

Robert Schwerdfeger

**Vertikaler Netzbetrieb - Ein Ansatz zur Koordination von
Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen**

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 17

Robert Schwerdfeger

Vertikaler Netzbetrieb

Ein Ansatz zur Koordination von
Netzbetriebsinstanzen verschiedener
Netzebenen



Universitätsverlag Ilmenau
2017

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: 7. Oktober 2016

1. Gutachter/-in: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Technische Universität Ilmenau)

2. Gutachter/-in: Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew A. Styczynski
(Otto von Guericke Universität Magdeburg)

3. Gutachter/-in: Dr.-Ing. Steffen Prinz
(P&M Power Consulting GmbH, Erfurt)

Tag der Verteidigung: 16. Dezember 2016

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

Universitätsverlag Ilmenau

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

<http://www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag>

Herstellung und Auslieferung

readbox unipress

in der readbox publishing GmbH

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

<http://unipress.readbox.net>

ISSN 2194-2838 (Druckausgabe)

ISBN 978-3-86360-148-5 (Druckausgabe)

URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2016000645

Titelfotos:

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

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

Danksagung

Mit dem Erlangen der Promotion hat man nicht nur einen wissenschaftlichen sondern auch menschlichen Werdegang abgeschlossen. Während dieser Phase wurde ich von vielen Menschen begleitet. Ihnen gilt mein Dank und Anerkennung für ihre lieben Worte, Unterstützung und fachlichen Diskussionen.

Dabei möchte ich hier besonders meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann danken. Bereits im Studium hat er mir die Welt der elektrischen Energieversorgung eröffnet, der ich mich bis heute und auch in Zukunft mit Freude widme. Während meiner Promotion und speziell in der heißen Phase war er stets für mich da, hatte immer ein offenes Ohr und stand mir mit Rat und Tat zur Seite. Im gleichen Zuge will ich auch meinen Dank an meine Kollegen des Fachgebiets elektrische Energieversorgung richten.

Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew A. Styczynski von der Otto von Guericke Universität danke ich für die freundliche Übernahme des Koreferats ebenso wie Herrn Dr.-Ing. Steffen Prinz von der P&M Power Consulting GmbH für Anfertigung des dritten Gutachtens.

Ich möchte mich auch herzlichst bei all den Experten der Netzbetreiber und Herstellerindustrie für die zahlreichen Diskussionen im Rahmen von Projekten, Working Groups, Task Forces und Komitees bedanken, die mir damit einen Einblick in die heutige Praxis ermöglicht und andere Perspektiven gegeben haben.

Zuletzt geht mein Dank natürlich an meine Familie, Freundin und Freunde. Ihr habt mich stets unterstützt und es mir damit ermöglicht diesen Weg zu gehen.

Kurzfassung

Das elektrische Energiesystem befindet sich im Wandel. Der Trend hin zur nachhaltigen Energieversorgung weg von fossilen Brennstoffen betrifft alle Bereiche der elektrischen Energiesysteme Gesteuerung, Übertragung und Verteilung sowie den Verbrauch. In Deutschland hat der stetige Ausbau an Erneuerbaren Energien (EE) eine signifikante Änderung der Erzeugungslandschaft zur Folge. Neben dem volatilen Einspeisecharakter von Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind EE-Anlagen überwiegend in den Verteilernetzebenen angeschlossen. Gleichzeitig führt die bevorzugte Abnahme von Einspeisungen aus EE-Anlagen dazu, dass zunehmend konventionelle Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, welches wiederum in Abschaltungen bis hin zu Stilllegungen konventioneller Kraftwerke resultiert. Dieser Prozess wird zudem durch klimapolitische Ziele, wie z. B. das Senken der CO₂-Emission, oder dem Moratorium der Atomkraftwerke bestärkt. Dementsprechend entsteht ein Defizit an regelbarer Erzeugung, welches mittels neuen betrieblichen Freiheitsgraden bedienenden Konzepten ausgeglichen werden muss. Neben der Hochspannungsgleichstromübertragung oder FACTS-Elementen, bieten neue aktive Netzanschlussnehmer in den Verteilernetzen wie z. B. steuerbare Lasten, Elektrofahrzeuge und andere Speicher nutzbares Stellpotenzial.

Die vorliegende Arbeit widmet sich der Fragestellung, wie genau diese neuen betrieblichen Freiheitsgrade in den Verteilernetzebenen nutzbar gemacht werden können, ohne dass deren Abruf bzw. Aktivierung einen negativen Einfluss auf deren Anschlussnetze hat. Hierfür benötigt es einer Interaktion bzw. Koordination der Netzbetriebsinstanzen der verschiedenen Netzebenen. Dementsprechend werden drei mögliche Netzbetriebsansätze diskutiert. Dabei stellt sich das hier vorgeschlagene Verfahren „Vertikaler Netzbetrieb“ als favorisierter Ansatz heraus. Die Umsetzung dieses Konzepts bedarf einer neuartigen Koordinationsschnittstelle zwischen den Netzbetreibern. Die hierfür vorgestellte $PQu(t)$ -Kapazität ist in ihrer Anwendung nicht ausschließlich auf den Vertikalen Netzbetrieb beschränkt und kann ebenso für horizontale Netzkopplungen genutzt werden. Des Weiteren wird im Rahmen dieser Arbeit eine Methode zur Berechnung der abgangsscharfen Arbeitspunktänderungen entworfen. Alle Methoden berücksichtigen die dedizierten Arbeitsbereiche der einzelnen Anlagentypen, die $PQu(t)$ -Kapazitäten etwaiger unterlagerter Netze sowie je nach Netzebene das (n-1)-Netzsicherheitskriterium.

Die Validierung der Zulässigkeit des vorgeschlagenen Ansatzes inklusive der entworfenen Methoden erfolgt mittels numerischer Fallstudien. Dabei bedingt die Untersuchung die Abbildung verschiedener Netzstrukturen und -ebenen. Im Rahmen dieser Arbeit werden dafür bestehende Referenznetze ausgewählt und hinsichtlich der sich aus der Abbildung der vertikalen Koordination ergebenden Anforderungen angepasst. So sind neben der Last-, EE-Anlagen- und Potenzialverteilung sowie deren Dimensionierung auch die etwaig angeschlossenen unterlagerten Netze zu berücksichtigen. Es wird gezeigt, dass der Vertikale Netzbetrieb für die Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen geeignet ist sowie die Nutzarmachung der betrieblichen Freiheitsgrade in den Verteilernetzen ohne Gefährdung der Netzsicherheit ermöglicht.

Abstract

The electrical power systems worldwide are subjected to changes in order to decarbonize the electricity industry. Conventional power plants are substituted by renewable energy sources (RES), which have consequences for all sectors of the electricity system. Besides the volatile feed-in of wind turbines and photovoltaics, RES are predominately connected to the lower grid levels, which are referred to as the responsibility areas of the distribution system operators (DSO). At the same time caused by RES subsidies and their preferred feed-in more and more conventional thermal power plants cannot be economically operated anymore. Due to this as well as climate policy objectives like reducing the CO₂ emission these units are shut down and even decommissioned. Consequently, there is a loss of controllable power generation. Thus, system operation requires new degrees of freedom like controllable loads, decentralized storages or electric vehicles located on the DSOs' levels.

This thesis investigates, how these new distribution system's operational degrees of freedom can be utilized without a negative impact on whose system. Therefore, an active coordination between system operators of different grid levels is required. Hence, three possible system operation approaches are discussed. Thereby, the proposed approach of the Vertical System Operation is preferred. The realization of this concept requires a new kind of coordination interface between the system operators. Therefore, the $PQu(t)$ -Capability is introduced, which is not limited to the vertical coordination and can also be used for the horizontal connection of power system. In addition, this work presents a method to determine feeder specific operation point adjustments. Thereby, all proposed methods consider the dedicated capability curve of each unit, the $PQu(t)$ -Capability of possible subordinated grids as well as depending on the grid level the N-1 criterion.

Based on numerical case studies the permissibility of the proposed approach and its methods are validated. Therefore, different grids and voltage levels have to be analyzed. Thus, existing reference grids are chosen and adapted regarding the requirements for the simulation of the vertical coordination. Besides the distribution and dimensioning of the loads, RES and potentials of operational degrees of freedoms, possible subordinated grids have to be considered. It is shown, that the Vertical System Operation approach is capable to coordinate system operators of different voltage levels. Furthermore, it enables the utilization of the distribution levels' operational degrees of freedom avoiding the violation of the system security.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Forschungsfrage und Struktur der Arbeit.....	3
1.2	Definitionen und Festlegungen	5
2	Stand der Technik	6
2.1	Netzbetrieb in Deutschland (Stand 2016)	6
2.2	Projekte und Studien	11
3	Potenziale möglicher Freiheitsgrade in den Verteilernetzebenen.....	16
3.1	Studien und Forschungsprojekte	16
3.1.1	Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland [70].....	16
3.1.2	Demand Response in der Industrie [73].....	17
3.1.3	Demand Side Integration [71]	18
3.1.4	dena-Netzstudie II [75].....	19
3.1.5	dena-Verteilnetzstudie [77]	21
3.1.6	Status Quo und Potentialanalyse von Speichertechnologien, Energieinfrastrukturen und Lastmanagement für Unternehmen in der Metropolregion Hamburg [79]	23
3.1.7	Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien [80].....	24
3.1.8	Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens [81]	25
3.1.9	Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign [82].....	26
3.1.10	Energiespeicher für die Energiewende [83]	27
3.1.11	Smart Nord - Intelligente Netze Norddeutschland [84].....	27
3.1.12	Demand Side Management in Haushalten - Analyse des praktischen Potenzials zur Bereitstellung von Reserveleistung bis 2020 [85].....	28
3.1.13	Demand Side Management Potential - A case study for Germany [86]	28
3.1.14	Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten [87].....	29
3.1.15	Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 [88].....	31
3.2	Wirkleistungspotenzialabschätzung	32
3.3	Blindleistungspotenzialabschätzung	34
3.4	Fazit.....	37

4	Methoden zur Nutzbarmachung betrieblicher Freiheitsgrade der Verteilernetzebenen	38
4.1	Mögliche Netzbetriebsansätze	39
4.1.1	Zentralistischer Ansatz	39
4.1.2	Hierarchischer Ansatz	41
4.1.3	Stärken und Schwächen des zentralistischen und hierarchischen Ansatzes	43
4.1.4	Ansatz: „Vertikaler Netzbetrieb“	45
4.2	Koordinationschnittstelle	51
4.2.1	Bestehende Ansätze	51
4.2.2	$PQu(t)$ -Ansatz	54
4.2.3	Methode zur Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität	59
4.3	Arbeitspunktänderung im Rahmen des Vertikalen Netzbetriebs	65
4.4	Einbettung der Module in ein Netzleitsystem	70
5	Numerische Fallstudien	73
5.1	Modellierung von Lasten und Erzeugern	73
5.2	Referenznetze und deren Parametrierung	74
5.3	Szenarien	83
5.4	Ergebnisse	85
5.4.1	Netzbetriebsplanung mittels $PQu(t)$ -Kapazität	85
5.4.2	Arbeitspunktänderung im Rahmen der Netzbetriebsführung	98
5.4.3	Fazit	104
6	Zusammenfassung und Ausblick	107
6.1	Zusammenfassung	107
6.2	Ausblick	109
7	Literaturverzeichnis	112
A.	Anhang	125
A.1	Vorgehensweise Literaturrecherche	125
A.2	Hochrechnung - Wirkleistungspotenzial	125
A.3	Modellierung der Arbeitsbereiche für Erzeuger und Lasten	128
A.4	Modellierung Referenznetze	135
A.5	$PQu(t)$ -Kapazität im DACF-Prozess für Szenario 10	146
B.	Abkürzungsverzeichnis	153
C.	Formelverzeichnis	155
D.	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	157

1 Einleitung

Das historisch gewachsene elektrische Energieversorgungssystem besitzt wenige zentrale große Kraftwerke, welche bedarfsfolgend in die Hoch- und Höchstspannungsebenen einspeisen [1]. Der Leistungsfluss erfolgt unidirektional von der Hoch- in die Niederspannungsebene zu den jeweiligen Verbrauchern [1]. Das heutige elektrische Energieversorgungssystem kann somit grundlegend in die drei Bereiche Erzeugung, Verbrauch sowie Übertragung und Verteilung unterteilt werden [2]. Globale Trends hinsichtlich eines weltweit wachsenden Bewusstseins für Umwelt vor allem in Bezug auf die CO₂-Emissionen [3]–[6] erfordern ein Umdenken in all diesen Bereichen.

So wird in immer mehr Ländern der Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) wie Windkraft- sowie Photovoltaikanlagen, Biogaskraftwerke usw. vorangetrieben. Vor allem Windkraft- und Photovoltaikanlagen haben die größten Wachstumsraten (siehe Abb. 1.1), wenngleich deren Einspeisung wetterbedingt fluktuiert und nicht bedarfsfolgend ist. Weltweit hat sich die installierte Leistung von Windkraft- sowie Photovoltaikanlagen seit 2011 verdoppelt [7], [8].

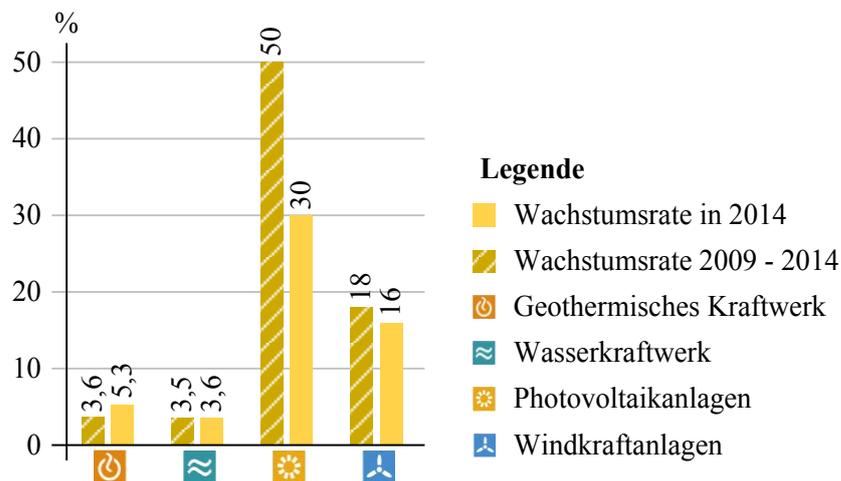


Abb. 1.1: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate installierter EE-Anlagenleistung von Ende 2009 bis 2014 nach [9]

Die operative Herausforderung entsteht durch die Dezentralität der EE-Anlagen sowie deren vorrangiger Anschluss im Verantwortungsbereich der Verteilernetzbetreiber. So sind in Deutschland >95% der installierten Leistung an Photovoltaikanlagen und >50% an Windkrafterzeugung im Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen. Bei der Erzeugungsleistung aus Biomasse liegt der Anteil im Mittelspannungsnetz über 80% (siehe Abb. 1.2). Hinsichtlich der klimapolitischen Ziele Deutschlands, erstmals im Energiekonzept [3] beschrieben, und mittels der im Gesetz zum Ausbau Erneuerbarer Energien, kurz EEG, gesetzlich verordneten 80%-igen Deckung des Bruttostromverbrauchs durch EE im Jahre 2050 [6] ist unter Beibehaltung der EE-Anlagenverteilung je Netzebene eine signifikante Änderung der Hauptleistungsflussrichtungen zu erwarten. Obwohl der Strom von Natur aus bidirektional übertragen werden kann, sind heutige Ansätze der Netzbetriebsführung nicht notwendigerweise für diese Leistungsflussrichtungen ausgelegt.

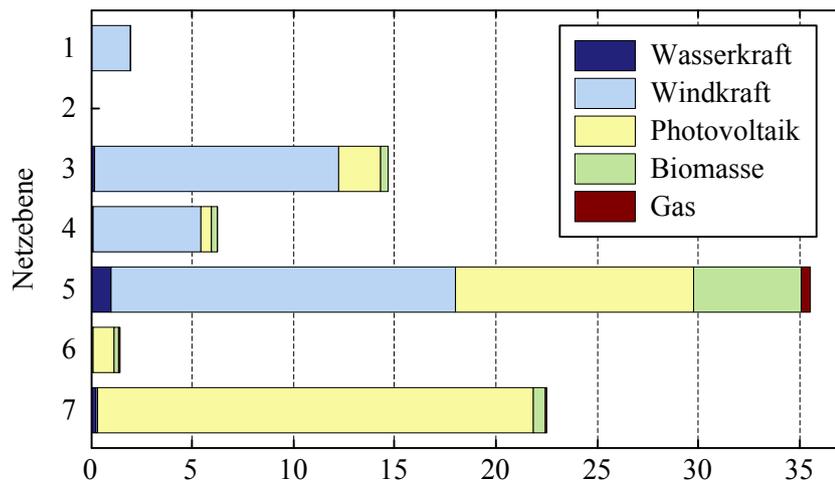


Abb. 1.2: Installierte Summenleistung in GW je EE-Typ und Netzebene für Deutschland (basierend auf den Daten aus [10] Stand November 2014)

Des Weiteren ändert sich auch die bis dato bestehende Energieerzeugungslandschaft. Speziell konventionelle Kraftwerke (konv. Kraftwerke), also Kraftwerke deren Energieerzeugung auf fossilen Brennstoffen basiert, sehen sich mit neuen Herausforderungen konfrontiert. Bedingt durch das Atom-Moratorium gemäß [11], die klimapolitischen Ziele [3], [6], als auch oftmals ihrer Unwirtschaftlichkeit, aufgrund der bevorzugten Abnahmen von Einspeisungen aus EE [6], werden die konv. Kraftwerke vermehrt abgeschaltet bzw. stillgelegt [12]. Folglich müssen zukünftig neue betriebliche Freiheitsgrade, auch als aktive Netzanschlussnehmer bezeichnet, nutzbar gemacht werden, um diesen Verlust an regelbarer Erzeugung adäquat zu ersetzen sowie die volatile Einspeisung der EE-Anlagen auszugleichen. Neben der Hochspannungsgleichstromübertragung oder FACTS-Elementen, die beide keinen Einfluss auf das Energie-gleichgewicht im Netz haben, bieten vermehrt Netzanschlussnehmer in den Verteilernetzebenen für den Netzbetrieb nutzbares Stellpotenzial. Als Beispiele seien steuerbare Lasten oder Speicher genannt. Auch Elektrofahrzeuge, deren Anzahl sich bis 2030 laut der deutschen Bundesregierung auf sechs Millionen belaufen soll [13], können durch ein Gesteuertes Laden, wie z. B. in [14]–[18] beschrieben, einen netzdienlichen Beitrag leisten.

Aufgrund des vorrangigen Anschlusses sowohl der EE-Anlagen als auch der möglichen neuen betrieblichen Freiheitsgrade in den Verteilernetzebenen wird zukünftig eine verstärkte Interaktion zwischen Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. So verlangt die ENTSO-E in [19], dass Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber zukünftig in der Netzplanung, dem Netzbetrieb und Datenmanagement/-austausch enger zusammenarbeiten. Des Weiteren erörtert der deutsche Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH mit seinen angeschlossenen 110-kV-Verteilernetzbetreibern im „10-Punkte-Programm“ [20] den zukünftigen Handlungsbedarf hinsichtlich derer Koordination.

In Deutschland ergeben sich dabei als Folge von Konzessions- bzw. Netzführungsverträgen verschiedene Konstellationen von Netzzuständigkeiten speziell in den Mittel- und Niederspannungsebenen (siehe Abb. 1.3). Eine mögliche Variante stellt der alleinige Verteilernetzbetrieb auf allen Ebenen durch den VNB_I dar. Genauso sind auch weitere Konstellationen denkbar. Die Varianten 3 und 4 beschreiben hierbei für Deutschland gängige Konstellationen. So obliegt in *Var. 4* dem VNB_I die Führung des Hochspannungsnetzes, der VNB_{II} ist für das Mittelspannungsnetz zuständig und der VNB_{III} für das Niederspannungsnetz. [21]

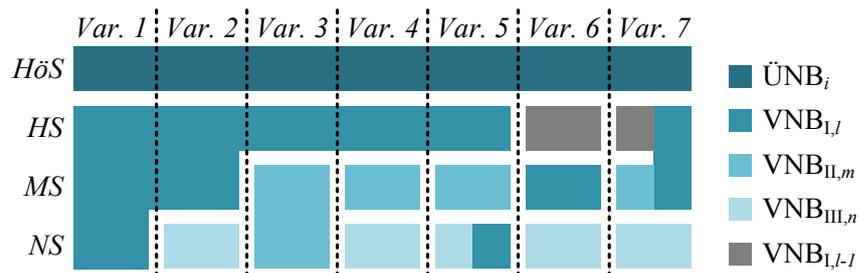


Abb. 1.3: Mögliche Konstellationen der Netzzuständigkeiten bzw. -betreiber [21]

Bezüglich einer Koordination zwischen Netzbetriebsinstanzen besteht der ungünstigste Fall darin, dass jeder Netzbetreiber nur Kenntnis von seinem eigenen Verantwortungsgebiet hat. Unter Berücksichtigung der weiteren skizzierten Varianten ist davon auszugehen, dass einem Netzbetreiber nicht immer alle betriebsrelevanten Daten hinsichtlich aller seiner Netzanschlussnehmer zur Verfügung stehen. Ein derartiges Informationsdefizit hat negative Auswirkungen auf den sicheren Netzbetrieb. [21]

Resümierend lassen sich folgende Herausforderungen für den zukünftigen Netzbetrieb ableiten:

- verschiedene Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten der Netze und Spannungsebene,
- Wegfall regelbarer, bedarfsfolgender Erzeugung,
- Kompensation des Stellpotenzialdefizits (mittels HGÜ und FACTS [22] bzw. betrieblicher Freiheitsgrade in den unteren Spannungsebenen),
- stetig steigender Anteil an volatiler nicht bedarfsfolgender EE-Einspeisung,
- signifikanter Anteil an EE-Anlagen in den Verteilernetzebenen und
- signifikanter Anteil an aktiven Netzanschlussnehmern in den Verteilernetzen.

Folglich werden zukünftige Eingriffe in die Systembilanz und zur Vermeidung oder Beherrschung von Netzengpässen verstärkt auf die Unterstützung aus den Verteilernetzen angewiesen sein. Dementsprechend ist nicht nur eine Interaktion bzw. Koordination zwischen ÜNB und VNB_I erforderlich sondern der Netzbetriebsinstanzen über alle Netzebenen hinweg.

1.1 Forschungsfrage und Struktur der Arbeit

Der Netzbetrieb des elektrischen Energiesystems kann aufgrund seines hierarchischen Aufbaus (Netzebenen) in eine horizontale und vertikale Komponente unterteilt werden. Ersteres betrachtet das elektrische Netz aus Sicht einer Regelzone bzw. regelzonenübergreifende Phänomene innerhalb einer Netzebene. Die vertikale Betrachtung bezieht sich auf alle netzebenenübergreifenden Phänomene. Angesichts der Verlagerung der Stellpotenziale bzw. betrieblichen Freiheitsgrade in die Verteilernetzebenen müssen zukünftige Anwendungen im Netzbetrieb diesem zusätzlichen Koordinierungs- und Abwicklungsaufwand während der Durchführung gerecht werden. Im Zuge dessen soll im Rahmen dieser Arbeit der Vertikale Netzbetrieb *als die Koordination und Nutzbarmachung betrieblicher Freiheitsgrade der verschiedenen Netzebenen zur Erfüllung betrieblicher Ziele unter Berücksichtigung netzebenenübergreifender Phänomene* definiert werden. Somit ergeben sich folgende Forschungsfragen für die vorliegende Dissertation:

F1 Welche Potenziale bieten die betrieblich nutzbaren Freiheitsgrade der Verteilernetzebenen für den Netzbetrieb?

F2 Wie können diese betrieblichen Freiheitsgrade zur Wahrung der Netzsicherheit ohne negative Rückwirkungen auf deren Anschlussnetz nutzbar gemacht werden?

F3 Bedarf es im Zuge dessen eine Anpassung der Zuständigkeiten bzw. Aufgabenbereiche der Netzbetreiber?

F4 Welche betriebliche Schnittstelle zwischen Netzbetreibern erwächst aus der Nutzbarmachung betrieblicher Freiheitsgrade in verschiedenen Netzebenen?

Trotz der hier hinsichtlich Deutschland motivierten Herausforderungen sind die adressierten Forschungsfragen nicht alleinig auf Deutschland beschränkt. Die im Zuge dieser Arbeit entworfenen Methoden sind auf unterschiedliche Netzverbundstrukturen anwendbar.

Der Beantwortung der Forschungsfragen widmet sich die vorliegende Arbeit in sechs Kapiteln. Initial erfolgt eine Darstellung des *lege artis* Netzbetriebs (Stand 2016) in Deutschland sowie der bestehenden Forschungsansätze (**Kapitel 2**).

Die Frage hinsichtlich der verfügbaren Potenziale betrieblicher Freiheitsgrade in den unterlagerten Netzebenen für den Zeithorizont 2030 wird im **Kapitel 3** beantwortet. Für deren größenmäßige Einordnung erfolgt zuerst eine Literaturrecherche zu Studien und Forschungsprojekten bzgl. des Kontextes:

- Blindleistung mittels EE-Anlagen,
- Demand Side Management, Elektromobilität, schaltbare Lasten,
- Speicher und
- allg. Potenzial zum Bereitstellen von Wirk- und Blindleistung aus den Verteilernetzebenen.

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen und Daten werden die möglichen Potenziale betrieblicher Freiheitsgrade zur Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung aufbereitet bzw. abgeleitet.

In **Kapitel 4** werden zunächst zwei mögliche Ansätze des Netzbetriebs skizziert, die jeweils in der einen wie in der anderen Richtung ein Extremszenario darstellen. Anschließend werden diese qualitativ verglichen. Abgeleitet aus den Stärken und Schwächen entwirft die vorliegende Arbeit einen möglichen Ansatz für die zukünftige Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen. Im Zuge dessen werden eine geeignete Koordinationsschnittstelle und eine Methode zur Nutzbarmachung der betrieblichen Freiheitsgrade entworfen, sowie deren Implementierungsmöglichkeiten in die bestehenden Netzleittechnikstrukturen diskutiert.

