastung	99
Abbildung 5.8	Anteilige Deckung des Netzingpass durch das flexible Leistungsband der Elektrofahrzeuge.....	100
Abbildung 6.1	Schematische Darstellung der Einteilung des Netzbetriebs in Spannungsebenen und Netzgruppen und Darstellung der Netzführung durch Netzbetreiber	101
Tabelle 2.1	Netzbetriebszustände nach [39].....	13
Tabelle 2.2	Netzbetriebszustände nach [27].....	14
Tabelle 2.3	Netzbetriebszustände nach BDEW	14
Tabelle 2.4	Verfügbare Leistung nach AbLaV bei Amprion GmbH (Stand 21.07.14) [73]...	26
Tabelle 2.5	Vergleich der Anpassungspotenziale elektrischer Lasten	29
Tabelle 3.1	Zusammenfassung der Kennzahlen der Netzführung zur Wahrung der Netzsicherheit.....	36
Tabelle 3.2	Intervallskalierung des Fragebogens	36
Tabelle 3.3	Spezifische Kennzahlen der befragten ÜNB [95]	38
Tabelle 4.1	Kennwerte für Ladevorgänge aus Feldversuchen	44
Tabelle 4.2	Anforderungsprofile zur Ermittlung des Leistungsbandes.....	51
Tabelle 4.3	Zusammenfassung der Richtlinien zur Modellierung der Arbeitspunktregelfähigkeit von EE-Anlagen in Deutschland	60
Tabelle 4.4	spezifische verfügbare Leistung je Zeitscheibe.....	66
Tabelle 4.5	Netzanpassungsstufen	66
Tabelle 5.1	Allgemeine Netzparameter des Untersuchungsnetzes.....	86
Tabelle 5.2	Szenarienparameter	87
Tabelle 5.3	Erläuterung der EE-Sensitivitätsfaktor.....	88
Tabelle 5.4	Simulationskennzahlen.....	89

Tabelle 5.5	Ausgangssituation zu ausgewähltem Simulationszeitschritt	90
Tabelle 5.6	Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei gewählten EF-Anteil.....	90
Tabelle 5.7	Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei EE-Anlagen	91
Tabelle 5.8	Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei KW-Anlagen	93
Tabelle 5.9	Zusammenfassung der ermittelten Simulationskennzahlen	95
Tabelle 5.10	Simulationskennzahlen	97
Tabelle 5.11	relative Netzlast während des Auftretens der maximalen Netzengpassleistung ..	98
Tabelle 5.12	Zusammenfassung der ermittelten Simulationskennzahlen	100