Die Validierung der Zulässigkeit des vorgeschlagenen Ansatzes erfolgt mittels numerischer Fallstudien in **Kapitel 5**. Ausgangspunkt bildet die Modellierung der betrieblichen Freiheitsgrade. Deren Nutzbarmachung für den Netzbetrieb bedarf u. a. einer genauen Abbildung des Arbeitsbereichs. Während dieser in den meisten Simulationen bzw. Veröffentlichungen stark vereinfacht abgebildet wird, erfolgt hier eine dedizierte anlagenspezifische Modellierung der Betriebsgrenzen. Des Weiteren bedingt die Frage nach der Anwendbarkeit des Vertikalen Netzbetriebs respektive einer Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen die Simulation und Analyse verschiedener Netze und Spannungsebenen. Dafür werden im Rahmen dieser Arbeit bestehende Referenznetze ausgewählt und hinsichtlich der sich aus der Abbildung der vertikalen Koordination ergebenden Anforderungen angepasst. Hierbei sind neben der Last-, EE- und Potenzialverteilung sowie deren Dimensionierung für den Betrachtungshorizont 2030 auch die etwaig angeschlossenen unterlagerten Netze zu berücksichtigen. Basierend auf charakteristischen Tagen für den Netzbetrieb werden Untersuchungsszenarien definiert, anhand derer der hier vorgestellte, favorisierte Ansatz des Vertikalen Netzbetriebs numerisch validiert wird. Darauf aufbauend lassen sich mögliche Anwendungsgebiete der entworfenen Koordinationsschnittstelle für das Leitwartenpersonal, dem sogenannten Operator, ableiten.

Kapitel 6 fasst die Ergebnisse zusammen und wertet diese in Bezug auf die formulierten Forschungsfragen aus. Abschließend wird basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen ein Ausblick hinsichtlich weiterführender Forschungsfelder sowie Handlungsempfehlungen abgeleitet.

1.2 Definitionen und Festlegungen

Das im Rahmen dieser Arbeit zitierte Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) bezieht sich auf den derzeit aktuellen Stand September 2016 nach [23]. Selbiges gilt für das Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) Stand EEG 2014 [6]. Durch die hier getroffene eindeutige Zuweisung kann im fortlaufenden Dokument auf einen ständigen Quellenverweis verzichtet werden.

Des Weiteren soll hier auf eine in dieser Arbeit verwendeten besonderen Art der Zitation hingewiesen werden. Speziell in den Abschnitten 2.2 und 3.1 liegen meist nur eine Datenquelle für die einzelnen Projekte, Studien etc. vor. Im Sinne der Übersichtlichkeit wird daher der Quellenverweis direkt hinter der Abschnittsüberschrift gesetzt. D. h., dass alle nachstehenden Informationen dieser Quelle entnommen sind und deren komplette Zitation mit dem Quellenverweis nach der Abschnittsüberschrift erfolgt.

Die Verteilernetze umfassen die Netzebenen 3 bis 7. Aufgrund der in Abb. 1.3 skizzierten Vielzahl an möglichen Konstellationen sind eindeutige Abkürzungen notwendig. Der Verteilernetzbetreiber (VNB) bekommt daher zwei Indizes. An ersterer Stelle wird mittels römischer Zahlen dessen Ordnung angegeben. So ist der VNB erster Ordnung ergo VNB_1 mindestens für die Hochspannung zuständig. Gleichmaßen gibt es je Spannungsebene mehrere Netze sowie -betreiber. Deshalb beschreibt der zweite Index w die Anzahl der Netze je Spannungsebene. D. h., der $VNB_{1,2}$ entspricht einem VNB erster Ordnung, der aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) das zweite Anschlussnetz betreibt.

Ebenfalls dienen zur eindeutigen Beschreibung von elektrischen Größen im elektrischen Energiesystem das Erzeuger- und Verbraucherzählpfeilsystem (VZPS), welche als Bezugssystem respektive als Vorzeichenkonvention dient. Im Erzeugerzählpfeilsystem (EZPS) ist die an einem Verbraucher aufgenommene berechnete Wirk- und Blindleistung negativ, hingegen die von einem Erzeuger abgegebene positiv. Folglich verhalten sich die Strom- und Spannungszählpfeile einander entgegengesetzt. [24], [25]

Das elektrische Energieversorgungssystem ist von Natur aus eine kritische Infrastruktur. Folglich sind dessen Informationen meist als sensible Daten einzuordnen oder nur im geringen Ausmaß dokumentiert [26]. Somit ist die Erlangung dieses Expertenwissens bzgl. dem *lege artis* Netzbetrieb oftmals nur durch Interviews bzw. Befragungen möglich [27]. In dieser Arbeit definiert sich die Expertenbefragung als die im Rahmen der Erstellung der Dissertation erlangte Aggregation von nicht (öffentlich zugänglich) dokumentierten Expertenwissen durch Fachdiskussionen mit Vertretern aus den Bereichen Netzbetrieb, Forschung sowie Regulierung während öffentlicher Workshops, Tagungen und Konferenzen.

Im Rahmen dieser Arbeit ist der Netzbetrieb als Oberbegriff definiert und umfasst die Netzbetriebsplanung, d. h. Prozesse wie den Day Ahead Congestion Forecast (DACF) [28], und die Netzbetriebsführung, welche bspw. das Durchführen von Schalthandlungen oder Redispatch-Maßnahmen beinhaltet.

2 Stand der Technik

Im Rahmen dieses Kapitels werden die Grundlagen für die Folgebetrachtungen in Kapitel 4 geschaffen. Dies umfasst zum einen die Beschreibung und Analyse des *lege artis* Netzbetriebs in Deutschland, sowie die Analyse bestehender Ansätze von Forschungsprojekten und Studien im Themenumfeld.

2.1 Netzbetrieb in Deutschland (Stand 2016)

Der Netzbetrieb ist durch eine Vielzahl an Gesetzen, Verordnungen, Normen und Richtlinien wie dem ENTSO-E Continental European Operation Handbook (CE-OH) früher UCTE Operation Handbook (UCTE-OH) [29], TransmissionCode [30], DistributionCode [31], Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [23] oder EEG [6] etc. geregelt. Allgemein lässt sich der Netzbetrieb in die drei grundlegenden Pflichten kategorisieren:

- Netzplanung inklusive Netzausbau bis hin zur Netzbetriebsplanung,
- Netzbetriebsführung, welcher alle Aufgaben und Verantwortlichkeiten innerhalb des Intra-Day Betriebs umfasst und
- Dokumentation sowie Veröffentlichung von Maßnahmen auch Reporting genannt. [16], [32]

Gleichermaßen beschreiben sie auch die drei Zeitbereiche des Netzbetriebs, welche sich wie folgt eingliedern (siehe Abb. 2.1). [16], [32]

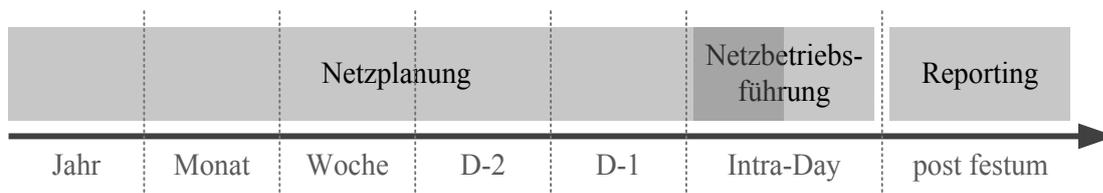


Abb. 2.1: Zeitbereiche des Netzbetriebs in Anlehnung an [16], [32]

Das CE-OH definiert die Ziele und Richtlinien für den gesamten europäischen, elektrischen Verbundnetzbetrieb. Die Rahmenbedingungen für den nationalen Netzbetrieb unterliegen dem CE-OH und können nach dem Subsidiaritätsprinzip durch nationale Gesetzgebungen zusätzliche bzw. detaillierte Zielsetzungen sowie Anforderungen konkretisiert werden. In Deutschland ist das EnWG und EEG für die Netzbetreiber und deren Handlungen maßgebend. Während das EEG die vorrangige Nutzung der EE regelt, beschreibt das EnWG die allgemeinen, rechtlichen Anforderungen bzw. Regelungen für den elektrischen Netzbetrieb. Das EnWG trennt nach § 3 zwischen dem Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber. Sie nehmen die Aufgabe der Übertragung bzw. Verteilung wahr und sind verantwortlich für Zitat „den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau“ derer Netze „in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen“ [23]. Dem VNB obliegt hierbei die Aufgabe der Verteilung, d. h. dem „Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Elektrizitätsverteilernetze ... um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst“ [23].

Während die Gesetze und Verordnungen die reinen regulatorischen Bedingungen definieren, beschreiben der TransmissionCode für den ÜNB und DistributionCode für den VNB die nationalen technischen Richtlinien. Hiernach sind sowohl der ÜNB als auch VNB im Rahmen der Netzbetriebsführung verantwortlich für die [30], [31]:

- Überwachung und Durchführung geplanter Schaltmaßnahmen,
- Spannungshaltung,
- Wahrung der Netzsicherheit.

Die Wahrung der Systembilanz liegt einzig beim ÜNB [30], [31]. Des Weiteren stellt der Netzwiederaufbau einen Sonderfall dar. Wenngleich jeder VNB für den Wiederaufbau seines Verantwortungsbereichs zuständig ist [31], obliegt dem ÜNB die Gesamtkoordination dessen für seine Anschluss-VNBs [20]. Für die Erfüllung ihrer jeweiligen Aufgaben können Netzbetreiber auf ein Portfolio verschiedener Maßnahmen zugreifen, deren Anwendung stets nach dem Grundsatz der maximalen Wirksamkeit durchzuführen sowie an bestimmte Netzbetriebszustände gebunden ist (siehe Abb. 2.2). Die Netzbetriebszustände sind abhängig von Betriebsmittelbelastungen, Verfügbarkeit von Reserven und der Wahrscheinlichkeit von Störungen. Dabei darf eine Maßnahme nie in einer Verschlechterung des Netzzustands resultieren. [33]

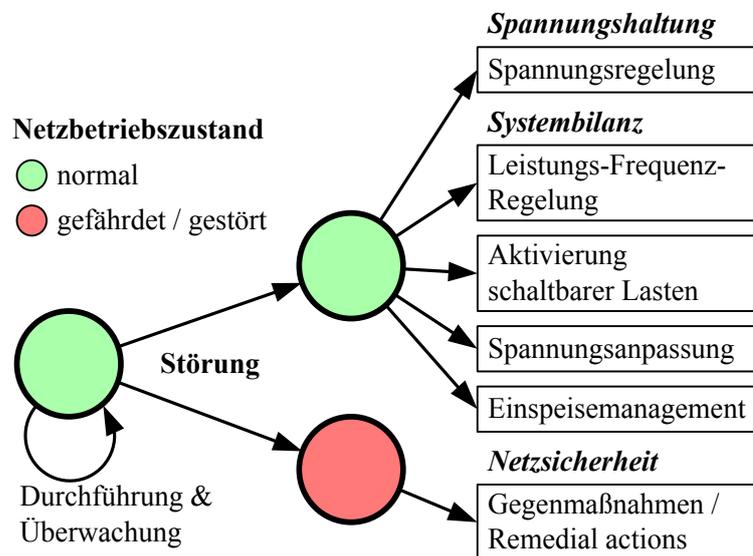


Abb. 2.2: Zustandsdiagramm der heutigen Netzbetriebsführung [16], [33]

Im Normalzustand sind Netzbetreiber für die Überwachung und Einhaltung von betrieblichen Grenzen sowie dem Durchführen geplanter Schalthandlungen verantwortlich. Durch das Auftreten einer Störung kann sich der Netzzustand je nach deren Art und Größe verändern.

Laut TransmissionCode liegt in einer Regelzone eine ausgeglichene **Systembilanz** vor, wenn unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Regelzonen das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht, so dass die Frequenzstabilität gewährleistet ist [30]. Die Wahrung der Systembilanz bzw. der Frequenzstabilität obliegt, aufgrund seiner Systemverantwortung nach §§ 12 und 13 EnWG [23] sowie nach [30], dabei dem ÜNB, welcher im Rahmen dessen die Systemdienstleistung (SDL) „Frequenzhaltung“ erbringt [20]. Dafür bedient er sich primär der *Leistungs-Frequenz-Regelung*. Diese unterteilt sich je nach Zeit- und Aufgabenbereich in die Primär-, Sekundär- sowie Tertiärregelung [30], deren technische Anforderungen in den Anhängen D1 bis D3 des TransmissionCodes definiert sind. Weitere mögliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Systembilanz sind die *Lastabschaltung*, *Spannungsanpassungen* oder das *Einspeisemanagement*. Erstere erfolgt entweder manuell z. B. durch die Aktivierung vertragli-

cher schaltbarer Lasten oder automatisch durch frequenzabhängige Lastabschaltung in Verteilernetzen gemäß [34]. In Bezug auf die *Spannungsanpassung* adressiert der TransmissionCode einzig die Spannungsabsenkung [30] und die damit einhergehende Reduzierung der Wirkleistungsaufnahme. Bedingt der Spannungsabhängigkeit der Verbraucher [35] kann dieser Effekt auch vice versa genutzt werden. Im Rahmen des *Einspeisemanagements* erfolgt hierbei durch den ÜNB eine direkte Anweisung zur Reduzierung der Einspeisung an alle Erzeugungsanlagen bzw. in den Verteilernetzen durch den VNB auf Anweisung des vorgelagerten Netzbetreibers [30].

Jeder im Netz befindliche Netzanschlussnehmer hat direkte Auswirkungen auf die Spannung seines Anschlussknotens. Die Wahrung der Spannungen innerhalb der nach DIN EN 50160 [36] definierten Grenzen ist unabdingbar und obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber [30], [31]. Im Rahmen dessen erbringen die Netzbetreiber mittels der Spannungsregelung die SDL *Spannungshaltung*. Bedingt der zunehmenden Abhängigkeit zwischen der Blindleistung und dem Winkel der komplexen Knotenspannung φ_u mit abnehmenden R/X-Verhältnis des Netzes ist speziell in den höheren Spannungsebenen die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung ein probates Mittel. Gemäß [20] stehen den Netzbetreibern zur statischen Spannungshaltung folgende Maßnahmen zur Verfügung:

- Bezug von Blindleistung aus anderen Spannungsebenen,
- Beeinflussung der Fahrweise von Erzeugungsanlagen,
- Wirkleistungssteuerung von Erzeugungsanlagen zugunsten der Blindleistungsbereitstellung z. B. im Rahmen von spannungsbedingtem Redispatch,
- Betrieb von Kompensationsanlagen,
- Stufung bzw. Schaltung von Transformatoren,
- Netzausbau und die Änderung der Netztopologie,
- technische Betriebspunkte von Hochspannungsgleichstromanlagen (HGÜ),
- regelbare Blindleistungskompensationsanlagen sowie
- rotierende Phasenschieber. [20]

Der TransmissionCode definiert die Gefährdung oder Störung der *Netzicherheit* durch die Überlastung von Betriebsmitteln, Verletzung der Spannungsgrenzwerte oder dem Verlust der (n-1)-Sicherheit [30]. Im Falle einer Verletzung der *Netzicherheit* entfällt dessen Beseitigung in die Verantwortung des für das Netz zuständigen Betreibers. Sein Maßnahmenportfolio ist in Deutschland durch § 13 EnWG reguliert [23] und kann wie in [33] aufgeführt in netz- und marktbezogene sowie Notfallmaßnahmen unterteilt werden (siehe Abb. 2.3).

Die netzbezogenen Maßnahmen umfassen Topologieänderungen durch Schalthandlungen sowie Anpassungen von etwaigen Leistungsflussreglern. Des Weiteren können lokale Spannungsabsenkungen oder Blindleistungsanforderungen vorgenommen werden. Je nach Überwachungsgrad des Netzequipments nutzen Netzbetreiber auch ihre betrieblichen Toleranzen bspw. mittels Ansätzen wie dem Dynamic Thermal Rating [37], [38] aus. Reicht dies nicht aus, um die Störung zu beheben, darf der Netzbetreiber je nach Art der Störung marktbezogene Maßnahmen wie z. B. die oben beschriebene Regelleistungsbereitstellung nutzen. Zur Einhaltung der zulässigen Maximalwerte für Strom und Spannung in seinem Netz bedient sich der ÜNB im Sinne der Netzicherheit des Engpassmanagements. Die dafür zur Verfügung stehende Vielzahl an Maßnahmen können unter anderem in kurzfristige und langfristige unterteilt werden [39], [40]. Langfristige Verfahren dienen der Bewirtschaftung dauerhaft auftretender Engpässe [39]. Temporäre, meist fehlerbedingte, auftre-

tende Engpässe werden auch kurzfristige genannt [39]. Diesen ist zur Wahrung bzw. Wiederherstellung der Netzsicherheit mittels schneller und flexibler Lösungen zu begegnen. Hierunter zählen das Countertrading, Lastmanagement und der Redispatch [39]. Ersteres beschreibt die Tätigkeit von gegenläufigen, zonenübergreifenden Handelsgeschäften zur Entlastung von Interconnectoren [39], [41]. Die Anpassung der Kraftwerkseinsatzplanung an die Restriktionen des Netzes bezeichnet man als Redispatch oder auch Erzeugungsmanagement und kann präventiv als auch kurativ erfolgen [42]. Konkret beauftragt der ÜNB jene Erzeuger, deren Stromeinspeisungen zu einem Engpass beitragen, ihre Erzeugung entgegen dem Fahrplan zu reduzieren und gleichermaßen die Kraftwerke am Ende des Engpasses ihre Einspeisung zu erhöhen [42]. Die Nutzung von Redispatch-Maßnahmen als Regelernergie-Ersatz ist generell eine Zweckentfremdung und unzulässig [43]. Das Lastmanagement im Rahmen des § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG beinhaltet das Zu- und Abschalten vertraglich vereinbarter Lasten. [17], [33], [41]

In letzter Instanz ermöglicht § 13 Abs. 2 EnWG dem Netzbetreiber zur Beherrschung der Störung die Nutzung von Notfallmaßnahmen. Dabei kann der ÜNB unter anderem seine angeschlossenen VNBs nach § 14 Abs. 1c EnWG im Sinne der Erfüllungshilfe bei der Einhaltung der Systemsicherheit zur Anpassung ihrer Übergabeleistung auffordern. Im Zuge dessen sind die VNBs eigenständig für deren Reduzierung verantwortlich und können diese in der gleichen Maßnahmenkaskade ausführen. Unter der selektiven Fahrplananpassung versteht man die Pro-Rata-Kürzung bereits akzeptierter Fahrpläne [30]. Diese werden auf Weisung des ÜNBs durch die Bilanzkreisverantwortlichen seiner Regelzone vorgenommen. [16]

Aufgrund der Vorrangregelung von EE-Anlagen nach § 11 EEG [6] ist eine Reduzierung derer Einspeisung einzig nach § 13 Abs. 2 EnWG [23] sowie § 14 EEG [6], d. h. erst nach dem Ausschöpfen aller netz- und marktbezogenen Maßnahmen, möglich. Die Umsetzung der Maßnahme kann hierbei direkt durch den ÜNB für direkt angeschlossene Anlagen oder im Rahmen des Kaskadenprinzips mittels VNB erfolgen. Im Falle einer Netzgefährdung des Verteilernetzes kann der VNB den Eingriff vornehmen. [16]

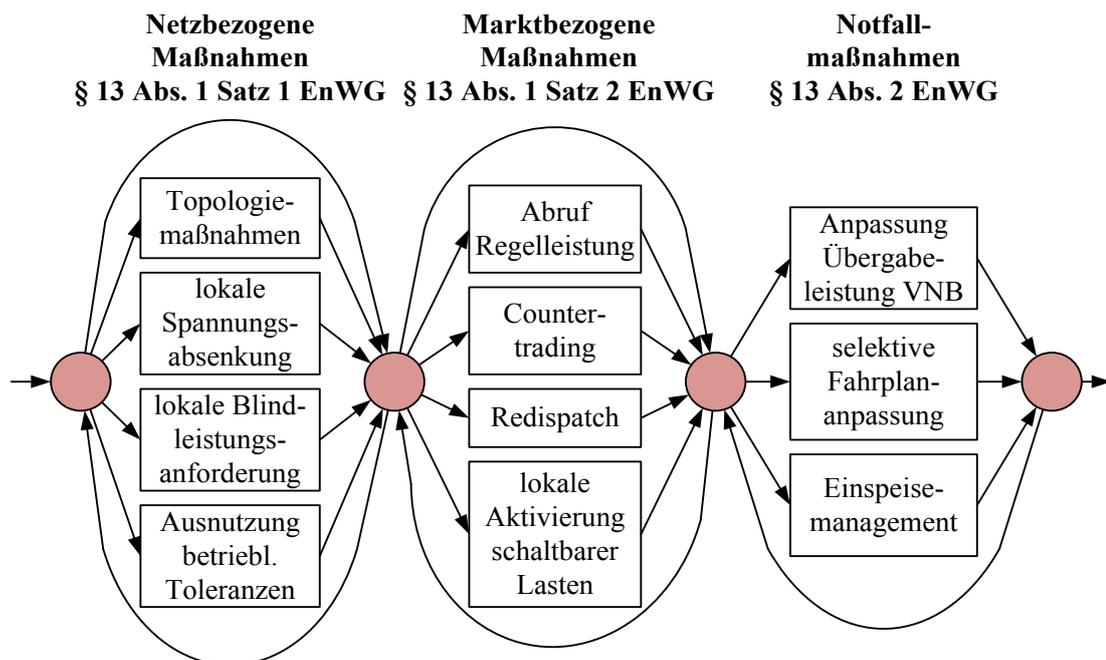


Abb. 2.3: Sequenzdiagramm der Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit nach [16], [30], [33]

Aufgrund differenzierter Umsetzungen der Maßnahmen ergeben sich auch hier unterschiedliche Schnittstellen und Interaktionen zwischen ÜNB-VNB_i, der VNBs untereinander sowie möglicher Anbieter und Anlagenbetreiber. Diese sind im Rahmen von Expertenbefragungen sowie aus den bestehenden Gesetzen, Verordnungen, Normen und technischen Richtlinien abgeleitet worden und in Abb. 2.4 zusammenfassend dargestellt. Grundsätzlich erfolgt hier in Anlehnung an die Systemdienstleistungen [20], [44] eine Unterteilung in die Aufgabengebiete Systembilanz, Spannungshaltung, Netzsicherheit und Überwachung. Letzteres liegt nach [30], [31] in der Verantwortung eines jedem Netzbetreibers für sein(e) Netzgebiet(e). Dabei kann der Ausbau an Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) (siehe Abb. 2.4 *graue Pfeile*) sowie Automatisierung gemäß der Zweckmäßigkeit je nach Netzgebiet variieren [21], [45] z. B. vom Schleppzeiger an Niederspannungsortsnetztransformatoren über Fernwirkanbindungen von Mess- und Steuerungseinheiten bis hin zu (selbstregelnden) regelbaren Ortsnetztransformatoren. Ebenfalls werden Schalthandlungen je nach Ausführungsform fernwirktechnisch oder mit Hilfe von Servicetechnikern durchgeführt.

Im Rahmen der Wahrung der Systembilanz bzw. Leistungs-Frequenz-Regelung besteht zwischen dem Sekundärregler des ÜNBs und den bezuschlagten Anlagen bzw. Anbietern eine direkte Fernwirkanbindung mittels gängiger Standardprotokolle wie z. B. IEC 60870-5-101 /-104 (siehe Abb. 2.4 *blaue Pfeile*) [46], [47]. Der Anschlussnetzbetreiber, im Folgenden mit ANB abgekürzt, hat hier einzig Kenntnis hinsichtlich dem Vorhandensein präqualifizierter Anlagen in seinem Netz, nicht aber über deren Bezuschlagung oder Abruf. Letzteres können ANBs meist nur aus den vorliegenden Messwerten ableiten. Folglich ist ein negativer Effekt eines Abrufs seitens ÜNB auf das Anschlussnetz der abgerufenen Anlage nicht auszuschließen.

Bedingt durch die Wirkungen von Einspeisern und Lasten auf die Spannung ihres Anschlussnetzes handelt es sich hierbei prinzipiell um ein lokales Phänomen. Gleichmaßen sind die oben aufgeführten Maßnahmen eher lokal wirksam und daher regional einzusetzen. Folglich ist jeder Netzbetreiber selbst für die statische Spannungshaltung in seinem Netz verantwortlich (siehe Abb. 2.4 *grüne Pfeile*). In verbundenen Netzen bedarf es für die Vermeidung etwaiger Gegenregeleffekte einer Abstimmung zwischen den Netzbetreibern z. B. der Stufenstellung am Transformator. [20]

Die Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG beziehen sich auf die direkte Anpassung von Last und Erzeugung (siehe Abb. 2.3). Dabei kann der ÜNB, wie oben beschrieben, seine Anschluss-VNBs zur Anpassung derer Übergabeleistung auffordern, welche diese eigenverantwortlich umsetzen und ggf. kaskadiert weiterreichen. Die Reduzierung der EE-Einspeisung erfolgt unter Zuhilfenahme des § 14 EEG mittels Einspeisemanagement (*EinsMan*) [6]. Dabei kann hier der Netzbetreiber die direkt in seinem Netzgebiet angeschlossenen Anlagen oder im Rahmen des Kaskadenprinzips unterlagerte VNBs miteinbeziehen. Ein Großteil der Kommunikation basiert hierbei auf Telefonaten oder E-Mail-Verkehr (siehe Abb. 2.4 *rote Pfeile*).

Im Rahmen der Redispatch-Maßnahmen weist der ÜNB seine vertraglichen Kraftwerke an, ihren angemeldeten Fahrplan anzupassen. Dies erfolgt überwiegend mittels Telefon oder E-Mail (siehe Abb. 2.4 *rote Pfeile*). Eine Absprache mit den Anlagen anschlussgebenden VNBs erfolgt je nach Regelzone unterschiedlich.

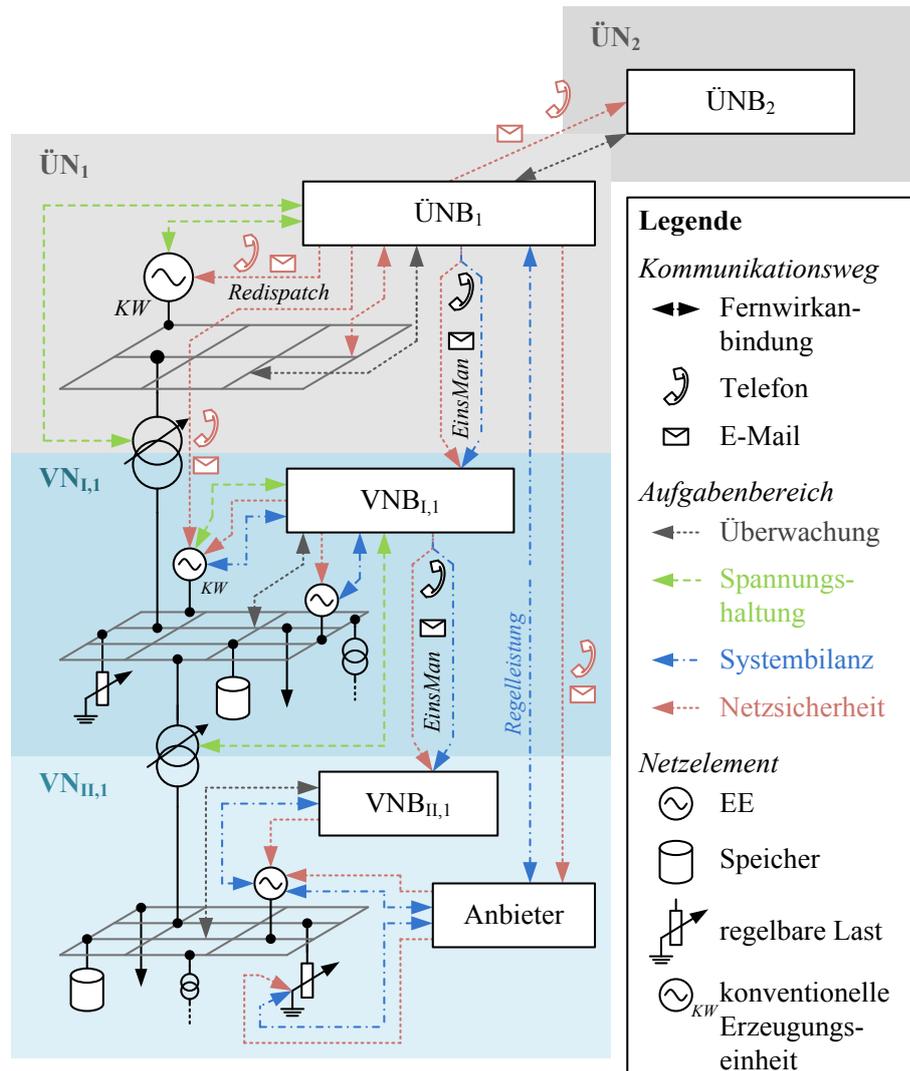


Abb. 2.4: Interaktion zwischen den einzelnen Akteuren exemplarisch für ÜNB₁ - VNB_{I,1} - VNB_{II,1} - Anbieter (abgeleitet aus den bestehenden Gesetzen, Verordnungen, Normen und technischen Richtlinien sowie Expertenbefragungen)

2.2 Projekte und Studien

Die Nutzbarmachung betrieblicher Freiheitsgrade in den unteren Spannungsebenen für den Netzbetrieb wird im Rahmen verschiedener Projekte und Studien untersucht. Im Folgenden wird zur besseren Einordnung der Fragestellung der vorliegenden Arbeit ein Überblick über den diesbezüglichen Stand der Forschung bzw. Stand der Technik gegeben.

INCREASE

Das im Rahmen des Seventh Framework Programmes (FP7) der Europäischen Kommission geförderte INCREASE Projekt widmet sich der Herausforderung des steigenden Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen (DER) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Die wachsende Durchdringung der DER macht die Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs für VNB als auch ÜNB komplexer. Aufgrund der volatilen Einspeisung von DER können sich bidirektionale Leistungsflüsse zwischen den Netzebenen ergeben. Um mit diesem bisher nicht betrachteten Phänomen umzugehen, müssen

neue Konzepte für die Netzbetriebsführung und Regelung erarbeitet werden. Im Rahmen des Projekts liegt der Fokus auf der Entwicklung und Untersuchung von Regelungskonzepten für die DER, um mit ihnen Systemdienstleistungen (SDL) für ÜNBs und VNBs, besonders im Hinblick auf Spannungsregelung und Regelleistung, erbringen zu können. In INCREASE wird hierfür eine mehrschichtige (multi-layer) Regelungsstrategie für über Wechselrichter angeschlossene Einheiten vorgeschlagen und untersucht. Dabei wird eine Unterteilung in drei Schichten angestrebt. Für die Validierung der entworfenen Konzepte und Methoden werden an der Technischen Universität Eindhoven und der Universität Gent Laborversuche sowie reale Feldversuche in Österreich, Slowenien und den Niederlanden durchgeführt. [48], [49]

DREAM

In DREAM wird die Grundlage für einen neuen heterarchischen Ansatz von komplexen Stromnetzen erarbeitet. Hierbei sollen neue Mechanismen für die stabile und kostengünstige Integration dezentraler regenerativer Energiequellen, als auch eine verbesserte Beteiligung der Verbraucher am wirtschaftlichen und ökologischen Stromverbrauch entwickelt werden. Gesetzte Randbedingungen sind dabei dezentrale Regelungsmechanismen und ein limitierter Informationsfluss. Die Steuerung und Netzbetriebsführung des Verteilernetzes erfolgt somit auf Grundlage von autonomen agentenbasierten Systemen. Diese ermöglichen es dem System, sich ständig an aktuelle Betriebsbedingungen anzupassen und machen es robust gegenüber exogenen Störungen. Dadurch verspricht sich das Konsortium eine höhere Durchdringung der Netze mit Erneuerbaren Energien zu ermöglichen und diese gleichzeitig widerstandsfähiger gegenüber Fehlern zu machen. [50]

Hierfür werden mehrere Regelungsebenen für unterschiedliche Betriebssituationen (z. B. Normalbetrieb oder Netzengpass) implementiert. Diese umfassen verschiedene Koordinierungsstrategien von marktbasierter Aktionen bis hin zu Notfallmaßnahmen und dem Erstellen von situationsabhängigen Zusammenschlüssen von Agenten. Der Übergang zwischen den einzelnen Regelungsebenen erfolgt dabei anhand der vor Ort identifizierten Betriebszustände. [50], [51]

IDE4L

Das ebenfalls im Rahmen von FP7 geförderte Projekt IDE4L strebt die Entwicklung eines universellen Lösungskonzepts für die VNBs an. Dieses soll die Realisierung eines aktiven Verteilernetzes basierend auf den existierenden Technologien und Lösungen gespiegelt an den zukünftigen Anforderungen ermöglichen. Dieser Herausforderung möchte man mit der Entwicklung neuer Automatisierungssysteme für Verteilernetze inkl. IT-Systeme begegnen. [52]

Ein weiteres im Projekt IDE4L adressiertes Problem ist der zukünftig verstärkte Koordinierungsbedarf zwischen ÜNB und VNB. Dabei soll der Ausbau an „Intelligenz“ im Verteilernetz (neue Informations- und Kommunikationstechnikarchitektur (IKT-Architektur) und Teilsysteme) den Durchdringungsgrad von DRES¹ erhöhen, sowie die Interoperabilität zwischen Erzeugung, Übertragung und Verteilung verbessern. Hierfür sollen Funktionen auf der Verteilernetzebene entwickelt werden, welche insbesondere eine statische und dynamische Beobachtbarkeit des Systems durch signifikante Messwerte ermöglichen. Gleichzeitig ist zu untersuchen, ob die Bereitstellung der Informationen für den ÜNB auch die Netzsicherheit verbessern kann. [53], [54]

¹ DRES (decentralized renewable energy sources) steht für eine spezielle Form der DER, welche hierbei ausschließlich EE-Anlagen umfassen.

Als Grundlage der Untersuchung liegt ein Zukunftsszenario mit einem großen Anteil Erneuerbarer Energien und Energieeffizienz Anwendungen vor. Zur Verifizierung der Ergebnisse erfolgen Feldtests in den Netzen der VNB A2A Reti Electriche Spa, Østkraft Holding A/S und Unión Fenosa Distribución sowie anhand von Microgrid-Laborversuchen und Real Time Digital Simulatoren. [52]

evolVDSO

evolVDSO („Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks“) ist ein im Rahmen des FP7 durch die Europäische Kommission gefördertes Projekt, welches sich vorrangig der Thematik der zukünftigen Rollen des VNBs befasst. Die sich daraus ergebenden benötigten neuen Tools werden auf Basis von Szenarien, welche unterschiedliche DRES, diverse technologische Entwicklungen und verschiedene Varianten der Kundenakzeptanz berücksichtigen, entwickelt. [55], [56]

Hauptziel ist die Weiter- oder Neuentwicklung von Tools und Methoden für den zukünftigen VNB in den Bereichen Planung, Prognose, Optimierung, Netzbetriebsführung und Wartung. Hierbei sollen unter anderem Planungsrichtlinien hinsichtlich der neuen Rollen sowie Anlagenverhalten abgeleitet, Lang- und Kurzzeitvorhersagen von DRES, nicht regelbaren und regelbaren Lasten erstellt, und Tools für eine optimale Netzkonfiguration erarbeitet werden. Für den Netzbetrieb werden Verfahren entwickelt, die die Steuerbarkeit von DRES und aktiver Verbraucher erhöhen, sowie dezentrale Speicher im Sinne der Netzsicherheit betrachten. Die entwickelten Methoden und Tools werden mittels Feldversuche und Labortests untersucht. Hierbei sollen speziell Vorteile, Grenzen und Interoperabilitäten der Tools und Methoden ermittelt werden. [55]

DISCERN

Das DISCERN Projekt adressiert ebenfalls die neuartigen Herausforderungen an die Netzbetriebsführung von Verteilernetzen. Der Fokus des im Rahmen von FP7 geförderten Projekts liegt auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Im Gegensatz zu den Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist hier nur eine geringe Beobachtbarkeit gegeben. Im Hinblick auf den Ausbau von DER und die damit einhergehende Rückspeisung sowie der IKT auf der Kundenseite, ergeben sich dadurch unter anderem Möglichkeiten diese Netzebenen zu überwachen. In Konsequenz adressiert DISCERN die neuen Rollen bzw. Aufgaben des VNBs und deren Umsetzung. [57]

Die zentrale Herausforderung ist die Implementierung eines Smart Grids. Die zu erarbeitenden technischen Lösungen fokussieren hauptsächlich die Steigerung der Intelligenz in den Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Sicherheit. Die Validierung der erarbeiteten Konzepte erfolgt mit Hilfe von Echtzeitsimulationen (RTDS) und Feldversuchen in den Netzen von RWE (Future Energy Grids und Smart Operator), Vattenfall (Smart Grid Gotland), SSE (New Thames Valley Vision) und Iberdrola (PRICE). [57]

DG DemoNetz

Die vom österreichischen Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie geförderten DG DemoNetz Projekte unterteilen sich in eine Konzept- und Validierungsphase. Grundlegendes Ziel der Projekte ist es, möglichst viele DRES in ein bestehendes Mittelspannungsnetz zu integrieren und die bisherige Versorgungsqualität weiterhin zu gewährleisten. Hierfür wurden intelligente und zukunftsfähige Lösungen zur Netzplanung und -betrieb im Verteilernetz mit Fokus auf der aktiven Spannungshaltung erforscht, modelliert und demonstriert. [58], [59]

Smart Nord

Smart Nord ist ein vom niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur gefördertes Projekt. Ziel des Forschungsvorhabens ist eine koordinierte, dezentrale Bereitstellung von Wirk- und Blind- sowie Regelleistung aus den Verteilernetzen, um die Aufgaben konventioneller Großkraftwerke schrittweise zu substituieren [60]. Dabei widmet man sich der Frage, in welchem Umfang DER die bisherigen Aufgaben bzgl. Beseitigung von Netzengpässen, stationärer Spannungshaltung, sowie der Leistungs-Frequenz-Regelung von Großkraftwerken übernehmen können [61]. Hierfür wird das mögliche Potenzial dezentraler Erzeugungsanlagen innerhalb der Verteilernetze hinsichtlich der Kraftwerksaufgaben im Gesamtsystem untersucht [61]. Ziel ist die Analyse der Randbedingungen für einen stabilen Netzbetrieb auf der Verteilernetzebene unter Berücksichtigung derer Systemdienstleistungserbringungsfähigkeit für den ÜNB [62]. Dazu werden unter anderem Verfahren für die dezentrale, koordinierte Wirkleistungsbereitstellung mittels z. B. verbrauchsnahe Bereitstellung der erforderlichen Wirkleistung durch Anlagenverbände sowie die gleichzeitige Verbrauchsanpassung an die prognostizierte Erzeugung in den Verteilernetzen entwickelt [63]. Sowohl Informationen (z. B. Anlagenmodelle) als auch Planung und Steuerung sind hierbei dezentralisiert und werden agentenbasiert weitestgehend mit Verfahren der Selbstorganisation umgesetzt [63]. Des Weiteren erfolgt die Entwicklung und experimentelle Erprobung von Methoden zur garantierten Bereitstellung netzstützender SDL auf Basis dezentraler Erzeuger und Verbraucher [64]. Dafür werden zunächst koordinierter agentenbasierter Verbände zur Vorhaltung bestimmter Leistungsreserven lokal und unter Berücksichtigung lokaler Bezüge gebildet [64]. Die SDL werden zur Gewährleistung kürzester Zeitbereiche zunächst kommunikationslos und unkoordiniert auf Basis lokal beobachtbarer Systemgrößen aktiviert und anschließend von optimierten Leistungsverbänden abgelöst (prinzipiell entspricht dies dem heutigen Stand der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung) [64].

SysDL 2.0

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Projekt „Systemdienstleistungen aus Flächenverteilernetzen - SysDL 2.0“ erforscht die systemtechnische Grundlage für eine koordinierte Bereitstellung von SDL-Vorprodukten für den ÜNB. Dafür soll ein Verfahren zur Leistungscoordination in enger Abstimmung mit dem VNB und den Anforderungen des ÜNB entworfen werden. Die Erbringung der SDL erfolgt durch die dezentralen Anlagen im Verteilernetz insbesondere unter Beachtung des Netzzustands. Zudem soll die im Rahmen des Projekts entworfene Methode Betriebsmodi für den geregelten Blindleistungsaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz bzw. zur Einhaltung von Spannungsvorgaben an den HöS/HS-Verknüpfungspunkten empfehlen. Des Weiteren dient sie der Bewertung von Redispatch-Maßnahmen aus dem Verteilungsnetz bei Engpässen im überlagerten Übertragungsnetz bzw. zur Blindleistungsoptimierung im 110-kV-Verteilernetz. [65], [66]

DeF-Neg

Das Verbundvorhaben DeF-Neg untersucht, in welchem Ausmaß Maßnahmen zur Frequenzstabilisierung in die Verteilernetze verlagerbar sind. Hierfür soll ein Ansatz entworfen werden, welcher mittels gezielten Schalten von dezentraler Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und steuerbaren Lasten das Netz stabilisiert. Der Ansatz fußt auf der Annahme, dass dank Informations- und Kommunikationstechnik die dezentrale Erbringung von Systemdienstleistungen zur Frequenzstabilisierung möglich ist. Des Weiteren sollen die Lasten in den Verteilernetzen im Sinne eines zukunftsfähigen Systemschutzes koordiniert werden. [67]

WindNODE

Im Rahmen des Schaufensterprojekts WindNODE soll die technologische und ökonomische Machbarkeit der Energiewende bewiesen werden. Ziel ist es dabei zu demonstrieren, dass auch in Zeiten überwiegender Stromgestehung aus Erneuerbarer Energien dieser gezielt mittels z. B. Kühlhäuser, Wärmespeicher oder Elektrofahrzeuge und „Smart Home“ Anwendungen genutzt oder effizient gespeichert werden kann. Hierbei sollen die Stromkunden und Kleinerzeuger auf Basis von Tools/Instrumenten sowie Informationen aktiv an der Stabilisierung des Systems mitwirken. Innerhalb von neun Arbeitspaketen (Demonstratoren) erfolgt eine Erprobung dieser Anwendungen auf allen Ebenen des vernetzten Energiesystems, welche daraufhin zu einem Gesamtmodell verbunden werden. [68]

Zellularer Ansatz

Einen ganz anderen Ansatz verfolgt die Studie „Der *zellulare Ansatz*“ des VDE. Die Grundidee besteht darin sogenannte „Energiezellen“ zu bilden, welche alle in der Zelle angewandten Energiearten wie z. B. Elektrizität und Wärme berücksichtigt. Mittels der vorhandenen Energieversorgungsinfrastruktur sowie Kommunikationssysteme können diese lokalen Energiezellen wiederum miteinander verbunden werden und bilden übergeordnete größere Energiezellen mit spezifischen Schnittstellen und Eigenschaften. Dabei wird versucht Erzeugung und Verbrauch von Energie auf der niedrigsten möglichen Ebene auszubalancieren, so dass der Energieaustausch zwischen den einzelnen Zellen möglichst gering gehalten wird. In jeder Zelle übernimmt eine dafür vorgesehene Einheit die Steuerung, Überwachung, notwendige Schutzfunktionen sowie die kommunikationstechnische Verbindung mit benachbarten Zellen und der nächsthöheren Ebene. [69]

Diese Art der elektrischen Energiesystemkonzipierung sowie die daraus resultierenden Netzbetriebsführungskonzepte finden in der vorliegenden Arbeit keine weitere Betrachtung.

Fazit

Im Rahmen der Untersuchungen der einzelnen Studien und Forschungsprojekte sind verschiedene Schwerpunkte und Spannungsebenen fokussiert. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass keine der Studien und Projekte ein Koordinierungsansatz verschiedener Netzbetriebsinstanzen über alle Netzebenen untersucht. Gleichmaßen werden auch nur vereinzelt SDL adressiert. Deren komplexes Zusammenspiel bzw. die hierbei entstehenden Wechselwirkungen finden daher meist keine Berücksichtigung. Infolgedessen werden die Forschungsfragen F1 bis F4 dieser Arbeit nicht durch die oben beschriebenen Projekte und Studien beantwortet.

3 Potenziale möglicher Freiheitsgrade in den Verteilernetzebenen

In Anbetracht der zukünftig substituierten konventionellen Großkraftwerke bedarf es an „neuen“ Stellmöglichkeiten für den Netzbetrieb. Dieses könnte u. a. durch mögliche betriebliche Freiheitsgrade in den unteren Spannungsebenen bereitgestellt werden. Im Rahmen der Beantwortung von Forschungsfrage F1 „*Welche Potenziale bieten die betrieblich nutzbaren Freiheitsgrade der Verteilernetzebenen für den Netzbetrieb?*“ hinsichtlich des in dieser Arbeit fokussierten Zeithorizonts 2030 erfolgt für deren Ermittlung eine Sichtung und Analyse bestehender Studien, Forschungsprojekte und wissenschaftlicher Publikationen vor allem nach der e-Energy Förderperiode im Zeitraum 2012 bis 2015 hinsichtlich des Kontextes:

- Demand Side Management,
- Demand Response,
- Demand Side Integration,
- Elektromobilität,
- schaltbare Lasten,
- Speicher und
- Bereitstellen von Wirk- und Blindleistung aus der Verteilernetzebene.

Hierbei erfolgt eine Einschätzung der Nachvollziehbarkeit des Vorgehens der Ermittlung sowie der Plausibilität der Ergebnisse. Aufgrund der unterschiedlichen Fokusse der Studien wie z. B. Regionen oder geräte- bzw. prozessspezifische Ausweisung der Potenziale, bedarf es deren Aufarbeitung (siehe Abschnitt 3.2). Dazu werden zunächst die betreffenden Angaben auf ein vergleichbares Niveau (hier Deutschland) hochgerechnet. Des Weiteren erfolgt im Sinne der Vergleichbarkeit eine betragsmäßige Normalisierung.

Aufgrund des Fokus bisheriger Studien auf das alleinige Wirkleistungsstellpotenzial von Anlagen ist eine Abschätzung der zukünftigen zur Verfügung stehenden Blindleistungsstellpotenziale aus den unteren Spannungsebenen mittels Literaturrecherche nicht möglich. Somit erfolgt eine eigenständige Abschätzung möglicher Stellgrößen in Abschnitt 3.3. Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen werden in Abschnitt 3.4 die Wirkleistungspotenziale mathematisch ausgewertet.

3.1 Studien und Forschungsprojekte

Die im Rahmen der Literaturrecherche als relevant identifizierten, untersuchten Studien, Forschungsprojekte und wissenschaftlichen Publikationen werden im Folgenden zusammengefasst beschrieben sowie deren Ergebnisse diskutiert. Im Sinne der Vergleichbarkeit der einzelnen Ergebnisse erfolgen deren Angaben, unabhängig des von der Quelle selbst gewählten Bezugssystems, hier auf Basis des Erzeugerzählpeilsystems.

3.1.1 Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland [70]

Die Agora-Studie „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“ aus dem Jahr 2013 fokussiert auf die Potenziale des Industriesektors. Bereits heute haben viele industrielle Betriebe ein Lastmanagement, das sogenannte Demand Side Management² (DSM), im Sinne der viertelstündigen Spitzenlastreduktion für ihre energieintensiven Prozesse.

² Demand Side Management ist eine direkte Einflussnahme auf den Energieverbrauch der Verbraucher [71].

Folglich können diese neben dem Einsatz zur betrieblichen Kostenreduktion auch zur Wahrung der Versorgungssicherheit nutzbar gemacht werden. [70] weist für energieintensive Industrieprozesse folgende realisierbare Potenziale nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) [72] inkl. ihrer Verschiebungsdauer und Häufigkeit aus (siehe Tab. 3.1).

Tab. 3.1: Realisierbare Lastmanagementpotenziale bei energieintensiven Prozessen [70]

Anwendung	Max. Leistungsbedarf in MW	Verlagerungsdauer in h	Häufigkeit	Ökonom. Potenzial nach AbLaV in MW
Zement (Rohmehl- und Zementmühlen)	130	bis zu 4, z. T. länger	20-50 mal	ca. 50
Papier (Holzschleifer)	mind. 90	2, z. T. länger	20-50 mal	ca. 90
Chlor (Elektrolyse)	250	ca. 2	20-50 mal	ca. 160
Stahl (Elektro-Stahl-ofen)	200	ca. 2	20-50 mal	ca. 150
Summe		ca. 2	20-50 mal	400 bis 450

Die Agora Studie adressiert für Süddeutschland eine mittlere Verbrauchslast der Industrie von 14 GW mit einem Anteil von ca. 4,4 GW für die betrachteten Querschnittstechnologien. Im Normalbetrieb könnten rund 0,5 GW für die Abrufdauer von einer Stunde abgeschaltet werden. Weitere Potenzialquellen bieten Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen. So bietet dieser Bereich ein DSM-Potenzial für einen Referenztag mit einer mittleren Außentemperatur von null Grad Celsius von ca. 3,4 GW für eine Stunde. Unter Einbeziehung der angegebenen Potenziale und Verschiebungsdauern sowie die mögliche Abrufhäufigkeit der Maßnahmen ergibt sich ein durchschnittliches stündliches DSM-Potenzial für Süddeutschland von etwa 167 MW. [70]

3.1.2 Demand Response in der Industrie [73]

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) untersucht in der im Dezember 2010 erschienenen Studie „Demand Response in der Industrie“ verschiedene Demand Response Konzepte (auch Demand Side Response; kurz DSR genannt) zur Implementierung des Lastmanagements in der Industrie als Teil der Minutenreserve. Im Gegensatz zum DSM handelt es sich beim DSR um eine planbare Änderung der Last als eine Reaktion auf Preissignale des Markts [71], [73]. Als wichtige Industriezweige hat die Studie die Metallverarbeitungs-, Maschinenbau-, Kfz-, Glas-, Papier- und Chemieindustrie identifiziert. Zusammen mit nicht näher spezifizierten Querschnittstechnologien beläuft sich das technische Potenzial in diesem Sektor laut der Studie auf ungefähr 3 GW. Die Abbildung im Gewerbe- und Haushaltssektor erfolgt primär über Kälte- und Wärmetechnik. Für diese bestimmt die Forschungsstelle ein technisches Potenzial von jeweils rund 10 GW und 21 GW. Die ausgewiesenen Potenziale sind der Tab. 3.2 zu entnehmen. [73]

Tab. 3.2: Abschaltbare Leistung und Energie [73]

Sektor	Anwendung	Verlagerbare Energie in MWh	Maximale Leistung in MW
Industrie	Prozesstechnik, Querschnittsanwendungen	1.350	2.800
GHD	Kälte- und Klimatisierungstechnik	6.300	10.320
	ohne Klimatisierung	3.100	2.930
Haushalt	Kälte- und Wärmetechnik, weitere	26.600	20.585
	ohne Wärmepumpen und Nachtspeicher	11.300	3.705
GESAMT	Sommer	ca. 19.000	ca. 17.000
	(ohne Nachtspeicher/Wärmepumpen)	ca. 15.750	ca. 9.500

3.1.3 Demand Side Integration [71]

Die 2012 vorgelegte VDE-Studie „Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“, der *ETG-Task Force Demand Side Management* [71] zielt auf die Identifikation verschiebbarer Leistungspotenziale im deutschen Energieversorgungssystem für die drei Sektoren Haushalt, Gewerbe und Industrie. Der Begriff Demand Side Integration (DSI) [74] steht dabei als Überbegriff für DSM und DSR. Die Studie ermittelt die DSI-Potenziale für die Bereiche Haushalt sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) dabei wie folgt:

1. Ermittlung der leistungsmäßig maximalen Potenziale für die Lastverschiebung unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren
Ein wesentlicher Aspekt sind hierbei elektrische Verbraucher im Sinne der thermischen Wandlung, welche eine thermische Speicherfähigkeit aufweisen und folglich auch eine „elektrische“. Weitere Potenziale bieten zudem Prozesse, deren Starts variabel sind.
2. Analyse des theoretischen DSI-Potenzials der identifizierten Lasten
Mittels einer Bottom-Up Analyse werden die DSI-Potenziale der Haushalte auf Basis der prozentualen Häufigkeit und typischen Leistungsaufnahme der Geräte sowie derer Gleichzeitigkeiten ermittelt. Die Berechnung der durchschnittlichen Leistungsaufnahmen einzelner GHD-Sektoren sowie deren zugehörigen Prozesstypen erfolgt über den anteiligen Gesamtverbrauch und die Nutzungsstunden mittels einer Top-Down Analyse.
3. Analyse der Nutzbarkeit des ermittelten theoretischen DSI-Bandes
Hierfür werden mittels Simulationen von Spitzenlastreduzierungen, d. h. Verschiebung des Verbrauchs in die Lastsenken, unter Berücksichtigung von Standlastprofilen und Residuallastgängen, Aussagen über die praktische Nutzbarkeit getroffen.

Im Gegensatz zu den Haushalten und GHD unterliegt die Standortplanung industrieller Verbraucher andere Rahmenbedingungen. Die daraus resultierende sehr regionale Industrieparkkonzentration lässt keine anteilige Skalierung auf die Modellregion mit der Zielsetzung einer allgemeingültigen Aussage zu. Eine repräsentative Abbildung der industriellen DSI-Potenziale für das deutsche Energiesystem erfolgt hier auf Basis einer Expertenbefragung seitens TU Darmstadt. Als relevante Industriezweige wurden die Aluminium-, Chemie-, Papier-, Elektrostahl- und Zementindustrie, sowie die Aufbereitung von Druckluft und Prozessdampf, identifiziert. Die von der Studie für die Jahre

2010, 2020 und 2030 ermittelten theoretischen sowie technisch nutzbaren DSI-Potenziale der einzelnen Sektoren werden in Tab. 3.3 und Tab. 3.4 zusammengefasst.

Tab. 3.3: Theoretisches DSI-Potenzial nach Verbrauchergruppen [71]

Jahr	Haushalt in GW	GHD in GW	Industrie in GW
2010	13	7	4,5
2020	18	11	
2030	35	11	

Tab. 3.4: Technisch nutzbares DSI-Potenzial nach Verbrauchergruppen [71]

Jahr		Haushalt	GHD	Industrie
2010	Leistung in GW	2,6	1,4	4,5 GW
	Energie in TWh/a	8,0	5,0	
2020	Leistung in GW	3,8	1,7	77 GWh
	Energie in TWh/a	12,4	5,6	
2030	Leistung in GW	6,0	1,8	
	Energie in TWh/a	32,3	9,7	

3.1.4 dena-Netzstudie II [75]

Die dena-Netzstudie II aus dem Jahr 2010 verfolgt die Zielsetzung der Untersuchung geeigneter Systemlösungen zur Integration eines Anteils an EE von 39% in das deutsche elektrische Energiesystem [75]. Im Zuge dessen erfolgt auch eine Analyse der bis 2020 aggregierbaren DSM-Potenziale. Aufgrund der hierbei im Hauptdokument und Anhang B unterschiedlich ausgewiesenen Potenziale werden im Folgenden beide adressiert.

Hauptdokument

Die Ermittlung der DSM-Potenziale im Haushaltssektor fußt einer Datenrecherche hinsichtlich der verfügbaren Leistungen und Speicherkapazitäten typischer Haushaltsanwendungen, wie z. B. Geräte aus der Kategorie der Weißen Ware. Darauf aufbauend wird unter Verwendung erstellter vereinfachter Zeitprofile in Anlehnung an [76] die DSM-Potenziale für einzelne Haushaltsgeräte modelliert. In Summe weist die Studie für den Haushaltssektor ein durchschnittliches negatives Potenzial von rund 35 GW und ein positives von knapp 7 GW aus. Den signifikanten Anteil stellen hierbei die Heizungssysteme, wie Nachtspeicherheizungen und Wärme-/Umwälzpumpen, deren kumuliertes positives Potenzial sich auf ca. 9 GW und das negative auf 27 GW beläuft.

Für den Industriesektor werden nach einem Bottom-Up Ansatz stromintensive Einzelprozesse in ausgewählten Produktionsketten erfasst. Anschließend erfolgt eine Befragung der Unternehmen nach aktuell verfügbaren Potenzialen. Die Auswertung identifiziert die Mehrheit der energieintensiven Prozesse in der Zementherstellung, Chloralkalielektrolyse und der Aluminium-, Stahl- sowie Papierindustrie. Per Mittelwertbildung der Produktionsmengen skaliert die Forschungsgruppe die Daten der Befragung auf Deutschland hoch. Der Industriesektor zeigt hierbei ein durchschnittliches positives DSM-Potenzial von gut 2 GW und ein negatives von ungefähr 0,5 GW auf.

Eine Zusammenfassung der ausgewiesenen Einzelpotenziale je Sektor ist Tab. 3.5 zu entnehmen. Die Studie hebt dabei explizit hervor, dass für die Sektoren einzig Auskünfte bzgl. ihrer technischen Potenziale gegeben werden. Sie lassen jedoch keine Aussage über die real nutzbaren Potenziale zu.

Tab. 3.5: Ausgewiesene Einzelpotenziale des Hauptteils der dena-Netzstudie II [75]

	Haushalt		Industrie	
	neg.	pos.	neg.	pos.
Nachtspeicherheizungen	25.692	5.864	0	0
Umwälzpumpen	0	2.316	0	0
Wärmepumpen	1.333	722	0	0
elekt. Warmwasserbereitung	2.024	669	0	0
Kühlschränke	1.368	554	0	0
Gefrierschränke	530	571	0	0
sonstige Potenziale im Haushalt	2.832	212	0	0
Summe Haushalt	33.779	10.908	0	0
Summe ausgewiesener DSM-Potenziale Haushalt	35.278	6.732	0	0
Zementindustrie: Zementklinkern	0	0	269	45
Chemieindustrie: Chloralkalielektrolyse	0	0	346	556
Aluminiumindustrie	0	0	0	277
Stahlindustrie	0	0	0	815
Papierindustrie	0	0	64	217
Summe Industrie	0	0	679	1.910
Summe ausgewiesener DSM-Potenziale Industrie	0	0	485	2.143

Anhang

Im Gegensatz zu der Untersuchung im Hauptteil der Studie erfolgt im Rahmen des Anhangs B eine detaillierte und umfangreichere Betrachtung der Prozesse, wodurch sich in Summe andere Potenziale ergeben. Im Bereich der Haushalte werden Einzel- und Mehrfamilienhäuser separat betrachtet, welches wiederum Einfluss auf die installierten Heizungssysteme sowie dem Vorhandensein verschiedener Haushaltsgeräte aus der Gruppe der Weißen Ware hat. In Konsequenz ergeben sich leicht veränderte Werte. Das durchschnittliche negative Potenzial beläuft sich auf rund 32 GW und das positive auf 7 GW. Im Unterschied zum Hauptteil wird hier im Anhang B das mögliche DSM-Potenzial des GHD-Sektors mitbetrachtet. Die Vorgehensweise hierfür ähnelt der für den Haushaltssektor. Für die Bestimmung der DSM-Potenziale sind neben dem Stromverbrauch der jeweiligen Anwendungsbereiche auch deren technischen Rahmenbedingungen und typische Lastverläufe zu berücksichtigen. Die hiesigen Analysen stützen sich dabei hauptsächlich auf denen von [76]. Die für den Sektor identifizierten Hauptanwendungen umfassen Prozesskälte und -wärme, Belüftung, Klimakälte und Heizsysteme. Demnach entfallen für diesen Sektor gut 14 GW als positives und ca. 2,5 GW als negatives DSM-Potenzial.

Die Abbildung der energieintensiven Prozesse des industriellen Sektors gleicht prinzipiell dem des Hauptteils. Zusätzlich umfasst die Betrachtung im Anhang B der Studie im Vergleich zum Hauptdokument Querschnittstechnologien, wie Druckluftanwendungen, Belüftungssysteme und Prozesskälte. Bedingt der erhöhten Detailtiefe der Betrachtung beläuft sich das Gesamtpotenzial für DSM auf ein positives und negatives Potenzial von rund 4 GW und 6,5 GW im Industriesektor.

Im Sinne der Übersichtlichkeit und Nachvollziehbarkeit gliedert Tab. 3.6 hierbei noch einmal die neuen betrachteten Einzelpotenziale sowie für die Sektoren ausgewiesenen DSM-Potenziale auf.

Tab. 3.6: Ausgewiesene Einzelpotenziale des Anhangs B der dena - Netzstudie II [75]

	Haushalt		Gewerbe		Industrie	
	neg.	pos.	neg.	pos.	neg.	pos.
Summe ausgewiesener DSM-Potenziale Haushalt	32.049	7.029	0	0	0	0
Prozesskälte	0	0	367	656	0	0
Prozesswärme	0	0	730	107	0	0
Belüftungssysteme	0	0	1.372	476	0	0
Klimakälte	0	0	2.330	436	0	0
Nachtspeicherheizungen	0	0	9.475	747	0	0
Summe GHD	0	0	14.274	2.422	0	0
Summe ausgewiesener DSM-Potenziale GHD	0	0	14.275	2.420	0	0
Energieintensive Prozesse (Zement-, Chemie-, Aluminium-, Stahl- und Papierindustrie)	0	0	0	0	410	1.811
Prozesskälte	0	0	0	0	703	2.049
Belüftungsanlagen	0	0	0	0	141	1.075
Druckluft	0	0	0	0	2.680	1.598
<i>Summe Querschnittstechnologien</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3.524</i>	<i>4.722</i>
<i>ausgewiesene Summe für die Querschnittstechnologien</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3.523</i>	<i>4.722</i>
Summe ausgewiesener DSM-Potenziale Industrie	0	0	0	0	3.933	6.533

3.1.5 dena-Verteilnetzstudie [77]

Die „dena-Verteilnetzstudie“ aus dem Jahre 2012 befasst sich mit der zu erwartenden Entwicklung der Verteilernetze bis ins Jahr 2030. Den Kern der Studie bilden Simulationen der Spannungsebenen Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS). Hierfür werden jeweils eine typische HS-Masche bzw. ein typischer MS- oder NS-Strang modelliert.

Der NS-Strang umfasst laut Studie 40 Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 140 MWh und 2 Gewerbekunden deren Jahresstromverbrauch sich auf 40 MWh beläuft. Als steuerbare Lasten der NS-Ebene wurden Weiße Waren (Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler), Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen identifiziert. Die Ausstattung der Haushalte mit Weißer Ware geschieht anhand statistischer Werte. Im Mittelspannungsstrang sind zwölf Ortsnetzstationen mit à fünf NS-Strängen angeschlossen. Dabei beläuft sich der Jahresstromverbrauch der Haushaltskunden auf 8.500 MWh und der der Gewerbekunden auf 7.500 MWh. Die im MS-Strang angeschlossenen Industriekunden werden mit einem Jahresstromverbrauch von 1.300 MWh modelliert. Die Modellierung der Masche im HS-Netz ergibt, dass sich in dieser sechs Umspannanlagen mit jeweils zwei HS/MS-Transformatoren befinden. Hierbei versorgt ein HS/MS-Transformator zehn MS-Stränge. In Summe werden die jeweiligen Jahresenergiebedarfe der Sektoren Haushalt mit 1.008 GWh, Gewerbe mit 900 GWh und Industrie mit 1.756 GWh veranschlagt.

Die Simulationen betrachten das komplette Jahr 2030, sodass tägliche Änderungen in Markt- und Netzanreizen sowie der Einsatz steuerbarer Geräte bzw. Prozesse einfließen können. Als Zielfunktion der Marktanzreizsimulation wird der umgekehrte Verlauf der Residuallast Deutschlands verwendet und ist für alle drei Spannungsebenen identisch angenommen. Die sich in der Studie ergebenden DSM-Potenziale werden im Folgenden aufgrund der rekursiven Betrachtung der Netzebenen für die HS-Masche resümiert.

Der Haushaltssektor unterteilt sich in die Bereiche Weiße Ware, Elektromobilität und Wärmepumpen. Der Begriff der Weißen Ware wird im Rahmen dieser Studie auf die Gerätegruppen Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler reduziert. Als Annahme gilt, dass die Durchdringung dieser Gerätetypen bis zum Jahr 2030 konstant bleibt und eine Beteiligung der Geräte an DSM-Maßnahmen von 20% besteht. Hieraus resultiert ein positives und negatives Potenzial von 10,9 MW und 17,2 MW. Im Segment der Elektrofahrzeuge steigt die Bereitschaft für DSM laut der Annahmen der Studie auf 100% an. Die Zahl der bis 2030 angemeldeten Elektrofahrzeuge wird nach [78] auf fünf Millionen extrapoliert, wovon durchschnittlich fünf Fahrzeuge an einen NS-Strang angeschlossen sind. Die Ladeleistung jedes Fahrzeugs wird mit 3,7 kW angenommen. Dies führt zu einem aggregierbaren positiven Potenzial von 8,1 MW und einem negativen von 16,5 MW. Wärmepumpen sind nach ihrem Energieverbrauch anteilmäßig auf die drei Sektoren wie folgt aufgeteilt: 90% Haushalt, 9% Gewerbe und 1% Industrie. Insgesamt stellen die Pumpen ein positives Potenzial von 28,2 MW und ein negatives von 2,5 MW bereit (siehe Tab. 3.7).

Der Sektor Gewerbe unterteilt sich entsprechend der Studie grob in zwei Gruppen: die erste umfasst die Bereiche Prozesswärme, Prozesskälte und Belüftung (kurz: Gewerbe-1) und die zweite Klimakälte und Heizungssysteme (kurz: Gewerbe-2). Für einen Zeitraum von einer Stunde sind 21,8 MW in der ersten Gruppe (4,2% des Stromverbrauchs der Gruppe) als positiv verschiebbares Potenzial und 11,0 MW (2,1%) als negatives angegeben. Prozesse der zweiten Gruppe können pro Tag für sieben Viertelstunden-Intervalle um 105,2 MW (92%) positiv und 10,5 MW (9,2%) negativ verschoben werden (siehe Tab. 3.7).

Im Industriesektor wird zwischen NE-Metallen, Metallherzeugung und Grundstoffchemie (kurz: Industrie-1) und den Querschnittstechnologien der Papier-, Stein-, Erd- und Ernährungsindustrie (kurz: Industrie-2) separiert. Innerhalb eines Jahres kann das Potenzial von 38,4 MW der Kategorie Industrie-1 (0,7% ihres Stromverbrauchs) 40-mal für jeweils eine Viertelstunde abgerufen werden. Aus den Industriezweigen von Industrie-2 steht ein tägliches positives Potenzial von 41,5 MW (3,4%) für bis zu zwei Stunden zur Verfügung. Das negative Potenzial dieser beiden Gruppen ergibt sich aus Markt- und Netzanreizen und beläuft sich auf 4,2 MW für die erste und 2,1 MW für die

zweite Gruppe, wobei auf Angaben der Abrufhäufigkeit und -dauer verzichtet wurde (siehe Tab. 3.7).

Tab. 3.7: Ausgewiesene DSM-Potenziale der dena-Verteilnetzstudie [77]

	Dauer in 1/4h	NS-Strang in kW		MS-Strang in kW		HS-Masche in MW	
		pos.	neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
Weißer Ware	1	2,4	1,5	143,3	90,6	17,2	10,9
Elektromobile	4	18,5	18,5	137,5	67,4	16,5	8,1
Wärmepumpe	8	0,4	3,9	22,3	247,5	2,5	28,2
Prozesskälte Prozess- wärme Belüftung (Gewerbe)	4	0,5	1	91,3	182	11	21,8
Klimakälte Hei- zungssysteme (Gewerbe)	7	0,5	4,7	87,9	876,7	10,5	105,2
NE-Metalle Metaller- zeugung Grundstoff- chemie (Industrie)	16	0	0	3,1	28,5	4,2	38,4
Papier, Stein, Erde, Ernährung Klimati- sierung (Industrie)	8	0	0	1,6	30,7	2,1	41,5
Summe	-	22,2	29,6	568,5	1.434,10	64	254,1

3.1.6 Status Quo und Potentialanalyse von Speichertechnologien, Energieinfrastrukturen und Lastmanagement für Unternehmen in der Metropolregion Hamburg [79]

Die vom Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) erarbeitete und im Jahr 2015 publizierte Studie „Status Quo und Potenzialanalyse von Speichertechnologien, Energieinfrastrukturen und Lastmanagement für Unternehmen in der Metropolregion Hamburg“ fokussiert neben den Einsatz von Speichertechnologien als Flexibilitätsoption auch Lastmanagementoptionen. Hierfür wird eine quantitative Bewertung von Flexibilitäten mit einem Betrachtungshorizont bis 2030 durchgeführt.

Laut der Studie sind im Bereich Industrie / GHD die technischen Voraussetzungen für ein Lastmanagement größtenteils gegeben. Hierbei bietet speziell die Lastverlagerung ein hohes technisches Potenzial. Selbiges gilt auch für Haushalte und Kleinverbraucher für z. B. das Nutzen von Haushaltsgeräten, Warmwasserbereitern sowie gesteuerte Ladevorgänge im Bereich Elektromobilität. Deren Erschließung sieht die Studie aufgrund zu erwartender Vorlaufzeiten frühestens mittelfristig. Die im Rahmen der Studie adressierten DSM-Potenziale sind in Tab. 3.8 zusammengefasst.

Tab. 3.8: Übersicht über mögliche DSM-Flexibilitäten nach [79]

	Tech. Potenzial für DE	Dauer	Bemerkung
Überschussstrom zu Wärme	mehr als -10 GW; kurzfristig	sehr hoch	nur negative Leistung, abhängig vom Wärmebedarf
Lastmanagement Industrie/GHD	+2/-0,7 GW; +0,5/-4,4 GW; kurzfristig	1 bis 4 Stunden	kurzfristig und kostengünstig nutzbares Potenzial
Lastmanagement Haushalte	ca. +0,6 GW/-2,3 GW bis 2030	einige Stunden	(ohne Wärmepumpen)
Lastmanagement Haushalte - elektr. Wärmepumpen	max. +0,45 GW (Winter)/ -2,2 GW (Sommer) bis 2030	ca. 2 Stunden	Dauer mit Wärmespeicher auch höher

3.1.7 Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien [80]

Die 2013 vom BET im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. vorgelegte Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien“ untersucht den Einfluss fluktuierender Einspeisung auf die Systemstabilität. Dabei sollen Flexibilitäten identifiziert werden, um Abweichungen zwischen Einspeisung und Verbrauch auszugleichen.

Im ersten Schritt werden in der Studie zur Analyse des Bedarfs an Ausgleichsmaßnahmen, Windkraft-, Photovoltaikanlagen und Lasten modelliert. Anhand der Datenreihen der EE-Einspeisung und Last wird die Residuallast berechnet. Das Konsortium analysiert diese Daten nach maximaler Leistung, erforderlicher Bereitstellungsdauer und den möglichen Gradienten. Um den Bedarf an Flexibilitäten zu bestimmen, trifft die Studie die Annahme, dass keine Flexibilisierungsmaßnahmen der dezentralen Erzeugungsanlagen und der Verbraucher bestehen. Des Weiteren werden Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen als ausschließlich stromgeführt betrieben angenommen und es erfolgt keine Berücksichtigung eines „Must run-Betriebs“ konv. Kraftwerke. Die in der Studie bestimmten Potenziale für DSM sind in Tab. 3.9 dargestellt. Der Haushaltssektor hält demnach ein positives und negatives Potenzial von 4.500 MW bzw. 1.050 MW zum Abruf bereit. Die Flexibilitäten des Industriesektors basieren auf den Angaben der dena-Netzstudie II [75] und der VDE Studie Demand Side Integration [71].

Tab. 3.9: Übersicht der DSM-Potenziale [80]

	Tech. Potenzial für DE	Dauer	Bemerkung
Lastmanagement Industrie/GHD	+2/-0,7 GW; +0,5/-4,4 GW; kurzfristig	1 bis 4 Stunden	kurzfristig und kostengünstig nutzbares Potenzial
Lastmanagement Haushalte	ca. +0,6 GW/-2,3 GW bis 2030	einige Stunden	(ohne Wärmepumpen)
Lastmanagement Haushalte - elektr. Wärmepumpen	max. +0,45 GW (Winter)/ -2,2 GW (Sommer) bis 2030	ca. 2 Stunden	Dauer mit Wärmespeicher auch höher
Überschussstrom zu Wärme	mehr als -10 GW; kurzfristig	unbegrenzt	nur negative Leistung, abhängig vom Wärmebedarf

3.1.8 Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens [81]

Ziel der Studie „Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft aus dem Jahr 2012 war die Generierung von Verbraucherlastgängen zum Jahr 2030. Hierfür wurde ein Modell mittels „Bottom-Up“ auf Basis ermittelter Referenzlastgänge einzelner Geräte, Gewerbe oder Branchen generiert. Des Weiteren umfasst die Studie unterschiedliche Szenarien, die verschiedene gesellschaftliche/technische Entwicklungspfade abbilden. Anhand der für die Jahre 2020 und 2030 ermittelten Residuallastgänge werden die möglichen zukünftigen Einsätze von schaltbaren Verbrauchern analysiert. Für die hiesige Betrachtung sind dabei folgende Szenarien von Interesse:

Szenario A: Im Rahmen des „business as usual“ (BAU) Szenarios wird ein Lastgang für das Jahr 2030 aus der Entwicklung heutiger Lastgänge unter der Annahme, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 60% beträgt bei steigendem Bruttostromverbrauch (ca. + 1% bis 2030), modelliert. Der Einsatz schaltbarer Lasten kann trotz politischer Unterstützung aus verschiedenen Gründen nur zum Teil eingebunden werden.

Szenario B: Das Szenario „DSM/DR“ zielt auf eine möglichst vollständige Einbindung dieser Lastmanagementpotenziale. D. h., man geht hier von einem flächendeckenden Ausbau und Einsatz an Techniken zur Nutzung von schaltbaren Lasten sowie deren vollständige Ausnutzung im Jahre 2030 aus. Für Energieverbrauch und -erzeugung gilt 80% Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 bei sinkendem Bruttostromverbrauch (ca. 6% bis 2030).

Die im Rahmen der Studie identifizierten Potenziale sowie deren Verfügbarkeiten für diese Szenarien fassen Tab. 3.10 und Tab. 3.11 zusammen.

Tab. 3.10: Ausgewiesene DSM-Potenziale und Verfügbarkeiten für das Szenario „BAU“ [81]

Sektor	Anlage	Referenzszenario 2020		Referenzszenario 2030	
		Verfügbar- keit in h	max. Leis- tung in GW	Verfügbar- keit in h	max. Leis- tung in GW
Haushalt	Kühl-/Gefriergeräte	1	0,4	1	3,1
GHD	Kühl-/Gefriergeräte	2	0,3	2	0,8
Haushalt	Waschmaschinen	1	1	1	3
Haushalt	Wäschetrockner	1	1,1	1	3,3
Haushalt	Spülmaschinen	6	2	6	5,9
Haushalt	Elektrospeicherheizungen	18	14,6	18	9,2
Haushalt	Wärmepumpen	1	5,7	1	8
Haushalt	Warmwasser-Speicher	18	8,8	18	6,3
Haushalt	Laden von Traktionsbatterien	12	1,9	12	14,9
Haushalt	Laden von Traktionsbatterien	5	0	5	0,8
GHD/ Haushalt	Klimakälte	1	0,9	2	2,7
Industrie	Prozesse 1	1	0,1	1	0,4
Industrie	Prozesse 2	4	0	4	0,1

Tab. 3.11: Ausgewiesene DSM-Potenziale und Verfügbarkeiten für das Szenario „DSM/DR“ [81]

Sektor	Anlage	Referenzszenario 2020		Referenzszenario 2030	
		Verfügbar- keit in h	max. Leis- tung in GW	Verfügbar- keit in h	max. Leis- tung in GW
Haushalt	Kühl-/Gefriergeräte	2	1	2	3,7
GHD	Kühl-/Gefriergeräte	2	0,7	2	2,1
Haushalt	Waschmaschinen	3	1,8	3	5
Haushalt	Wäschetrockner	3	2	3	5,4
Haushalt	Spülmaschinen	12	3,5	12	9,6
Haushalt	Elektrospeicherheizungen	18	9,7	18	6
Haushalt	Wärmepumpen	4	4,3	4	4,6
Haushalt	Warmwasser-Speicher	18	5,4	18	3,2
Haushalt	Laden von Traktionsbatterien	12	4,7	12	24,8
Haushalt	Laden von Traktionsbatterien	5	0,1	5	1,3
GHD/ Haushalt	Klimakälte	2	3,5	4	9,8
Industrie	Prozesse 1	1	1,1	1	3,7
Industrie	Prozesse 2	4	0,2	4	0,8

Unter Berücksichtigung der angegebenen Verfügbarkeiten und unter der Annahme, dass diese für einen Tag gelten, ergeben sich (siehe Gl. (A.8)) für die Szenarien und Sektoren folgende durchschnittliche DSM-Potenziale (siehe Tab. 3.12).

Tab. 3.12: Durchschnittliche DSM-Potenziale pro Sektor und Szenario [81]

Szenario	Haushalt in MW	GHD in MW	Industrie in MW
„BAU“	21.554,17	197,17	33,33
„DSM/DR“	27.562,50	991,67	287,50

3.1.9 Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign [82]

Speziell für Kraftwerke mit hohen variablen Erzeugungskosten, welche gleichzeitig schwach ausgelastet sind, besteht zukünftig die Gefahr, dass diese ihre Investitionen nicht über die Strommärkte decken können. Die vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) durchgeführte Studie aus dem Jahr 2012 „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“ beschäftigt sich mit der Fragestellung, ob der heutige deutsche Strommarkt langfristig eine ausreichend hohe Versorgungssicherheit garantiert. Dafür werden hier initial die Anreize zur Investition in konventionelle Erzeugungskapazitäten analysiert. Anschließend erfolgt neben der Vorstellung zweier möglicher Kapazitätsmechanismen eine Abschätzung hinsichtlich deren Erwägung. Als eine weitere Option zum Zubau von Erzeugungskapazitäten merkt die Forschungsgruppe an, dass eine

Nachfrageflexibilisierung einen ähnlichen Effekt hinsichtlich der mittleren Netzauslastung hat und somit als Alternative fungieren kann. Die Untersuchung umfasst die fünf Sektoren energieintensive Industrie, GHD, Haushalt, Kommunal sowie Transport und fokussiert ausschließlich die Bestimmung technischer Potenziale.

Für den industriellen Sektor weist die Studie ein Potenzial in Höhe von 6 GW aus, im gewerblichen von 2,5 GW und im häuslichen von 7 GW. Im Kommunalsektor finden sich mögliche Potenziale hauptsächlich in Pump- und Belüftungsprozessen von Kläranlagen. Deutschlandweit steht hier ein Potenzial von 130 MW zur Verfügung. Als Potenzialquelle im Transportsektor werden Elektrofahrzeuge mit externer Ladeeinrichtung identifiziert. Vom Zielszenario der Bundesregierung ausgehend (bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge), nimmt die Forschungsgruppe 500.000 Fahrzeuge an, die in der Lage sind, Strom zurück ins Netz zu speisen. Bei einer angenommenen Rückspeiseleistung von 3,68 kW pro Fahrzeug und einem Elektrofahrzeuganteil von 10%, bestimmt die Studie ein kumuliertes Potenzial von 180 MW.

3.1.10 Energiespeicher für die Energiewende [83]

Die ETG-Task Force Energiespeicher adressiert in ihrer Studie „Energiespeicher für die Energiewende“, welchen Beitrag Speicher im Zusammenspiel mit flexiblen Kraftwerken und flexiblen EE-Anlagen zum Ausgleich von Last und volatiler Erzeugung leisten können. Im Rahmen der 2012 publizierten Untersuchung werden auch DSM-Maßnahmen als Flexibilitätsoption betrachtet. Mögliche Potenzialquellen sind bspw. Wärmepumpen, Klimatisierungstechnologien und Elektrofahrzeuge (siehe Tab. 3.13). Das Szenario 40% beschreibt hierbei 40% EE-Ausbau und entspricht somit ungefähr dem Jahr 2030. Hierfür ergibt sich im Sektor Haushalt ein Gesamtpotenzial von 12,7 GW.

Tab. 3.13: Ausgewiesene DSM-Potenziale im Haushalt in GW laut [83]

		Wärmepumpen	Elektromobilität	Klimatisierung	Summe
Leistung in GW für Szenario	40%	6,9	3,3	2,5	12,7
	80%, 100%	15,3	24,7	10	50

3.1.11 Smart Nord - Intelligente Netze Norddeutschland [84]

Fokus dieses im Jahr 2015 abgeschlossenen Projekts liegt auf der Untersuchung hinsichtlich einer koordinierten, dezentralen Bereitstellung von Regel-, Wirk- und Blindleistung aus Verteilernetzen in einem Zeithorizont bis 2030 (siehe dazu Abschnitt 2.2). Basierend auf den definierten Evaluations Szenarien lassen sich die DSM-Potenziale für Haushalte mittels Anwendungen aus der Gruppe der Weißen Ware ableiten. Berücksichtigt werden die Geräte: Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Kühlschrank, Gefrierschrank und Wärmepumpe. Zu jedem Verbraucher werden in der Studie Angaben bzgl. ihrer Leistung und Durchdringung je Haushalt gemacht (siehe Tab. 3.14).

Tab. 3.14: Durchdringung typischer Verbrauchseinheiten für Szenario 2030

Verbrauchertyp	Leistung in W	Durchdringung in %
Waschmaschine	~ 2.000	95
Wäschetrockner	~ 2.000	50
Geschirrspüler	~ 2.000	62

Verbrauchertyp	Leistung in W	Durchdringung in %
Kühlschrank	~ 138	106
Gefrierschrank	~ 142	52
Wärmepumpe	~ 2.000	6,6

Basierend auf den in der Studie getroffenen Annahmen, dass die im Zeitraum 2011-2030 neu installierten Wärmepumpen einer hohen Steuerbarkeit unterliegen sowie dass die übrigen Verbrauchseinheiten voll steuerbar sind, kann die Annahme getroffen werden, dass all diese hier aufgeführten Potenziale in 2030 voll zugängliche Freiheitsgrade sind.

3.1.12 Demand Side Management in Haushalten - Analyse des praktischen Potenzials zur Bereitstellung von Reserveleistung bis 2020 [85]

Das Paper „Demand Side Management in Haushalten - Analyse des praktischen Potenzials zur Bereitstellung von Reserveleistung bis 2020“ [85] von S. von Roon, T. Gobmaier und M. Huck aus dem Jahr 2010 entstand im Rahmen des Projekts „Windenergie - Ausgleich der Prognosefehler“. Es beschreibt die Leistungspotenziale des Haushaltssektors bis 2020. Die dazu erforderlichen quantitativen Abschätzungen erfolgen in mehrstufigen Prozessen. Als Datengrundlage dient das zuvor bestimmte theoretische Potenzial (siehe Tab. 3.15), welches über die Anzahl an Geräten (Angaben aus Literaturrecherchen) hochgerechnet worden ist. Der nächste Betrachtungsschritt führt Limitierungen des Potenzials wie die Anzahl an DSM-fähigen Geräten, die Bereitschaft Reserveleistung anzubieten und die Identifikation von Prozessen, die keine Komplikationen bei einer Leistungsanpassung haben, ein. Das Ergebnis des Papers ist ein im Tagesmittel in Haushalten für ganz Deutschland realisierbares positives Potenzial von 160 MW und ein negatives von 730 MW.

Tab. 3.15: Datenbasis und Ergebnisse [85]

		Geschirrspülmaschinen	Waschmaschinen & Trockner	Kühl- & Gefriergeräte
theoretisches Potenzial in MW	pos.	860,00	1.090,00	1.900,00
	neg.	430,00	1.090,00	11.900,00
Bereitstellungszeit in h	pos.	1,00	2,00	1,00
	neg.	2,00	2,00	1,00
Szenario 2020 - Praktisches Potenzial in MW	pos.	24,00	26,00	110,00
	neg.	48,00	26,00	660,00

3.1.13 Demand Side Management Potential - A case study for Germany [86]

Die Autoren M. Stötzer, P. Gronstedt und Z. Styczynski beschreiben in ihrem Konferenzbeitrag zur CIRED 2011 „Demand Side Management Potential - A case study for Germany“ eine Methodik zur Abschätzung des DSM-Potenzials der Sektoren Haushalt und GHD für Deutschland. Dabei wurden die folgenden in Tab. 3.16 zusammengefassten DSM-Potenziale für den Haushaltsbereich identifiziert.

Tab. 3.16: DSM-Potenziale im Haushaltssektor nach [86]

Gerätetyp	Durchdringung in %	Last in kW	Verschiebedauer in min
Klimagerät	5,00	5,00	150,00
Nachtspeicherheizung	6,10	3,60	120-150
Umwälzpumpe	10,00	0,30	60,00
elektr. Warmwasserbereitung	21,70	2,70	15-180
Waschmaschine	95,80	2,80	180-540
Trockner	39,40	2,00	180-540
Gefrierschrank	55,00	0,10	15-120
Kühlschrank	106,00	0,10	15-120
Geschirrspülmaschine	65,00	2,10	150,00

Die im Paper beschriebene Methodik ermittelt auf der Datenbasis nach Tab. 3.16 ein positives DSM-Potenzial von 5,4 GW und ein rund fünfmal höheres Potenzial für die negative Erbringung von 23,8 GW. Für den Sektor GHD erarbeiten die Autoren, nach einer Top-Down Herangehensweise, den jährlichen Stromverbrauch für die in Tab. 3.17 definierten Subkategorien für die Jahre 2010 und 2020. Darauf aufbauend erfolgt die Berücksichtigung limitierender Faktoren des Potenzialabrufs, wie bspw. maximale Verlagerungszeiten oder eine maximale Anzahl an Abrufen pro Tag. Als Ergebnis weist die Studie ein positives Potenzial von 4.600 MW für den Sektor GHD aus. Trotz fehlender Betrachtung veranschlagt die Studie für den Industriesektor 2,8 GW.

Tab. 3.17: DSM-Potenziale im Gewerbesektor nach [86]

Typ	Maximales DSM-Potenzial für 2010 in MW	Maximales DSM-Potenzial für 2020 in MW
Handel	1.100	1.000
Hotel + Restaurant	600	530
Landwirtschaft	675	600
Gartenbau	20	18
Schwimmbäder	1.400	1.200
Wäscherei	170	150
Produktion	1.200	1.040

3.1.14 Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten [87]

Die Dissertationsschrift „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“ von M. Klobasa aus dem Jahre 2007 widmet sich der Fragestellung, inwiefern mit-

tels steuerbarer und flexibler Nachfrage die steigenden Anforderungen nach Regelungsmöglichkeiten innerhalb des zukünftigen Netzbetriebs erfüllt werden können [87]. Hierfür erfolgt initial eine Analyse der technischen und ökonomischen Potenziale verlagerbarer und flexibler Nachfragen der drei Sektoren Haushalt, Gewerbe und Industrie. Im Rahmen der Arbeit erfolgt eine Identifizierung der technischen Potenziale der Sektoren anhand eines fünfstufigen Prozesses. Ausgangspunkt ist eine Analyse des gesamten Strombedarfs mehrerer einzelner Benutzer- bzw. Anwendungsgruppen. Innerhalb dieser Gruppen erfolgen eine Selektion der wichtigsten Einzelanwendungen sowie eine Prüfung hinsichtlich derer Lastmanagementeignung. Die auf diese Weise identifizierten theoretischen Potenziale geeigneter Anwendungen werden mit Hilfe spezifischer Vorankündigungszeiten sowie tageszeitlicher und saisonaler Verfügbarkeit auf ihr technisches Potenzial reduziert, welches die Basis der weiteren Betrachtung bildet.

Im nächsten Schritt werden die identifizierten technischen Potenziale unter Berücksichtigung ökonomischer Restriktionen bewertet. Dabei ist eine Differenzierung hinsichtlich Lastmanagementanwendungen im Industriebereich und Anwendungen im GHD- und Haushaltsbereich erforderlich. Im Gegensatz zur Industrie hat das Lastmanagement im Gewerbe und Haushaltssektor nur wenig Einfluss auf die Produktionsprozesse und dafür mehr auf Komfortansprüche. Der Abschätzung des ökonomischen Potenzials liegt eine für den Industriebereich dreistufige und im GHD- sowie Haushaltssektor eine einstufige Kosten/Nutzen-Analyse zu Grunde (siehe [87]).

Alle identifizierten Anwendungen sind auf neun Potenzialklassen aufgeteilt (Tab. 3.18). Jeder Klasse ist ein typischer Lastverlauf, eine maximale Verlagerungsleistung und -zeit zugeordnet. Deren Vorhaltung sowie Abruf erfolgt absteigend von Klasse 1 nach 9. Zudem weist die Arbeit aus, ob es sich hierbei um ein verlagerbares oder abschaltbares Potenzial handelt.

Tab. 3.18: Maximales Lastverlagerungspotenzial nach [87]

Klasse	Anwendungen	Maximales Verlagerungspotenzial in MW	Maximale Verlagerungszeit in h	Profil
1	Industrieprozesse (hohe Leistungen, Verlagerung begrenzt)	2.200	24	abschaltbar
2	Industrieprozesse (Querschnittstechnologie)	800	4	verlagerbar
3	Kälteprozesse (hohe Leistung)	200	4	verlagerbar
4	Kälteprozesse (niedrige - mittlere Leistung)	800	4	verlagerbar
5	Belüftung (niedrige - mittlere Leistung)	900	4	verlagerbar
6	Klimatisierung + Warmwasser	10.000	4 - 8	verlagerbar
7	Nachtspeicher (GHD+HH)	25.000	8	verlagerbar
8	Haushaltsgeräte (Trocknen + Waschen + Spülen)	1.400	24	verlagerbar
9	Kälte Haushalte	2.000	1	verlagerbar

Summa summarum identifiziert die Arbeit in allen Sektoren Lastverlagerungspotenziale. Deutschlandweit stehen hierbei im Mittel rund 4 GW im Haushaltsbereich, ca. 3 GW im GHD-Sektor und

ungefähr 3 GW im Industriesektor bereit. Des Weiteren können je nach Außentemperatur Klimatisierungsanwendungen zusätzliche Potenziale von über 5 GW und Nachtspeicherheizungen von bis zu 18 GW stellen. Ökonomisch attraktiv sind vor allem Anwendungen im Industriebereich sowie Kälteanwendungen im Lebensmittelhandel.

3.1.15 Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 [88]

Die Frage „Welches Flexibilitätstechnologienportfolio gewährleistet bei einem hohen Anteil von Wind- und PV-Erzeugung am Bruttostromverbrauch eine sichere Netzversorgung?“ wird im Rahmen der November 2015 veröffentlichten Studie „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 - Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge“ adressiert. Hierfür erfolgt eine Auswahl von acht illustrativen Szenarien, welche die unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten der Stromnachfrage sowie den Entwicklungskorridor für die fluktuierende Einspeisung abbilden. Auf Basis eines einheitlichen Wetterjahres erfolgt für jedes der Szenarien eine Bestimmung der stündlichen Residuallasten, welche mittels der zukünftigen Flexibilitätsoptionen gedeckt werden müssen. Im Rahmen der Analyse von möglichen Flexibilitätsoptionen erfolgt auch eine Betrachtung von DSM-Maßnahmen in den Sektoren Haushalt, GHD und Industrie für das Jahr 2050.

Speziell Elektromobilität und PV-Speichersysteme weisen laut [88] im Bereich Haushalt viel größere Potenziale als die von Weißer Ware (Geschirrspüler, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Kühl- und Gefriergeräte) und elektrischen Heizsystemen auf. Dies beruht auf der Annahme, dass im Jahr 2050 70% der Haushalte ein Elektrofahrzeug, welches wiederum rund 20% seiner Batteriekapazität als Flexibilitätspotenzial bereitstellt, besitzen. Zusätzlich erfolgt eine Berücksichtigung der Anschlusshäufigkeit eines Elektrofahrzeugs am Netz sowie die Bereitschaft zur Beteiligung an DSM-Maßnahmen. Der Ermittlung der PV-Speicherpotenziale liegt zu Grunde, dass 80% aller Haushalte mit maximal zwei Wohneinheiten über eine Anlage verfügen. Für die Bereiche Weiße Ware und elektrische Heizungssysteme wird angenommen, dass das Anschlussnetz nicht für den Abruf derer Potenziale dimensioniert ist. Im Zuge dessen werden diese auf eine maximal verschiebbare Energiemenge von 2 kW mit 4 kWh pro Haushalt begrenzt.

Im Bereich GHD liegen laut [88] die Potenziale in den eingesetzten steuerbaren Stromverbrauchern wie Kälteanlagen, mechanische Energie und Raumheizung. Wie bereits in den vorherigen Studien beschrieben, sieht auch [88] im Sektor Industrie die technischen Potenziale in den energieintensiven Prozessen der Aluminium-, Chlor-, Papier-, Stahl- und Zementindustrie sowie in den eingesetzten Querschnittstechnologien (z. B. Druckluft, Fördertechnik etc.). Die für die Sektoren ausgewiesenen technischen Potenziale sind in Tab. 3.19 zusammengefasst.

Tab. 3.19: DSM-Potenziale der Sektoren nach [88]

Sektor	Steuerbare Leistung	Verschiebbare Energie
Haushalt	+65 GW/-65 GW	130 GWh
GHD	+0,7 GW/-1,9 GW	0,7 GWh
Industrie	+0,3 GW/-3,4 GW	6,8 GWh

Unter Berücksichtigung der ausgewiesenen Kostenannahmen der Studie, ermittelt diese ein ökonomisch nutzbares Potenzial im Bereich Industrie von 1 GW sowie eine verlagerbare Energie von 6

GWh. Das DSM-Potenzial für Haushalte variiert je nach betrachteten Szenario und Parametervariationen zwischen 2 bis 8 GW und 10 bis 25 GWh. Für den GHD-Sektor kommt [88] zu dem Schluss, dass unter den getroffenen Kostenannahmen DSM nur marginal genutzt werden wird.

3.2 Wirkleistungspotenzialabschätzung

Die in Abschnitt 3.1 adressierten Studien, Projekte und Publikationen haben einen deutlich Fokus auf der Abschätzung des Wirkleistungspotenzials. Zum Vergleich der ausgewiesenen Potenziale je Quelle nach Tab. 3.20 sind diese in Abb. 3.1 im VZPS gegenübergestellt dargestellt. Aufgrund der verschiedenen Angaben in den untersuchten Studien, Projekten und Publikationen erfolgt eine Unterscheidung hinsichtlich negativer und positiver sowie betragsmäßig angegebenen Wirkleistungspotenzialen für die Sektoren Haushalt, GHD und Industrie.

Es ist deutlich erkennbar, dass das Gros der Quellen die Potenziale in Beträgen angibt. Gleichermaßen unterscheiden sich auch die Größenordnungen der hier aufgetragenen Wirkleistungspotenziale. So reicht der Bereich von einigen Kilowatt bis zu rund 16 GW positiv und 50 GW negativ, was einer Summe von ungefähr 66 GW entspricht. Während die hier dargestellten Quellenr. 1, 5, 11 und 12 ([70], [71], [84], [85]) nur einen geringen Handlungsspielraum für die Wirkleistungsänderung bemessen, bescheinigt die dena-Netzstudie II [75] dem DSM speziell im Haushaltssektor ein großes Potenzial.

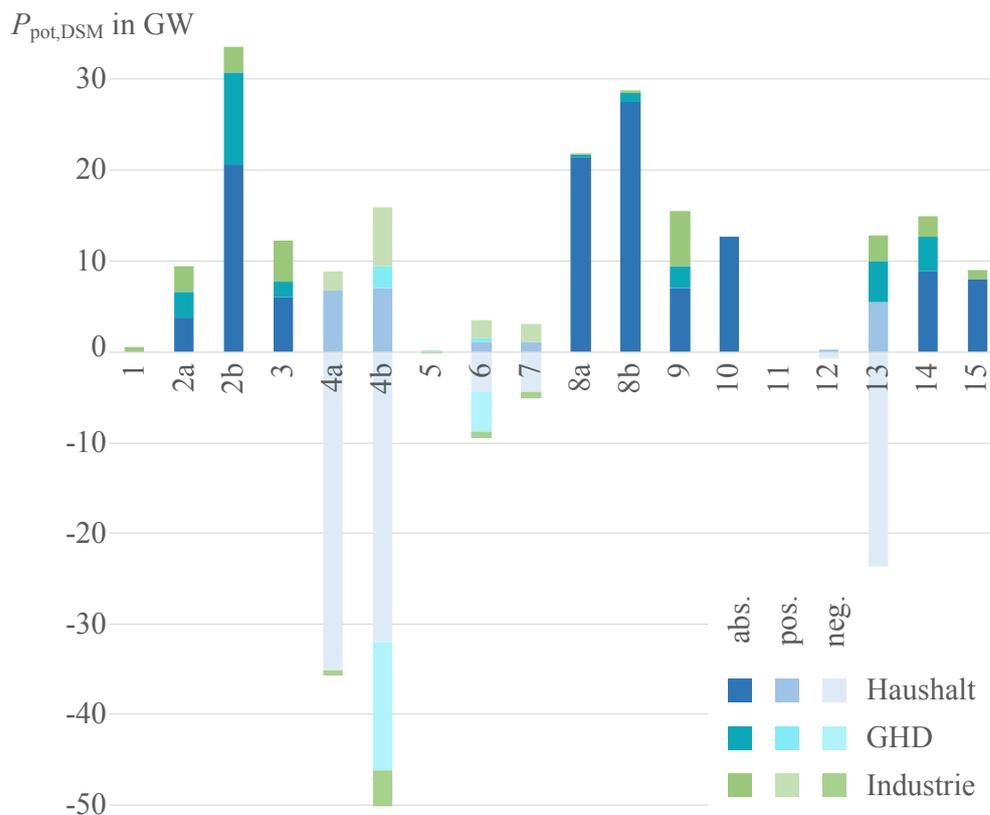


Abb. 3.1: Ergebnisse der Potenzialrecherche hinsichtlich Wirkleistung (Zuordnung der untersuchten Studien entsprechend Tab. 3.20)

Tab. 3.20: Legende der untersuchten Quellen

Nr.	Titel	
1	Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland	[70]
2	Demand Response in der Industrie - Status und Potentiale in Deutschland 2a: Angaben ohne Wärmepumpen und Nachtspeicher im Sektor Haushalt sowie ohne Klimatisierung im GHD-Bereich 2b: Angaben inkl. Wärmepumpen und Nachtspeicher im Sektor Haushalt sowie Klimatisierung im GHD-Bereich	[73]
3	Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland	[71]
4	dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025 4a: Angaben im Hauptdokument 4b: Angaben im Anhang	[75]
5	dena-Verteilnetzstudie - Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030	[77]
6	Status Quo und Potentialanalyse von Speichertechnologien, Energieinfrastrukturen und Lastmanagement für Unternehmen in der Metropolregion Hamburg	[79]
7	Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien	[80]
8	Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens 8a: „business-as-usual“-Szenario 8b: DSM/DR-Szenario	[81]
9	Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign	[82]
10	Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050	[83]
11	Smart Nord - Intelligente Netze Norddeutschland	[84]
12	Demand Side Management in Haushalten - Analyse des praktischen Potenzials zur Bereitstellung von Reserveleistung bis 2020	[85]
13	Demand Side Management Potential - A Case Study for Germany	[86]
14	Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz aus Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten	[87]
15	Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 - Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge	[88]

Eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse ist nur bedingt gegeben. Dies liegt hauptsächlich an folgenden Punkten:

1. unterschiedliche betrachtete Sektoren,
2. unterschiedlichen Szenarien wie z. B. zum EE-Ausbaugrad oder der Berücksichtigung von Elektromobilität,
3. adressierte Zeithorizonte und Regionen,

4. Vorgehensweise der Potenzialberechnung (z. B. mittels Simulation oder bilanzieller Hochrechnung),
5. berücksichtigte Restriktionen wie z. B. das Netz oder Verschiebefaktoren,
6. Aufschlüsselung der Potenziale (geräte-/prozessspezifisch vs. Sektoren),
7. Angabe der Potenziale (neg./pos. vs. Betrag).

Die Ableitung eines expliziten Wirkleistungspotenzials ist daher nicht möglich. Im Sinne der besseren Vergleichbarkeit der ausgewiesenen Potenziale erfolgt für einige Quellen eine Hochrechnung für Deutschland (siehe Anhang A.2). Des Weiteren werden die Potenziale nach Punkt 6 betragsmäßig angegeben, sowie alleinig nach den jeweiligen Sektoren Haushalt, Gewerbe und Industrie unterteilt. Die sich ergebenden Wirkleistungspotenziale sind Abb. 3.2 vergleichend dargestellt.

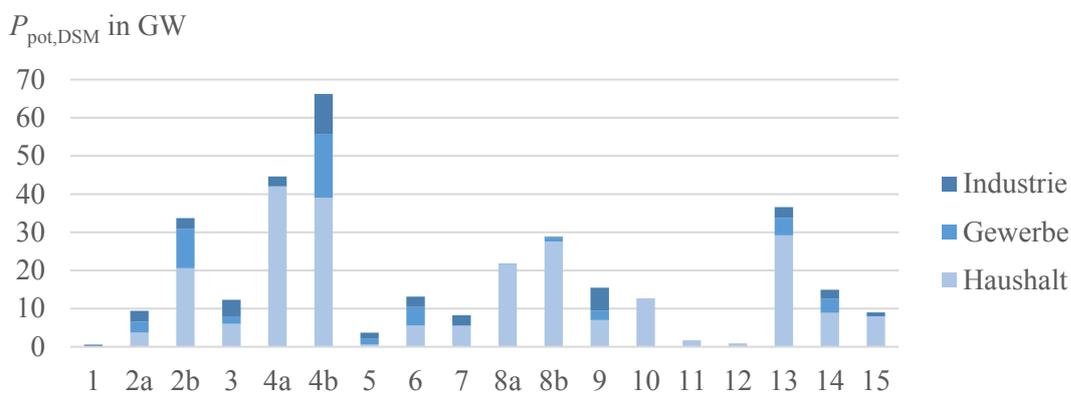


Abb. 3.2: Ergebnisse der ausgewiesenen Potenziale je Studie für Deutschland

3.3 Blindleistungspotenzialabschätzung

Die Betrachtung der Blindleistung in den unteren Netzebenen erfolgt nur bedingt in Studien. So adressiert z. B. die dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ den Blindleistungsbedarf nicht aber das vorliegende Potenzial [44]. Im Rahmen von [89], [90] analysieren die Malsch und Prinz das Blindleistungspotenzial in 110-kV-Netzen am 380/110-kV-Transformator. Dabei werden verschiedene EE-Ausbauszenarien für die Jahre 2015, 2020 und 2025 sowie die unterschiedlichen P-Q-Charakteristika alter und neuer Anlagen in der Hoch- und Mittelspannungsebene adressiert. Exemplarisch zeigt Abb. 3.3 das in der Studie ermittelte Blindleistungspotenzial des Hochspannungsnetzes am Netzverknüpfungspunkt (NVP) zur Höchstspannung im VZPS. Das Szenario bildet eine Schwachlastphase bei einem hohen Anteil an EE-Anlagen im Hochspannungsnetz für das Jahr 2020 ab. [89]

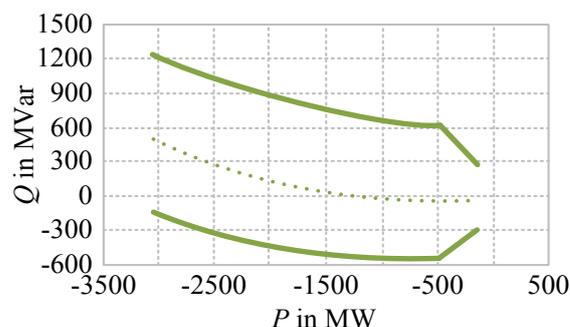


Abb. 3.3: Blindleistungspotenzial am 380/110-kV-Transformator eines 110-kV-Verteilernetzes mit in einer Schwachlastphase für das Jahr 2020 im VZPS nach [89]

Der untere grüne Graph repräsentiert die übererregte Betriebsgrenze der EE-Anlagen der obere die untererregte Betriebsgrenze. Der gepunktete Graph stellt sich am NVP für eine Fahrweise der EE-Anlagen von $Q = 0$ MVar ein. Auf Basis von den Ergebnissen der Studie ziehen die Autoren folgende Schlussfolgerungen. Die bereitstellbare Blindleistung der EE-Anlagen ist aufgrund der Annahmen bzgl. der P-Q-Charakteristika an deren Wirkleistungseinspeisung gebunden. Gleichzeitig wird mit erhöhender Wirkleistungseinspeisung bedingt der induktiven Serienelemente eine unproportionale Steigerung des Blindleistungsbedarfs ($Q_L \sim I^2$) erzeugt, weshalb die Blindleistungspotenzialmarge in den induktiven Bereich driftet. Zudem ergibt sich ein größeres abrufbares Potenzial, je geringer die elektrische Distanz zum gewünschten NVP ist. [89]

Wegen der begrenzten Datenlage ist eine Abschätzung des zukünftigen aus den Netzebenen 3 bis 7 zur Verfügung stehenden Blindleistungspotenzials alleinig mittels Literaturrecherche nicht möglich. Auf Grundlage der analysierten Studien ist davon auszugehen, dass eine Blindleistungsbereitstellung durch DSM oder Elektrofahrzeuge nicht zu erwarten ist. Unter der Berücksichtigung des geplanten Wegfalls konventioneller Kraftwerke müssen EE-Anlagen, wie auch in [89], [91]–[94] adressiert, oder neu zu errichtende Kompensationsanlagen die benötigte Blindleistung für die Systemführung im Jahre 2030 erbringen. Da EE-Anlagen entsprechend der aktuellen Planung ohnehin installiert werden, erfolgt hier ausschließlich deren Berücksichtigung. Kompensationsanlagen als Ausnahmelösungen werden bei der Betrachtung außen vorgelassen. Aufgrund der lokalen Charakteristik der Blindleistungsbereitstellung (nur kurze Transportstrecken für Blindleistung möglich) werden die Blindleistungspotenziale pro Netzebene bestimmt und angegeben. Die Datenbasis bildet das EE-Anlagenregister für Deutschland zum Stand vom November 2014 [10] (siehe Abb. 1.2).

Für alle Anlagen mit einem Anschluss in den Netzebenen 1 bis 3 sind die Anforderungen des TransmissionCodes 2007 [30] einzuhalten. Der TransmissionCode gibt drei Varianten für die „Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen für das Netz“, welche je nach Bedarf von dem systemverantwortlichen ÜNB auszuwählen sind. Die Varianten nach [30] sind für die Ermittlung regelzonenscharf zugeordnet worden. Die Blindleistungspotenziale der EE-Anlagen in den verbleibenden Netzebenen 4 bis 7 sind durch die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Verteilernetzbetreiber definiert. Dabei obliegt es jedem VNB selbst die TAB zu definieren. Eine kurze Gegenüberstellung des TAB Screenings ist Tab. 3.21 zu entnehmen.

Tab. 3.21: Maximale Verschiebungsfaktoren für MS- und NS-Netze

Quelle	MS	NS
„Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ BDEW [95]	$\cos \varphi \geq 0,95_{\text{kap}}$ bis $0,95_{\text{ind}}$	---
„Spezifikation zu Einrichtungen für die Reduzierung der Einspeiseleistung und Vorgabe der Blindleistung bei Erzeugungsanlagen“ NEW Netz [96]	$\cos \varphi \geq 0,95_{\text{kap}}$ bis $0,95_{\text{ind}}$ Q : 33% kap. bis 33% ind.	$\cos \varphi \geq 0,9_{\text{kap}}$ bis $0,9_{\text{ind}}$ Q : 48% kap. bis 48% ind. (gilt für $P \geq 20\% P_N$)
„TAB Mitteldeutschland - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz“ BDEW [97]	---	Auflösung nach Nennscheinleistung (siehe Tab. 3.22)

Für die Netzebenen 4 und 5 ist ein maximales $\cos \varphi$ von 0,95 kapazitiv und induktiv zulässig. Bzgl. der verbleibenden Netzebenen 6 und 7 sind verschiedene Angaben in den TABs zu finden. Dabei ist die „TAB Mitteldeutschland - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz“ des BDEW [97] am restriktivsten (siehe Tab. 3.22), weshalb dessen Angaben in den weiteren Betrachtungen angenommen werden.

Tab. 3.22: Maximale Verschiebungsfaktoren je Erzeugungsanlagengröße nach [97]

Generatortyp/ Netzanbindung	Erzeugungsanlage mit		
	$\Sigma S_{E_{max}} \leq 3,68 \text{ kVA}$	$3,68 \text{ kVA} < \Sigma S_{E_{max}} \leq 13,8 \text{ kVA}$	$\Sigma S_{E_{max}} > 13,8 \text{ kVA}$
PV-Anlagen oder BHKW mit Umrichter	Betrieb zwischen $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bis 0,95 übererregt keine weitere Vorgabe des Netzbetreibers	$\cos \varphi$ -Kennlinie nach [97] Bild 1 bis $\cos \varphi = 0,95$ untererregt	$\cos \varphi$ -Kennlinie bis $\cos \varphi = 0,90$ untererregt
direkt an das Netz gekoppelte Generatoren		fester $\cos \varphi = 0,95$ untererregt	fester $\cos \varphi = 0,90$ untererregt

Die sich aus den angegebenen Datenquellen für die jeweiligen Netzebenen ergebenden theoretischen Blindleistungspotenziale (Stand November 2014) sind in Abb. 3.4 nach VZPS dargestellt.

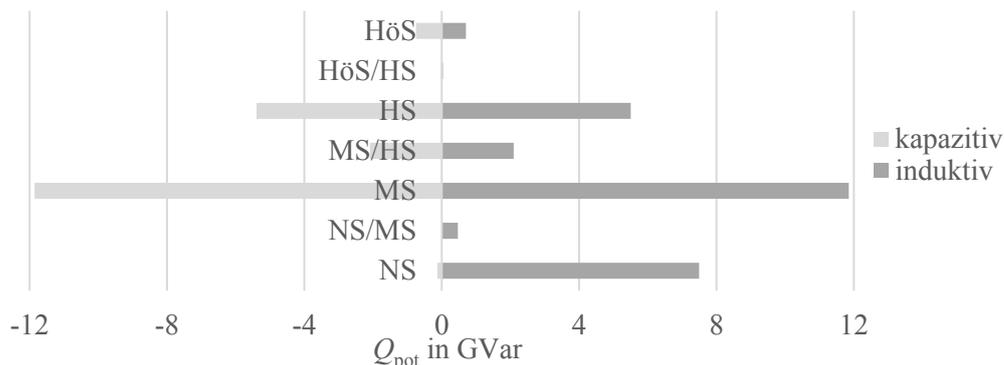


Abb. 3.4: Theoretisches Blindleistungspotenzial je Netzebene für Deutschland nach [10]

Nach der Abschätzung des theoretischen Blindleistungspotenzials für den Stand November 2014 ist dieses mittels der Skalierungsfaktoren (siehe Tab. A.16) für Deutschland basierend auf dem Netzentwicklungsplan Strom 2025 (NEP 2025) gemäß Anhang A.4.4 für das Jahr 2030 hochgerechnet und in Abb. 3.5 visualisiert.

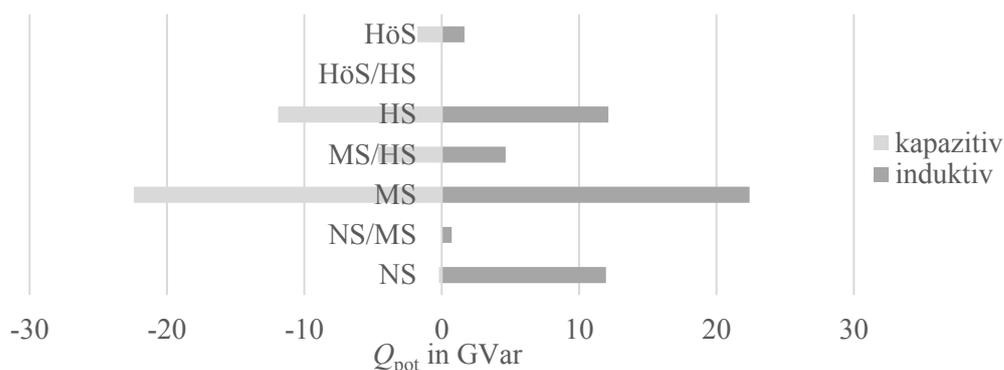


Abb. 3.5: Theoretisches Blindleistungspotenzial Deutschlands je Netzebene für 2030

3.4 Fazit

Wie bereits erwähnt adressieren die Studien, Projekte wie Veröffentlichungen in Abschnitt 3.1 die heutigen und zukünftigen Wirkleistungsstellpotenziale. Zur besseren Vergleichbarkeit dient Abb. 3.2. Die dort einzeln ausgewiesenen Potenziale weisen eine große Streuung auf. So liegt der Mittelwert³ für den Haushaltsbereich bei rund 12,8 GW. Eine weitere Möglichkeit ist die Abbildung der Potenziale mittels Median⁴. Tab. 3.23 vergleicht die beiden Werte je Sektor miteinander.

Tab. 3.23: Ausgewiesene Wirkleistungsstellpotenziale der Studien nach Mittelwert und Median

	Haushalt	Gewerbe	Industrie	Summe	bezogen auf Spitzenlast nach NEP 2025 Szenario B [99]
Mittelwert	12,8 GW	3,3 GW	2,6 GW	18,7 GW	22%
Median	7 GW	1,5 GW	2,3 GW	10,8 GW	13%

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass trotz sehr unterschiedlicher von den Studien und Veröffentlichungen ausgewiesener Wirkleistungspotenziale, diese eine signifikante Größe besitzen. Deren Aggregation und Nutzbarmachung sind für den zukünftigen Bedarf als betriebliche Freiheitsgrade lohnenswert.

Die Analyse der Blindleistungspotenziale zeigt, dass bereits heute speziell in den Netzebenen 3, 5 und 7 erhebliche Potenziale vorhanden sind. Dies ist durch den signifikanten Anteil an installierter Windkraft- und Photovoltaikanlagenleistung sowie deren vorrangigen Anschluss in den genannten Netzebenen begründet (siehe Abb. 1.2). Anhand der auf Basis des NEP 2025 [99] analysierten Skalierungsfaktoren für den zukünftigen EE-Ausbau (siehe Anhang A.4.4) ist damit einhergehend ein steigendes Blindleistungspotenzial ersichtlich.

Auch wenn es sich bei Blindleistung um ein lokales Phänomen handelt und dessen direkte Übertragung aus dem Nieder- oder Mittelspannungsnetz in das Übertragungsnetz nicht möglich ist, kann die Blindleistungsbereitstellung wie eine Kaskade gesehen werden. So resultiert der Abruf positiver Blindleistung der EE-Anlagen im NS-Netz zur Verminderung dessen Blindleistungsbezugs aus dem überlagerten MS-Netz. Folglich verlagert sich dieser Effekt der lokalen Bezugsreduzierung kaskadiert netzebenenübergreifend Richtung Netzebene 1. Zur vollen Ausnutzung der möglichen Arbeitsbereiche der jeweiligen Anlagentypen bedarf es einer direkten Regelung. Folglich sollte zukünftig im Sinne der „Flexibilisierung“ von festen Kennlinien wie z. B. der $\cos \varphi$ -Kennlinie oder Spannungs-Blindleistungs-Vorgaben abgesehen werden.

³ Über alle Studien die dies bzgl. eine Angabe gemacht haben.

⁴ Der Median ist eine mathematische Methode, welche den mittleren Wert einer geordneten Reihe angibt. In der Statistik gibt sie die zentrale Tendenz einer Verteilung an [98].

4 Methoden zur Nutzbarmachung betrieblicher Freiheitsgrade der Verteilernetzebenen

Wie in den voranstehenden Kapiteln aufgeführt, gewinnen aktive Netzanschlussnehmer in den Verteilernetzebenen für die Netzbetriebsführung zunehmend an Bedeutung. Heutzutage besitzen die Netzbetreiber je nach Konstellation (siehe Abb. 1.3) nur beschränkt für den netzbetriebsrelevante Informationen wie z. B. Betriebs-, Online- oder Stammdaten hinsichtlich ihrer angeschlossenen unterlagerten Netze [21]. Speziell in den unteren Spannungsebenen sind die Netze - in Anbetracht ihrer in der Vergangenheit geringen Relevanz für die „aktive“ Netzbetriebsführung und nicht zuletzt auch aus wirtschaftlichen Gründen - informations- sowie messtechnisch schlechter angebunden bzw. ausgestattet als die der oberen Spannungsebenen. Das heutige System (siehe Abschnitt 2.1) weist (wie in Abb. 2.4 skizziert) eine aufgabenspezifische Koordination unter den Netzbetreibern auf. So kann der ÜNB aufgrund der ihm vorliegenden Informationen meist bei Ermittlung der Maßnahmen die Rückwirkungen auf seine Anschlussnetze nur begrenzt berücksichtigen. Z. B. ist bei einer Redispatch-Anweisung an eine Erzeugungseinheit durch den ÜNB eine Netzzustandsverschlechterung deren anschlussgebenden Verteilernetzes nicht auszuschließen. Selbiges gilt auch für den VNB und dessen - soweit vorhanden - unterlagerte Netze. Bedingt durch die beschriebenen Herausforderungen sind für die Zukunft folgende Trends in den Bereichen Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Wirkleistungs- (P -Regelung) und Spannungs-/ Blindleistungsanpassung (U/Q -Regelung) zu erwarten:

Tab. 4.1: Beispiele für Trends die IKT, P -Regelung und U/Q -Regelung bei ÜNBs und VNBs betreffen

	IKT	P-Regelung	U/Q-Regelung
ÜNB	<ul style="list-style-type: none"> • Phasor Measurement Units • Special Protection Schemes • neue Leittechnikwerkzeuge 	<ul style="list-style-type: none"> • Abnahme konv. Kraftwerke • Zubau Offshore • HGÜ 	<ul style="list-style-type: none"> • Abnahme konv. Kraftwerke • Zubau Offshore • HGÜ • stat. Kompensationsanlagen
VNB _I	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau Automatisierung • neue Leittechnikwerkzeuge 	<ul style="list-style-type: none"> • Zubau EE • DSM 	<ul style="list-style-type: none"> • Zubau EE • stat. Kompensationsanlagen
VNB _{II}	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau Stationsleittechnik • Zubau Smart Meter 	<ul style="list-style-type: none"> • Zubau EE • Elektrofahrzeuge • DSM 	<ul style="list-style-type: none"> • Zubau EE • stat. Kompensationsanlagen
VNB _{III}	<ul style="list-style-type: none"> • Aufbau Stationsleittechnik • Zubau Smart Meter 	<ul style="list-style-type: none"> • Zubau EE (speziell PV) • Homespeicher • Elektrofahrzeuge • DSM 	<ul style="list-style-type: none"> • Zubau EE • regelbarer Ortsnetztransformator

Grundlegendes Ziel möglicher Netzbetriebsansätze muss die Erhaltung des heutigen Status Quo der Versorgungssicherheit sein. Dafür sind Verantwortlichkeiten und Aufgabenbereiche zu definieren, die die folgenden Anforderungen an ein Netzbetriebsansatz, kurz AN, erfüllen sollten:

- AN1 Berücksichtigung aller Netzebenen
- AN2 Nutzbarmachung der betrieblichen Freiheitsgrade in allen Netzebenen
- AN3 Beachtung der Netzrestriktionen und -charakteristika der einzelnen Netzebenen
- AN4 Jeder Netzbetreiber besitzt ein Portfolio an präventiven und kurativen Maßnahmen.
- AN5 Eignung für die Erbringung aller erforderlichen Systemdienstleistungen
- AN6 Austausch der für den Netzbetrieb relevanten Daten zur Erhöhung der betrieblichen Planungssicherheit durch Netzbetreiber

4.1 Mögliche Netzbetriebsansätze

Im Folgenden werden zunächst zwei mögliche Ansätze des Netzbetriebs skizziert, die jeweils in der einen wie in der anderen Richtung ein Extremszenario darstellen:

- Der zentralistische Ansatz, der sich dadurch auszeichnet, dass sämtliche steuernde Eingriffe direkt und ohne Zwischeninstanz durch den ÜNB auf alle Anlagen im gesamten Netzgebiet in allen Netzebenen erfolgen.
- Der hierarchische Ansatz, bei dem der ÜNB gar keinen Durchgriff auf Anlagen in den im Verantwortungsbereich liegenden Netzebenen außerhalb des Transportnetzes hat und nur der Anschlussnetzbetreiber auf Basis von ÜNB-Vorgaben die Umsetzung von Maßnahmen vornimmt.

Nach einer sich anschließenden Stärken-Schwächen-Analyse dieser beiden Extremfälle wird der im Rahmen dieser Arbeit vorgeschlagene hybride Ansatz abgeleitet.

4.1.1 Zentralistischer Ansatz

In einem zentralistisch geführten elektrischen Energiesystem laufen alle relevanten Informationen wie z. B. Betriebs-, Online- oder Stammdaten bei dem für die Regelzone zuständigen ÜNB zusammen und werden dort verarbeitet (siehe Abb. 4.1 *blaue Pfeile*). Im Rahmen einer Störung bzw. einer Abweichung $\Delta \underline{x}$ vom Soll-Zustand \underline{x} ermöglicht die umfassende Kenntnis über alle Netzzustandsgrößen aller Netzebenen dem Netzbetreiber eine bessere Berechnung der Maßnahmen unter Berücksichtigung aller Restriktionen der Anschlussnetze sowie dessen Zielfunktion ζ_A . Dabei ist ζ_A eine Funktion von dem Zustandsvektor \underline{x} , der Admittanzmatrix \underline{Y} und einem Kostenvektor \underline{c} , welche unter Einhaltung der Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen (g und h) zu minimieren ist.

$$\zeta_A = f(\underline{x}, \underline{Y}, \underline{c}) \rightarrow \min \quad (4.1)$$

$$g(\underline{x}) = 0 \quad (4.2)$$

$$h(\underline{x}) \leq 0 \quad (4.3)$$

Der Zustandsvektor umfasst hierbei alle komplexen Knotenspannungen sowie die Wirk- und Blindleistungen am Knoten. In Anlehnung an die heutige Praxis der Netzbetreiber werden im Folgenden die Spannungen u in p.u. sowie Wirk- und Blindleistungen (P und Q) in physikalischen Größen dargestellt. Somit gelte für \underline{x} in einem n -knotigen Netz:

$$\underline{x} = [P_1, Q_1, u_1, \dots, P_n, Q_n, u_n]^T \quad (4.4)$$

Je nach Art der Maßnahme werden anschließend die relevanten neuen Sollwerte für Wirk- oder Blindleistungen bzw. Knotenspannungen an die jeweiligen Anlagen der einzelnen Spannungsebene übermittelt (siehe Abb. 4.1 [P_{Soll} , Q_{Soll} , u_{Soll}] *graue Pfeile*). Der zentralistische Ansatz bedingt ein erhöhtes Datenaufkommen sowie entsprechende Verarbeitungsprozesse seitens ÜNB. GleichermäÙen wird dieser mit stark unterschiedlichen R/X-Verhältnissen der Netze je Spannungsebene und deren spezifischen Phänomenen wie z. B. Schutzeinstellungen konfrontiert werden.

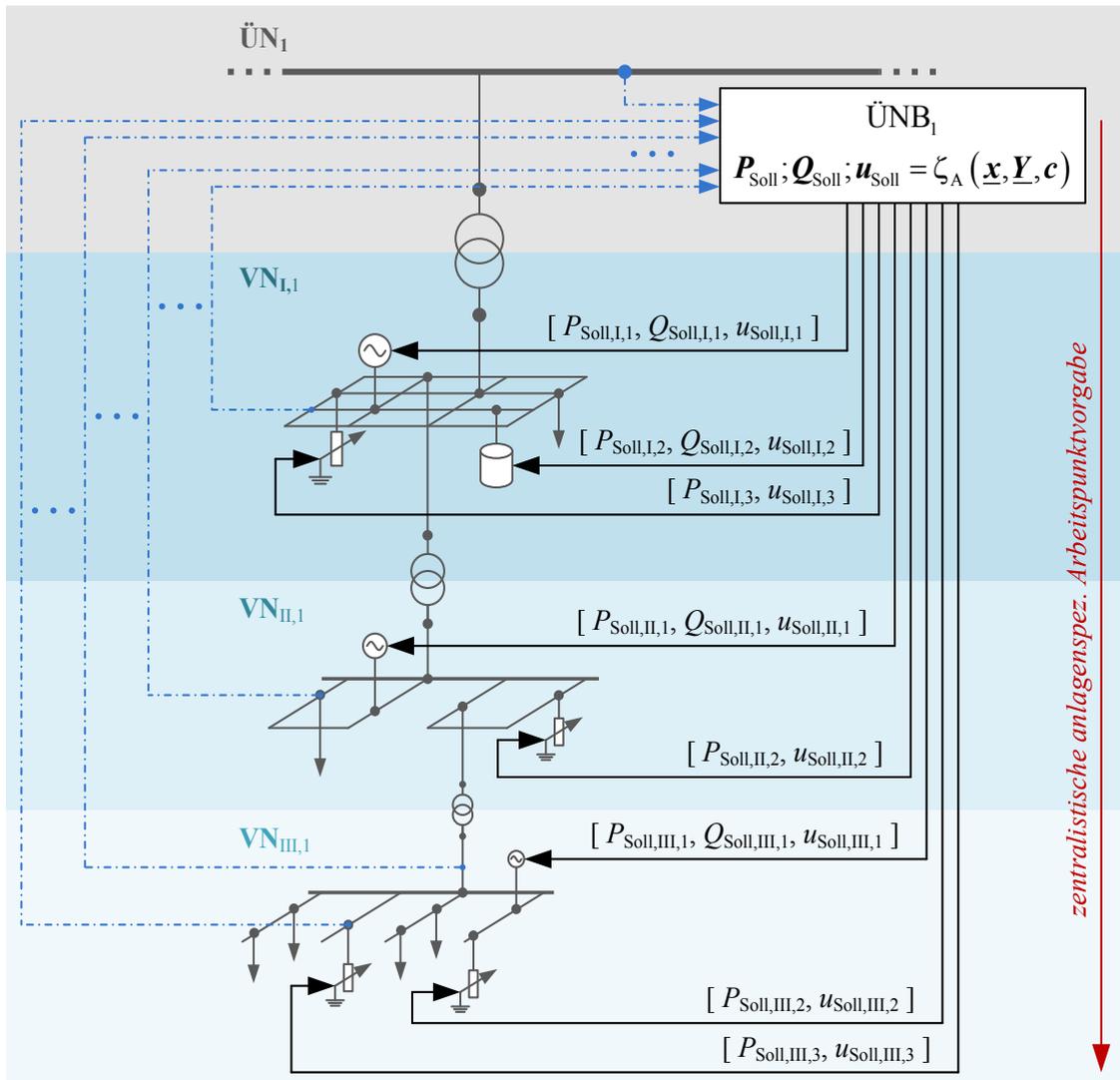


Abb. 4.1: Prinzip der Vorgabe von Sollwerten für P , Q und u beim zentralistischen Ansatz

Dieser Ansatz geht konform mit den Diskussionen über die zukünftige Rollenverteilung heutiger Akteure speziell die der Netzbetreiber im Rahmen des Gesetzesentwurfs zur Digitalisierung der Energiewende. Grundlegender Gegenstand des Entwurfs ist die Definition von Anforderungen an die zukünftig einzusetzenden Mess- und Kommunikationstechnologien sowie Datenverarbeitungssysteme. Einer der drei wesentlichen Kernpunkte ist dabei die Festlegung technischer Mindestanforderungen für den Einsatz intelligenter Messsysteme. Des Weiteren bedarf es Regelungen bezüglich der zulässigen Daten-kommunikation im Sinne des Datenschutzes und der Datensicherheit. Der dritte Aspekt umfasst Regelungen des Messstellenbetriebs sowie die Ausstattung von Messstellen

mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen zur Schaffung von Rahmenbedingungen eines kosteneffizienten, energiewendetauglichen und verbraucherfreundlichen künftigen Messstellenbetriebs. [100]

In diesem Zusammenhang regelt § 29 Abs. 1 des Entwurfs sofern technisch möglich (§ 30 selbiger Entwurf) und wirtschaftlich vertretbar (§ 31 desselben Entwurfs) dass an Zählpunkten aller Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 6.000 Kilowattstunden sowie mit Letztverbrauchern mit Vereinbarungen nach § 14a EnWG und EE-Anlagenbetreibern mit einer installierten Leistung über 7 Kilowattstunden mit einem intelligenten Messsystem auszustatten sind. Dabei sieht der Gesetzentwurf eine Verlagerung der Bilanzkreisabrechnung vom VNB zum ÜNB vor. Somit läge „die zuverlässige Erhebung, Verarbeitung, Übermittlung, Protokollierung, Speicherung und Löschung von aus Messeinrichtungen stammenden Messwerten“ beim ÜNB. VNBs sollen gemäß § 60 Abs. 3 des Entwurfs nur noch eingeschränkte Datennutzungs- und Zugriffsrechte haben. [100]

Der BDEW und seine Mitglieder aus der Verteilernetzbranche wollen die heute etablierte Vorverdichtung bilanzrelevanter Daten durch die VNB auch zukünftig bei diesem belassen. Dies begründet sich in diversen Vorteilen. So sind die existierenden Geschäftsprozesse bereits darauf abgestimmt. Gleichzeitig benötigen die VNBs zukünftig mehr Daten in einer höheren zeitlichen Auflösung für die Durchführung ihrer energiewirtschaftlichen Aufgaben. Folglich würde das auch zukünftige Innehalten des Messstellenbetriebs seitens VNB einen hohen Grad an Datenplausibilität und -validität ermöglichen. [101]

4.1.2 Hierarchischer Ansatz

Das hierarchische System zeichnet sich durch die strikte Trennung der Zuständigkeiten bzw. Verantwortlichkeiten je Netzebene aus (siehe Variante 4 in Abb. 1.3). Der Grundgedanke ist somit, dass es je Netzebene mindestens einen unabhängigen Netzbetreiber gibt, welcher alleinig für Maßnahmen in seinem Netzgebiet zuständig bzw. verantwortlich ist. Dies gilt für alle SDL. Somit wird gewährleistet, dass der ANB über alle abgerufenen Maßnahmen informiert ist. Gleichzeitig ermöglicht dies eine optimierte Berechnung sowie Umsetzung der Maßnahme unter Berücksichtigung derer Auswirkungen auf das Netz.

Im Rahmen des Planungsprozesses erstellt jeder Netzbetreiber anhand seiner Netzbetriebsführungsparameter, Zielfunktionen ζ und etwaiger Restriktionen gemäß (4.1) bis (4.3) seine Netzbetriebsplanung. Hierbei ist unter anderem eine Bestimmung und Aggregation seiner betrieblichen Freiheitsgrade vorzunehmen. Deren Berechnung erfolgt nach Gleichung (4.5) und ist exemplarisch für das Netz des VNB_{III,1}. Dabei gelte für den Zustandsvektor $\mathbf{x}_{III,1}$ die Beschreibung durch die komplexe Knotenspannung, Wirk- und Blindleistung sowie etwaige Stellpotenziale der m betrieblichen Freiheitsgraden (siehe Gl. (4.6)).

$$\left[\left[P_{\text{VNB}_{III,1}} \right]_{P_{\min}}^{P_{\max}} ; \left[u_{\text{VNB}_{III,1}} \right]_{u_{\min}}^{u_{\max}} \right] = \zeta_D(\mathbf{x}_{III,1}, \mathbf{Y}_{III,1}, \mathbf{c}_{III,1}) \quad (4.5)$$

$$\mathbf{x}_{III,1} = \left[P_{III,1,1}, Q_{III,1,1}, u_{III,1,1}, \dots, P_{III,1,n}, Q_{III,1,n}, u_{III,1,n}, \dots, \left[P_{III,1,1} \right]_{P_{\min}}^{P_{\max}}, \left[Q_{III,1,1} \right]_{Q_{\min}}^{Q_{\max}}, \dots, \left[P_{III,1,m} \right]_{P_{\min}}^{P_{\max}}, \left[Q_{III,1,m} \right]_{Q_{\min}}^{Q_{\max}} \right]^T \quad (4.6)$$

Der gesamte Planungsprozess erfolgt netzebenenübergreifend nach dem Bottom-Up Prinzip (siehe Abb. 4.2 *blaue Pfeile* $[\mathbf{P}, \mathbf{Q}]$ oder $[\mathbf{P}, \mathbf{u}]$). D. h., beginnend bei den Netzbetreibern der Niederspan-

nungsebene werden die betriebsrelevanten Informationen sowie deren Stellpotenzial (je nach Festlegung $[P, Q]$ oder $[P, u]$) deren überlagerten ANB für deren Planungsprozesse bereitgestellt. Dies erfolgt kaskadiert bis zum ÜNB. Somit setzt sich dessen Zustandsvektor \underline{x} aus den komplexen Knotenspannungen, Wirk- und Blindleistungen sowie etwaige Stellpotenziale der angeschlossenen Netze w zusammen.

$$\underline{x} = \left[P_1, Q_1, \underline{u}_1, \dots, P_n, Q_n, \underline{u}_n, \left[P_{\text{VNB}_{1,1}} \right]_{P_{\min}}^{P_{\max}}, \left[Q_{\text{VNB}_{1,1}} \right]_{Q_{\min}}^{Q_{\max}}, \dots, \left[P_{\text{VNB}_{1,w}} \right]_{P_{\min}}^{P_{\max}}, \left[Q_{\text{VNB}_{1,w}} \right]_{Q_{\min}}^{Q_{\max}} \right]^T \quad (4.7)$$

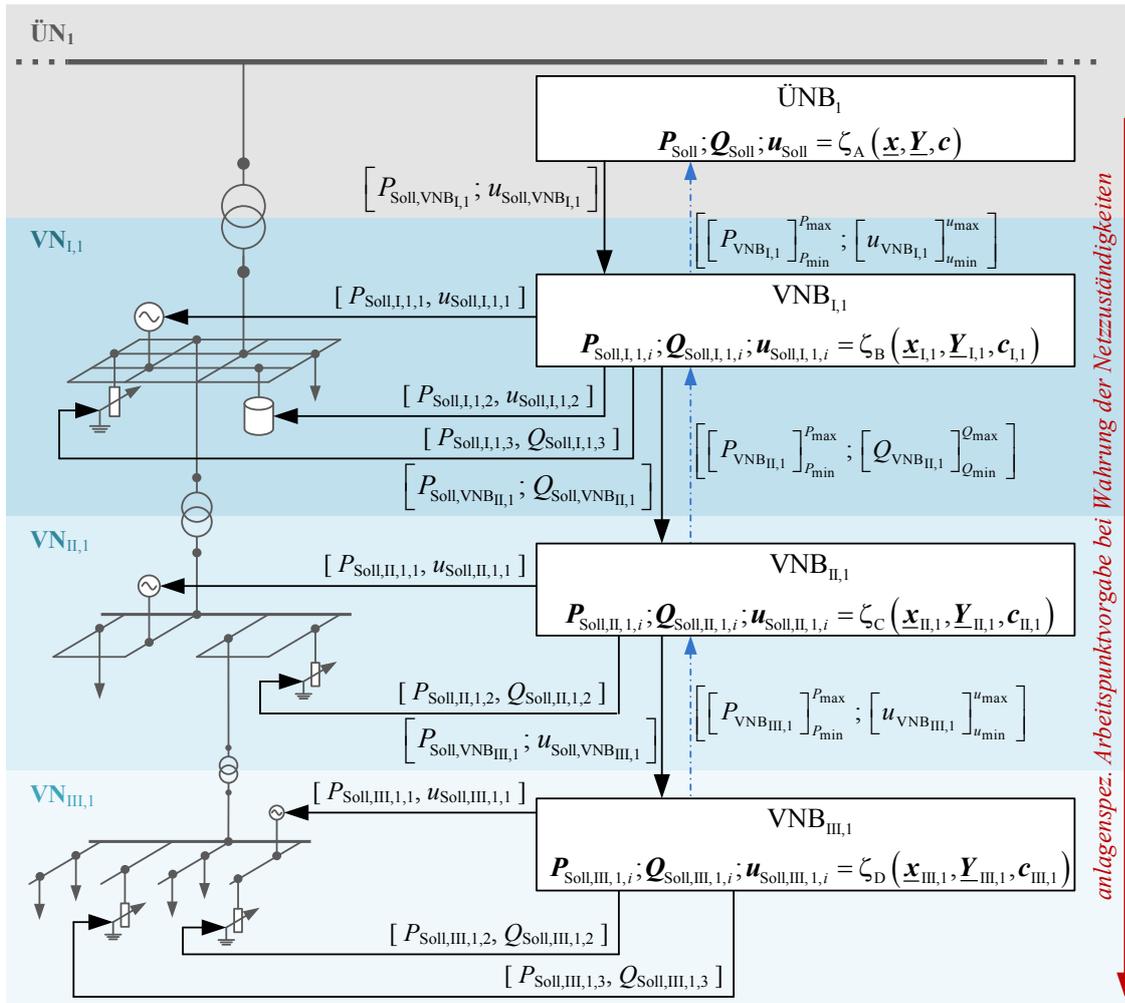


Abb. 4.2: Prinzip der Vorgabe von Sollwerten für P , Q und u beim hierarchischen Ansatz

Die Umsetzung einer Maßnahme geschieht nach dem Top-Down Prinzip. Die unterlagerten Netzbetreiber sind verpflichtet den Anweisungen ihres überlagerten Netzbetreibers Folge zu leisten (siehe Abb. 4.2 *graue Pfeile* $[P_{\text{Soll}}, u_{\text{Soll}}]$ oder $[P_{\text{Soll}}, Q_{\text{Soll}}]$). Die Umsetzung einer Maßnahme durch den dazu aufgeforderten Netzbetreiber erfolgt hinsichtlich seiner betrieblichen Grenzwerte sowie eigenen Netzbetriebsführungsstrategien bzw. Zielfunktionen ähnlich der Gleichungen (4.1) bis (4.3) und kann gleichermaßen kaskadiert weitergegeben werden. Dabei ist der angeforderte Netzbetreiber verpflichtet, dem ihm überlagerten Netzbetreiber über die Umsetzung der Maßnahme zu

informieren. Gleiches gilt für etwaige ungeplante Abweichungen vom angemeldeten Lastgang sowie vom Normalzustand, so dass dies in der Netzbetriebsführung des überlagerten Netzbetreibers berücksichtigt werden kann.

Im Vergleich zum heutigen Netzbetrieb bedingt dieser Ansatz eine Umverteilung der Aufgaben und Zuständigkeiten sowie einer Änderung des heutigen Marktgefüges. So wären bspw. sowohl der ÜNB als auch der VNB für die Wahrung der Systembilanz verantwortlich.

Unter Anbetracht das nach [101] die Energiewende im Gros dezentral im Verteilernetz stattfindet, ist der hierarchische Ansatz ebenso ein valides Zukunftsszenario. Dabei bleiben die heute bestehenden Netzverantwortlichkeiten unangetastet. Bei einem hierarchischen Ansatz verbleibt die Systemverantwortung beim ÜNB. Gleichzeitig bestehen auch die heutigen VNBs als Betreiber in den Netzebenen 3 bis 7.

4.1.3 Stärken und Schwächen des zentralistischen und hierarchischen Ansatzes

Basierend auf einer qualitativen Bewertung untereinander bzw. bezogen auf den heutigen Stand (siehe Abschnitt 2.1, Stand 2016) fasst Tab. 4.2 die signifikanten Vor- und Nachteile der beiden Ansätze zusammen. Grundlegendes Defizit des heutigen Standes ist die geringe Kenntnis eines Netzbetreibers von Netz- und Betriebsdaten aus dem Zuständigkeitsbereich eines anderen Netzbetreibers [21], [102]. Dies gilt vor allem für ÜNB und ANB sofern diese unterschiedlich sind. So können Maßnahmen seitens des ÜNBs weder das volle Potenzial der betrieblichen Freiheitsgrade in den unteren Spannungsebenen (siehe Kapitel 3) ausschöpfen; noch eine mögliche Gefährdung der unterlagerten Netze als Folge derer ausschließen. Zudem ist eine kaskadierte Nutzung der möglichen Stellglieder durch die VNBs nur bedingt möglich.

Die oben skizzierten Ansätze eines zentralistischen und hierarchischen Netzbetriebs erfüllen die eingangs aufgestellten Anforderungen AN1 bis AN6 an ein zukünftiges Netzbetriebsregime auf unterschiedliche Weise. Grundlegend ermöglichen beide Ansätze eine bessere Nutzung der im Kapitel 3 adressierten Potenziale. So ist beim zentralistischen Ansatz der ÜNB als alleinig für die Gesamtsystemführung verantwortlich. Das Monopol ermöglicht den Entfall der Koordination von Netzbetreibern und konzentriert die Informationen. Somit können die Maßnahmen optimiert hinsichtlich der Zielfunktionen der Übertragungsnetzbetriebsführung ermittelt werden. Gleichzeitig erlaubt es die Auswirkung der Nutzung von Anlagen, die keinen direkten Anschluss an das Übertragungsnetz haben, auf deren Anschlussnetz zu bewerten. Dabei bedarf das größer und komplexer werdende System neuartige Berechnungstools als auch aufgrund des sehr großen Datenaufkommens ein anforderungsgerechtes „Ultra“ Data Management⁵. Das Monopol bedingt weiterhin, dass bei einer Störung des ÜNBs kein VNB unterstützend seine Teilnetze weiter betreiben kann.

Der grundsätzliche Vorteil des hierarchischen Ansatzes ist, dass die heutigen Netzverantwortlichkeiten bestehen blieben. Gleichzeitig delegiert der ÜNB Aufgaben an seine unterlagerten VNBs. So sind VNBs sowohl für die Anpassung der Wirk- und Blindleistung sowie Spannung an deren Übergabepunkten zu ihren überlagerten Netzbetreibern als auch für die Einhaltung der Systembilanz mit verantwortlich. Dabei können die Maßnahmen optimiert hinsichtlich der Zielfunktionen des jeweiligen ANBs unter Berücksichtigung derer Auswirkungen auf das Netz berechnet werden.

⁵ Hierbei ist „Ultra“ Data Management als eine Steigerung des Big Data Management [103] zu verstehen. Unter Big Data versteht man im Allgemeinen eine große Menge an unstrukturierten Daten. Deren Organisation, Verwaltung und Verarbeitung wird unter dem Begriff Big Data Management zusammengefasst. [103]

Die dadurch benötigte neuartige Kommunikation bzw. Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern unterschiedlicher Spannungsebenen erfordert den Entwurf einer dafür geeigneten Schnittstelle. So bedingen die neuen Möglichkeiten respektive Aufgaben neuartige Werkzeuge wie z. B. zur Koordination, Kapazitätsberechnung etc. seitens VNBs.

Tab. 4.2: Qualitative Stärken-Schwächen-Betrachtung

Ansatz	Vorteile	Nachteile
Netzbetrieb in Deutschland (Stand 2016)	+ keine Investitionen	- beschränkte Informationsgrundlage - keine Berücksichtigung des Anschlussnetzes bei Ermittlung der Maßnahmen seitens ÜNB - unterlagerte Netze = Black Box - Maßnahmenkatalog der VNBs beschränkt
Zentralistischer Ansatz	+ ein Verantwortlicher + Koordination unter den Netzbetreibern entfällt + Auswirkungen auf die Anschlussnetze durch Maßnahmenabruf sind bekannt + optimierte Maßnahmen unter Berücksichtigung der Übertragungsnetzbetriebsführung + Bessere Nutzung der mögl. Stellpotenziale	- Entfall VNBs ➤ ein Verantwortlicher ➤ Monopol - sehr großes Datenaufkommen - „Ultra“ Data Management - sehr hohe Investition seitens ÜNB
Hierarchischer Ansatz	+ Auswirkungen auf die Anschlussnetze durch Maßnahmenabruf sind bekannt + Wahrung der heutigen Netzverantwortlichkeiten + optimierte Maßnahmen unter Berücksichtigung der Verteilernetzbetriebsführung + geringer Informationsaustausch + bessere Nutzung der mögl. Stellpotenziale	- neue Rollenverständnisse - erhöhter Bedarf an Beobachtbarkeit - Erweiterung des VNB Aufgaben- und Verantwortungsbereichs - Umsetzung Systembilanz - Bedarf geeigneter Kommunikations-/ Informationsaustauschschnittstelle - hohe Investition seitens VNB

4.1.4 Ansatz: „Vertikaler Netzbetrieb“

Angesichts der in Abschnitt 4.1.3 beschriebenen Stärken und Schwächen des zentralistischen und hierarchischen Ansatzes wird im Folgenden eine Hybridform (Vertikaler Netzbetrieb) vorgeschlagen, der sich aus Teilen beider Ansätze zusammensetzt. Der Vertikale Netzbetrieb fokussiert die Aggregation, Nutzung und Koordination von betrieblichen Freiheitsgraden über verschiedene Spannungsebenen hinweg. Dabei sollen die heutigen Netzverantwortlichkeiten unangetastet bleiben. Der Ansatz fußt auf der Hypothese, dass der ANB ein grundsätzliches Mitspracherecht hinsichtlich aller Maßnahmen in seinem Netz haben muss. Denn aus Anforderung AN3 leitet sich ab, dass das in Anspruch nehmen einer betrieblichen Maßnahme nicht in einer Verschlechterung des Netzzustands resultieren darf. In Konsequenz muss dies auch für Maßnahmen gelten, die nicht seitens ANB abgerufen werden.

Nach Anforderung AN5 an einen Netzbetriebsansatz muss dieser für Systemdienstleistungen kompatibel sein. Diese umfassen in Deutschland die Frequenz- und Spannungshaltung, den Versorgungswiederaufbau sowie die (Netz)Betriebsführung [20], [44], die sich gemäß Abb. 4.3 in weitere Produkte und Maßnahmen aufteilen. Deshalb wird im Folgenden der vorgestellte Ansatz des Vertikalen Netzbetriebs hinsichtlich seiner grundlegenden Eignung bzw. Kompatibilität zur Erbringung von SDL analysiert.

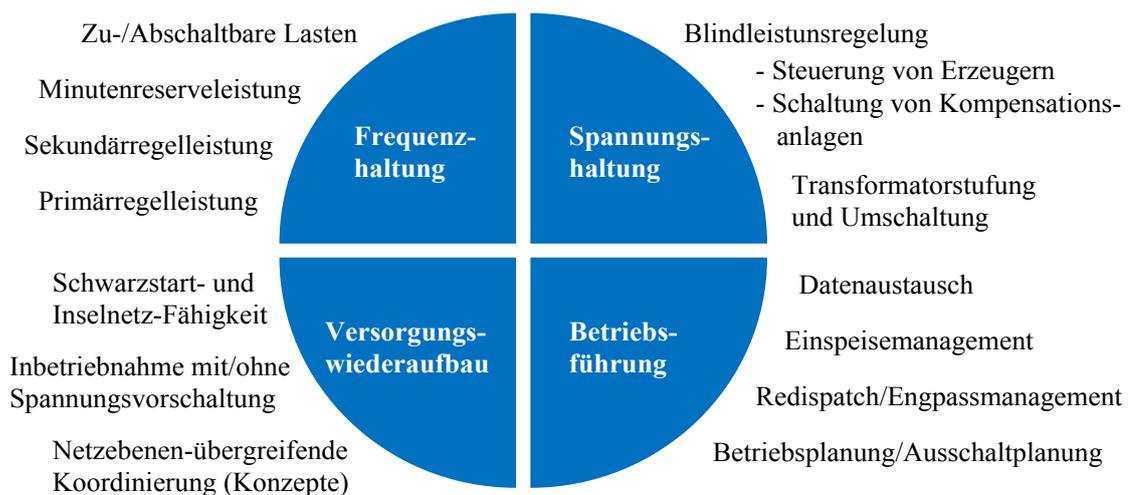


Abb. 4.3: Systemdienstleistungen in Anlehnung an [20]

Die Wahrung der Systembilanz ist bedingt seiner Erfahrung, Gesamtübersicht sowie bestehender Mess- und Regelungstechnik auch zukünftig beim ÜNB zu belassen. Folglich fußt die Frequenzhaltung innerhalb einer Regelzone prinzipiell auf einem „zentralistischen Ansatz“. Dabei muss der Netzbetriebsansatz sowohl den verschiedenen technischen Restriktionen seitens ÜNB, der Anlagen und Anschlussnetzes bzw. ANB als auch den Aspekten des liberalisierten Markts sowie den verschiedenen zeitlichen Aspekten gerecht werden. Der Erbringung von Regelleistung steht für alle drei Arten Primär-, Sekundär und Tertiärregelleistung, auch Minutenregelreserve genannt, ein Beschaffungsprozess voran [104]–[106]. Hierbei weist die Sekundärregelleistung (SRL) im Vergleich die meisten/höchsten regulatorischen und technischen Anforderungen auf. Deshalb wird im Folgenden der vom Autor erstmals in [17], [18], [107] vorgeschlagene Ansatz am Beispiel der SRL für die in Abb. 4.4 skizzierten Konstellation zusammenfassend beschrieben. Der Markt dient hierbei

als Plattform zur anonymen Regelleistungsallokation für die nach [104], [105] und [106] beschriebenen Beschaffungsprozesse. Die Erbringung der Regelleistung erfolgt mittels technischer Einheiten (TE). Eine TE beschreibt eine Einheit, welche in der Lage ist, SDL zu erbringen und an einem Netzknoten angeschlossen (Netzanschlusspunkt) ist [17]. Bedingt möglicher regulatorischer Anforderungen wie z. B. die Mindestangebotsgröße bei der SRL von 5 MW [47] können TEs zu einem Anlagenverbund/Pool zusammengeschlossen werden. Diese können sowohl an einem als auch an verteilten Netzanschlusspunkten angeschlossen sein. Aufgrund seiner hier veranschlagten Größe < 5 MW bedarf es eines weiteren Anlagenverbundes. Dessen Vermarktung obliegt dem in Abb. 4.4 dargestellten Aggregator. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist der Aggregator für ein Portfolio aus mehreren TEs, die an verschiedenen Netzanschlusspunkten angeschlossen sind und aus verschiedenen Anlagentypen bestehen können, verantwortlich.

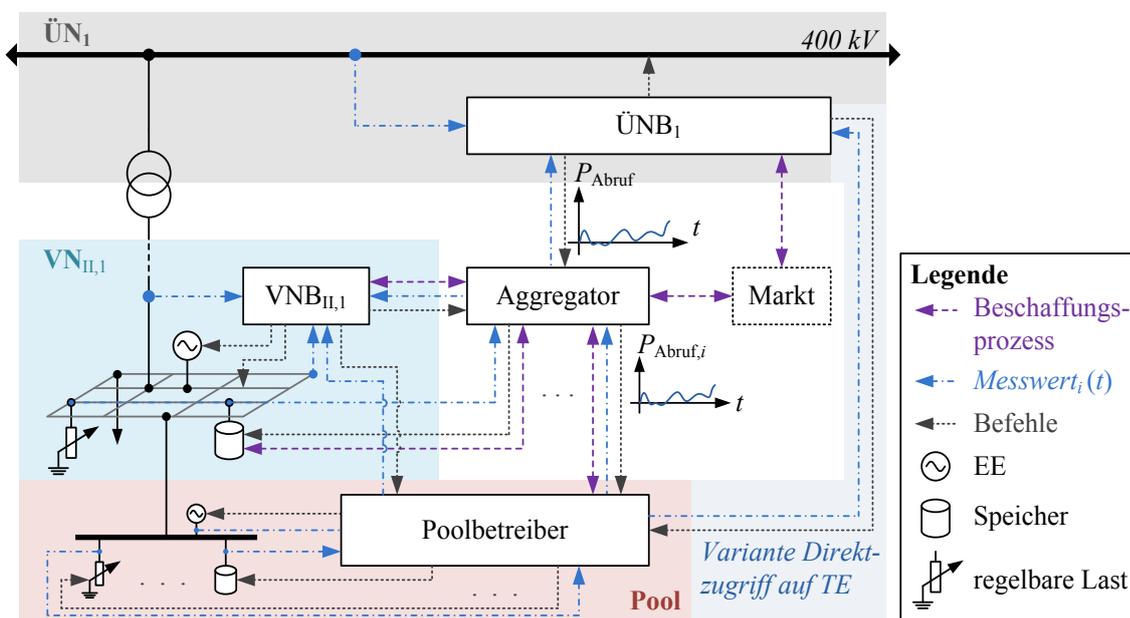


Abb. 4.4: Systemkonstellation und -architektur aus Sicht VNB_{II,1}

Im Rahmen des dem Abruf vorgelagerten Beschaffungsprozesses schreibt jeder ÜNB basierend auf dessen Prognosen seinen Regelleistungsbedarf für die folgende Woche auf einer Plattform aus (siehe Abb. 4.5 visualisiert als Markt und *Beschaffungsprozess 1*). Alle nach [47] präqualifizierten Aggregatoren (oder Anlagenbetreiber) können diese Ausschreibungen auf der Plattform einsehen. Anschließend fordern sie alle Informationen hinsichtlich zur Verfügung stehender Kapazitäten bei ihren TEs an (siehe *Prozess 3* und *4* in Abb. 4.5). Zur Vermeidung von Netzsicherheitsverletzungen in Folge eines Abrufs von Regelleistung müssen sich die Aggregatoren ihre veranschlagten Margen (Vorangebote) vom jeweiligen ANB (hier VNB_{II,1} siehe Abb. 4.4) bestätigen lassen. Nach Ablauf der Einreichungsfrist bereitet der verantwortliche VNB die eingegangenen Vorangebote auf. Im Sinne der Netzsicherheit muss dieser Prozess auch kaskadiert erfolgen, um die Einflüsse der unterlagerten Netze besser in die Kalkulation mit einbeziehen zu können. Anhand der eingereichten Daten, Last- und Erzeugungsprognosen sowie den Netzrestriktionen, Informationen unterlagerter Netzbetreiber (siehe Abb. 4.7) hinsichtlich derer zur Verfügung gestellten Margen [$P_{\text{min}}, \dots, P_{\text{max}}$] ermittelt der ANB die maximal zulässigen Margen $M_{\text{zulässig}}$ je TE j für den ausgedescribten Zeitraum in Form einer Zeitreihe mit 15-min-Intervall (dargestellt in Abb. 4.5 als 6.). Deren Berechnung für den Zeitschritt k erfolgt nach Gleichung (4.8) und ist exemplarisch für das Netz des VNB_{II,1}. Dabei gelte für den Zustandsvektor $\underline{x}_{II,1}$ die Beschreibung durch die komplexe

Im Rahmen einer Frequenzabweichung Δf berechnet hier der Sekundärregler mittels dem Area Control Error (ACE) [108] die zu erbringende SRL ΔP_j für jede bezuschlagte TE j mit $j=[1, \dots, m]$. Die Regelgröße ACE ist die Summe der Abweichungen von den vereinbarten Austauschleistungen $\Delta P_{RZ,i}$ eines Regelverbundes mit r Regelzonen (RZ) und dem Produkt von Δf und Netzkennzahl k_N [108].

$$\begin{aligned} \Delta p &= SR(ACE) \\ &= [\Delta P_1, \dots, \Delta P_m] \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$ACE = \sum_{i=1}^r \Delta P_{RZ,i} + k_N \cdot \Delta f \quad (4.11)$$

Die sich hierfür ergebende Architektur in ihrer Gesamtheit ist in Abb. 4.7 skizziert.

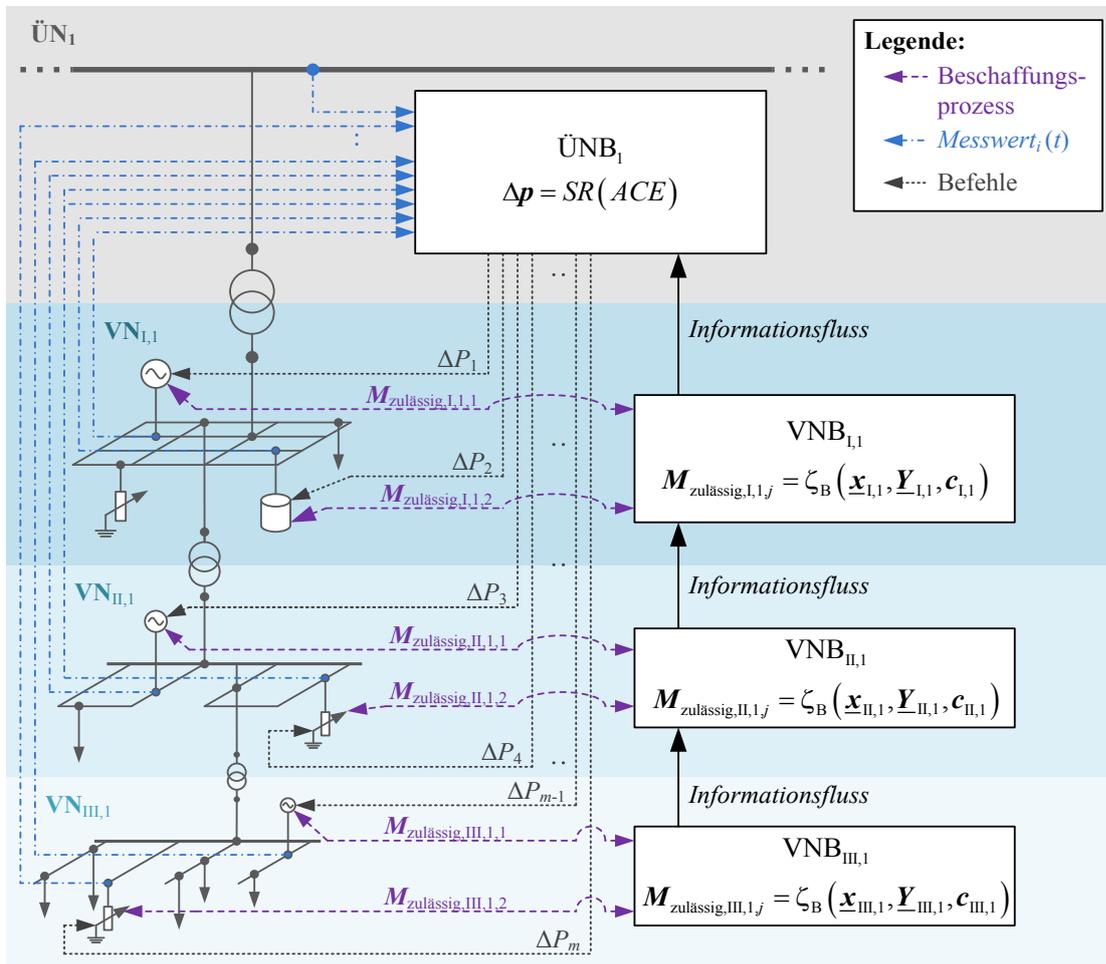


Abb. 4.7: Zentralistischer Ansatz für Leistungs-Frequenz-Regelung unter ein Bezug des ANB

Hingegen können Aufgaben wie Spannungshaltung, die Erbringung von Last- und Erzeugungsflexibilisierung im Rahmen des Engpassmanagements sowie der Netzwiederaufbau hierarchisch erfolgen. Bereits heute obliegt die Spannungshaltung im Netzgebiet dem jeweiligen dafür verantwortlichen Netzbetreiber [20]. Angesichts der in Abschnitt 3.3 ermittelten signifikanten Blindleistungspotenziale in den unteren Spannungsebenen ist folglich eine hierarchische Koordination eine logische Konsequenz.

In beiden Fällen kann dieser unter Einbeziehung seines Netzes sowie Netzzustands und dessen Anschlussnehmer die optimalen Anpassungen berechnen. Gleichmaßen besteht die Anforderung AN6 nach Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern. Für die Koordination der Netzbetriebsführungen ist ein Austausch von Sollwertzeitreihen für die Spannungen an den NVPs sowie hinsichtlich der Wirk- oder Blindleistungen geschehen (siehe Abb. 4.8). Eine genauere Ausführung ist Gegenstand des folgenden Abschnitts 4.2.

Die beschriebenen Maßnahmen hinsichtlich Spannungs-, Wirk- oder Blindleistungsanpassungen lassen sich wie folgt bezüglich ihrer Allokation und dem zeitlichen Bereich des physikalischen Phänomens einteilen (siehe Abb. 4.9). Dabei sind die Spannungs-Blindleistungs-Maßnahmen blau und alle wirkleistungs betreffenden Maßnahmen grün eingefärbt. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Vertikale Netzbetrieb, dessen Werkzeuge und benötigte Koordinationsschnittstelle auf Basis der quasi-stationären Phänomene entworfen sowie Tauglichkeit und Funktionalität untersucht.

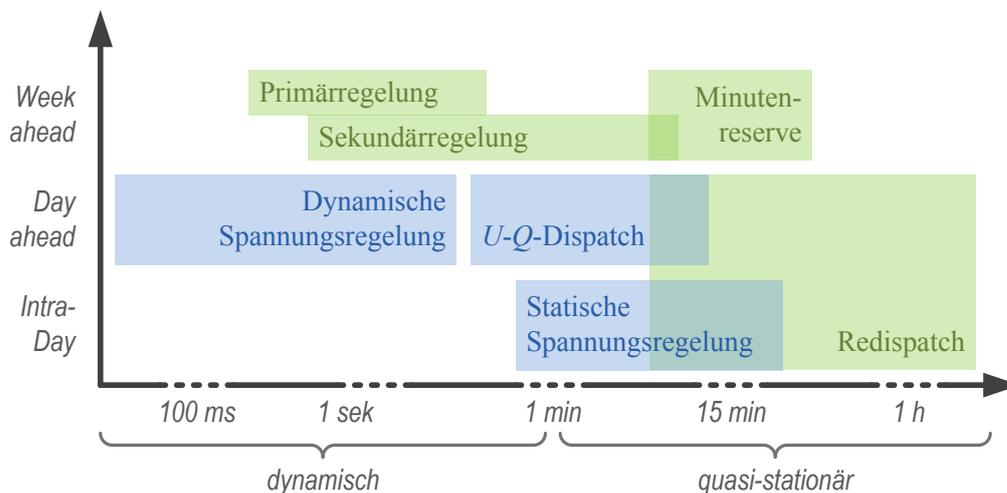


Abb. 4.9: Zeitliche Einordnung der Maßnahme hinsichtlich ihrer Allokation und dem physikalischen Phänomen sowie der aktiven Beteiligung der Netzbetreiber

Der hier vorgeschlagene Ansatz zu Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen erfüllt die für zukünftiges Netzbetriebsregime aufgestellten Anforderungen AN1 bis AN6. Der grundlegende Vorteil des Ansatzes besteht darin, dass sich die Architektur im Vergleich zum zentralistischen oder hierarchischen Ansatz einfacher in das heutige Netzbetriebsregime einpflegen lässt. So wahrt er die heute bestehenden Netzverantwortlichkeiten und belässt überwiegend die Zuständigkeiten für die einzelnen Aufgaben/Maßnahmen. Dabei ermöglicht die Erweiterung des Aufgabenbereichs des VNBs u. a. die Absicherung der Maßnahmenstellbereiche. Zudem kann gewährleistet werden, dass ein Maßnahmenabruf an einem betrieblichen Freiheitsgrad keine negativen Auswirkungen auf dessen anschlussgebendes Netz hat. Damit einhergehend ist auch eine bessere Nutzbarmachung der im Kapitel 3 adressierten Potenziale möglich. Gleichmaßen erfordern die neuen Aufgaben eine erhöhte Beobachtbarkeit des eigenen Netzes und neuartige Werkzeuge wie z. B. zur Koordination, Kapazitätsberechnung, Netzzustandsbestimmung etc. seitens des VNBs. Die benötigte Koordination bzw. Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern unterschiedlicher Netzinstanzen erfordert den Entwurf einer dafür geeigneten Schnittstelle.

Tab. 4.3: Qualitative Stärken-Schwächen-Betrachtung des Vertikalen Netzbetriebs

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> + Erweiterung des heutigen Systems <ul style="list-style-type: none"> ➤ leichtere Realisierbarkeit + überwiegende Wahrung der heutigen Aufgabenverantwortlichkeiten + Wahrung der heutigen Netzverantwortlichkeiten + Maßnahmen-Margen für ÜNB vom Anschlussnetzbetreiber bestätigt bzw. abgesichert + optimierte Maßnahmen unter Berücksichtigung der Verteilernetzbetriebsführung + bessere Nutzung der mögl. Stellpotenziale 	<ul style="list-style-type: none"> - Erweiterung des VNB Aufgabenbereichs <ul style="list-style-type: none"> ➤ erhöhter Bedarf an Beobachtbarkeit ➤ Prognosen ➤ Netzzustandsbestimmung - Aufbau neuer Infrastrukturen - Bedarf geeigneter Kommunikations-/Informationsaustauschnittstelle

4.2 Koordinationsschnittstelle

Grundsätzlich muss eine Koordinationsschnittstelle zwischen Netzbetreibern für den Vertikalen Netzbetrieb allen Akteuren die nötigen betriebsrelevanten Informationen bereitstellen. Im Sinne der Umsetzbarkeit und um benötigte Datenverarbeitungsprozesse möglichst gering zu halten, sollten die auszutauschenden Daten auf die wichtigsten reduziert werden. In einem ersten Schritt werden im Folgenden bestehende Koordinations-(Schnittstellen)-Ansätze zusammengefasst und analysiert. Darauf aufbauend erfolgt dann der Entwurf einer für den Vertikalen Netzbetrieb geeigneten Koordinationsschnittstelle.

4.2.1 Bestehende Ansätze

In Zukunft erfordert die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs eine verstärkte Koordination/Kommunikation zwischen ÜNB und VNB₁ [19], [89], [93], [102], [109]–[113]. So kann z. B. eine intensive Kooperation zwischen den beiden im Sinne der Systembilanz eine bessere Organisation des durch die EE-Anlagen komplexer werdenden Wirkleistungsmanagements erfolgen [19]. Gleichzeitig ermöglicht die Koordination zwischen ÜNB und VNB₁ die Nutzbarmachung von Flexibilitäten sowie die Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen durch entgegengerichtete Leistungsflüsse [110], [111]. In der Fachliteratur gibt es hierfür verschiedene Ansätze, die im Folgenden kurz zusammengefasst dargestellt werden.

Austausch betriebsrelevanter Daten

Ein naheliegender Ansatz ist der Austausch aller betriebsrelevanten Daten. Dies benötigt neben einer geeigneten Infrastruktur der Informationssysteme auch die Festlegung der auszutauschenden Daten [20], [102], [109], [112]. Nach [111] umfassen diese sämtliche Zeitbereiche, angefangen bei der Netzbetriebsführung, bis hin zum strategischen Netzausbau und Planung der Infrastruktur für eine effiziente und sichere Energieverteilung. Darüber hinaus fordern u. a. [19], [93] die Definition von Interaktionen und Zugriffspunkten zwischen den Netzbetreibern.

Wirkleistungscoordination am NVP

Ein wichtiger Aspekt sind hierbei die Wirkleistungsflüsse zwischen den Netzebenen. Da Wirkleistungsanpassungen von EE-Anlagen direkte Auswirkungen auf die Netze von ÜNB und VNB haben,

sind neben deren Koordination zwischen den Netzbetreibern auch klare Zuständigkeiten diesbezüglich zu schaffen [19], [93]. Wie in [114]–[117] beschrieben, ist ein möglicher Ansatz das Aushandeln bzw. Festlegen von Sollwertzeitreihen für den Wirkleistungsfluss zwischen den Netzbetreibern (siehe Abb. 4.10). Die grundsätzliche Idee beruht darauf, dass jeder ANB innerhalb seines Netzes die ihm zur Verfügung stehenden betrieblichen Freiheitsgrade unter Berücksichtigung seiner Netzrestriktionen sowie weiterer Führungsparameter zu einem P -Stellbereich je Zeitschritt aggregiert. Dieser wird den überlagerten Netzbetreiber, hier dargestellt zwischen $VNB_{i,1}$ und $\ddot{U}NB$, dargelegt und unter Berücksichtigung verschiedenster Restriktionen, wie bspw. die des Netzes, ein „Fahrplan“ ausgehandelt. Im Rahmen der Netzbetriebsführung macht sich der VNB seine betrieblichen Freiheitsgrade zu Nutze, um die Abweichung vom „Fahrplan“ gegen null zu halten (siehe [114]–[117]). Somit kann für alle Netzbetreiber eine erhöhte Planungssicherheit geschaffen werden. Gleichmaßen sind Bänder möglicher Stellbereiche ableitbar. Einen ähnlichen Ansatz basierend auf Sollwertzeitreihen für den Wirkleistungsfluss zwischen den Netzbetreibern wird u. a. auch in [118] vorgeschlagen.

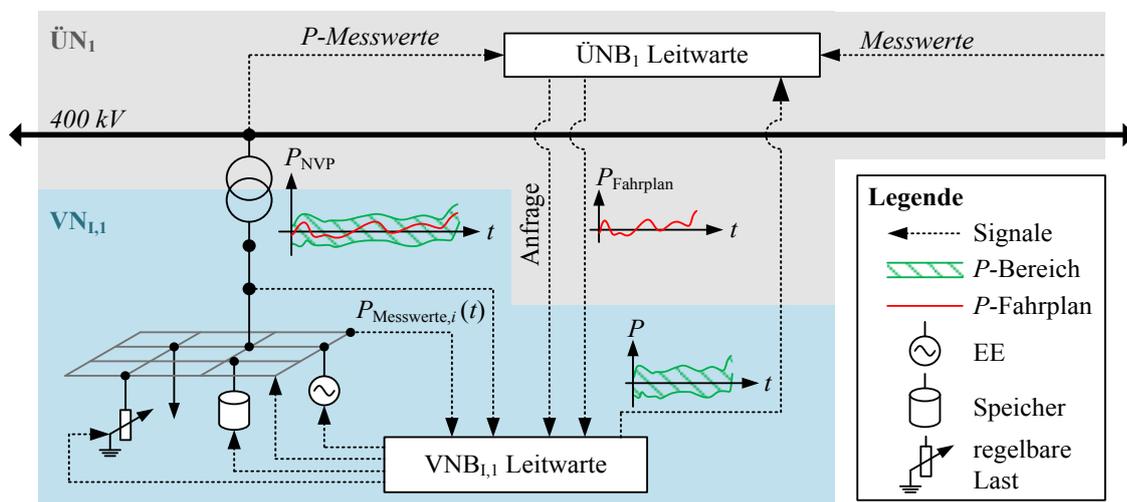


Abb. 4.10: Schematische Darstellung von Wirkleistungsfahrplänen zwischen Netzbetreibern

Blindleistungs- / Spannungscoordination am NVP

Ein weiterer Ansatz ist die Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilernetz auf Basis der angeschlossenen EE-Anlagen [89], [91]–[94]. Im Rahmen der Netzberechnungen kann der VNB hierbei bestimmen, inwiefern er dem ihm anschlussgebenden Netzbetreiber einen Blindleistungsstellbereich zur Verfügung stellen kann [89], [91], [119]. Darauf aufbauend können wiederum Blindleistungsbänder, wie in [94], [119], [120] vorgestellt, abgeleitet und in regelmäßigen Abschnitten ausgetauscht werden [92], [119], [121]. Die Umsetzung der benötigten Blindleistung am NVP durch die unterlagerten VNBs kann dann mittels der z. B. in [89], [91] vorgeschlagenen Methoden erfolgen.

Des Weiteren ist ebenso die Vorgabe eines zulässigen Spannungsbandes [122] oder einer Spannungs-Sollwertzeitreihe für VNB_1 [123] am NVP möglich. Zur deren Einhaltung können u. a. Maßnahmen wie die Spannungsregelung mittels Stufensteller [122] genutzt werden. Aufgrund der starken Kopplung von den Größen Q und U für R/X -Verhältnisse größer 1 werden oft auch Methoden einer gekoppelten Regelung beider Größen [113], [124], [125] vorgeschlagen.

Ampelkonzepte zur Koordination

Neben dem Festlegen bzw. Aushandeln von definierten Bändern oder gar Lastgängen ist eine weitere Art der Koordination das bereits heute angewendete Ampelkonzept. Grundidee hierbei ist die Beschreibung des vorherrschenden Zustands mittels einer Farbgebung. Ein Beispiel ist das „European Awareness System (EAS)“ der ENTSO-E [126]. Durch die Bewertung und Angabe der eigenen Systemzustände sollen die Handlungen der miteinander verbundenen ÜNBs der ENTSO-E besser koordiniert werden. Das Ampelkonzept beschreibt fünf plus eins Systemzustände.

Im „grünen“ Zustand werden alle betrieblichen Grenzen eingehalten. Es liegt weder ein Betriebsmittelausfall noch ein Leistungsungleichgewicht vor. Durch den Ausfall eines Betriebsmittels färbt sich die Netzampel „gelb“. Das System befindet sich im (n-1)-Zustand ohne einer Verletzung der betrieblichen Grenzen. Kommt es daraufhin zur Verletzung der Grenzbedingungen, ist die globale Systemsicherheit gefährdet. Der ÜNB muss daraufhin seinen Zustand mit „rot“ signalisieren und Gegenmaßnahmen („Restoration“) ergreifen. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, kollabiert das System und es liegt ein Blackout vor („schwarz“). Sowohl vom roten als auch schwarzen Zustand kann das System durch die Anweisung von Maßnahmen wiederhergestellt werden. Dieser Prozess ist in Abb. 4.11 mit „Restoration“ gekennzeichnet und als blauer Zustand definiert. [126]

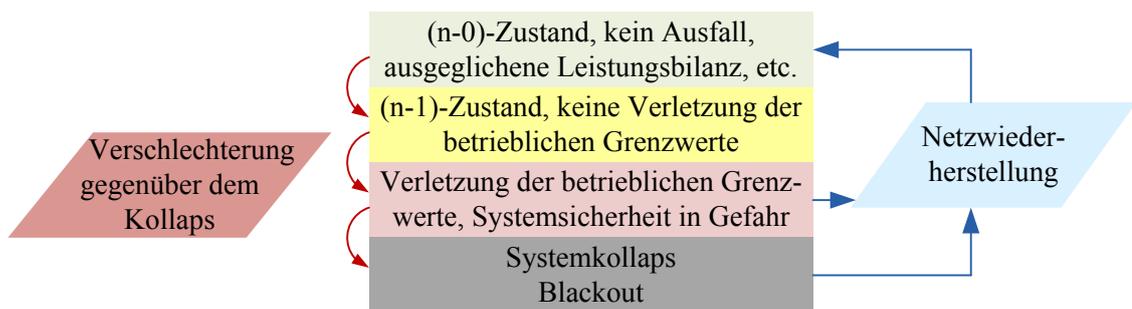


Abb. 4.11: Systemzustände nach [126]

Ein ähnliches Konzept verfolgt zu dem der Transportnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH mit seinen Anschluss-VNBs. Das Ampelkonzept umfasst die Systemzustände grün, gelb, sowie rot. Zudem besitzt der ÜNB noch zwei weitere Zustände, wobei rot blinkend dem Blackout und blau dem Netzwiederaufbau entspricht. Der Datenaustausch findet ausschließlich zwischen Netzbetreibern statt und fokussiert die Übersicht der Netz- und Systemsicherheit. [20]

Im Gegensatz dazu soll mittels des sogenannten Smart Grids Ampelkonzepts des BDEWs eine Grundlage für den Flexibilitätsmarkt geschaffen werden. Anhand der Charakterisierung des Netzzustands mittels der Farben „grün“, „gelb“ und „rot“ gelten im jeweiligen Netzsegment bestimmte Regeln für die Interaktion der unterschiedlichen Marktrollen wie z. B. Lieferanten, Erzeuger, Speicherbetreiber usw. So wirken im grünen Systemzustand allein die Marktmechanismen. Kommt es zur Verschlechterung des Zustands, muss der Netzbetreiber aufgrund seiner Verantwortung nach EnWG mit eingreifen. Folglich interagieren die Marktteilnehmer und der Netzbetreiber miteinander nach den Regeln der Systemstabilität. Im roten Zustand hingegen liegt eine Gefährdung bzw. Störung des Systems vor. In Konsequenz erfolgt hier eine alleinige Regelung und Steuerung durch den ANB. [127]

4.2.2 $PQ(t)$ -Ansatz

Wie in Abschnitt 4.2.1 ausgeführt, existieren bereits verschiedene Ansätze zur Koordination (bzw. Informationsaustausch) zwischen den Netzebenen/-betreibern. Dabei wird überwiegend nur die Schnittstelle ÜNB-VNB_I adressiert. Zudem liegt der Fokus entweder auf einem definierten Wirkleistungsfahrplan oder einer Blindleistungs-Spannungskoordination/-optimierung bzw. auf der Beschreibung des vorliegenden Systemzustands. Nach [17], [18] ist die Vorgabe bzw. Bestimmung eines zulässigen Arbeitspunkts unerlässlich. Folglich ist eine getrennte Betrachtung von Wirk- und Blindleistung gar die Vernachlässigung einer der beiden Größen abhängig vom R/X-Verhältnis nur bedingt zulässig.

Dies reflektiert Forschungsfrage F4 hinsichtlich einer geeigneten Schnittstelle. Als Systemgrößen bieten sich zur Schnittstellenbeschreibung die komplexe Knotenspannung \underline{U} , der komplexe Zweigstrom \underline{I} , die komplexe Scheinleistung \underline{S} sowie die Wirk- und Blindleistung (P und Q) an. Dabei stehen die genannten Größen in einem dreiphasigen Drehstromsystem wie folgt im Zusammenhang [35]:

$$\underline{S} = 3 \cdot \underline{U}_{LE} \cdot \underline{I}^* = P + jQ \quad (4.12)$$

Da in der Ersatzdarstellung des Verknüpfungspunkts zwischen Netzbetreibern die ausgetauschten Leistungsflüsse als Systemgröße relevant sind, bietet sich die Formulierung einer Schnittstelle basierend auf den Größen P und Q an und wird im Folgenden als PQ -Kapazität bezeichnet (vgl. [128]–[130]). Die grundsätzliche Idee basiert auf dem Ansatz des äquivalenten Ersatzschaltbildes für externe Netze in Anlehnung an Thevenin [131] (siehe Abb. 4.12), welche je nach deren elektrischen Verhalten mittels Generatoren oder Lasten abbildbar sind. Unter der Berücksichtigung der in Kapitel 3 untersuchten Potenziale, ist die Substitution unterlagerter Netze (unter der Maßgabe der Aggregation dieser vorhandenen Potenziale) zukünftig auch als flexible Last zulässig. Dabei besitzen alle drei Typen einen zulässigen Betriebsbereich, welcher durch P und Q beschrieben werden kann. Dementsprechend muss auch eine Beschreibung der Schnittstelle zwischen zwei Netzebenen via Wirk- und Blindleistung möglich sein.

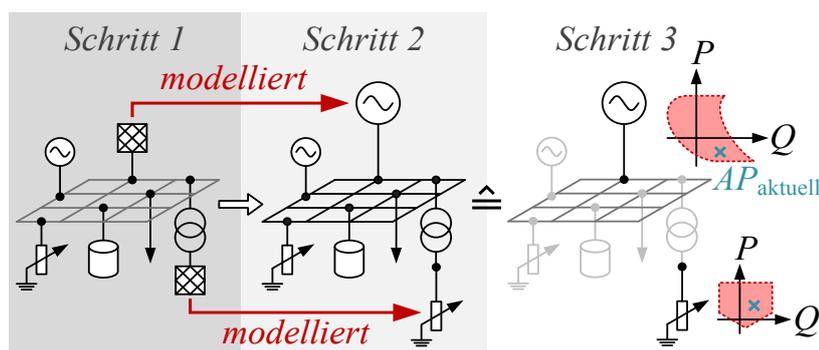


Abb. 4.12: Modellierung der PQ -Kapazität

Die PQ -Kapazität, im Nachfolgenden auch PQ -Bereich genannt, entspricht einem erlaubten Betriebsbereich für austauschbare Wirk- und Blindleistung zwischen den Netzebenen. Dieser berücksichtigt die am NVP wirksamen betrieblichen Stellgrößen und Lastgänge aller Netzanschlussnehmer sowie Netzverluste. Dabei kann der sich aufspannende PQ -Bereich durch folgende Randbedingungen limitiert werden:

- Verletzung des maximalen Arbeitsbereichs des definierten Netzverknüpfungspunkts,

- Überlastung der Betriebsmittel,
- Spannungsbandverletzungen,
- maximale Ausschöpfung des Stellgrößenpotenzials.

Infolgedessen resultiert auch eine zeitliche Abhängigkeit für den zulässigen Arbeitsbereich an der Schnittstelle zwischen zwei Netzen, wie in Abb. 4.13 skizziert. Dabei umfasst der sich ergebende „Schlauch“ für jeden Zeitschritt den zulässigen PQ -Bereich (siehe Abb. 4.13 rote Fläche) und den Arbeitspunkt $AP(t)$ am NVP (siehe Abb. 4.13 blau gepunkteter Graph).

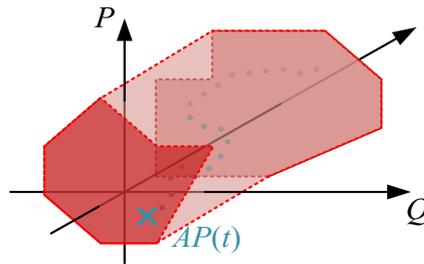
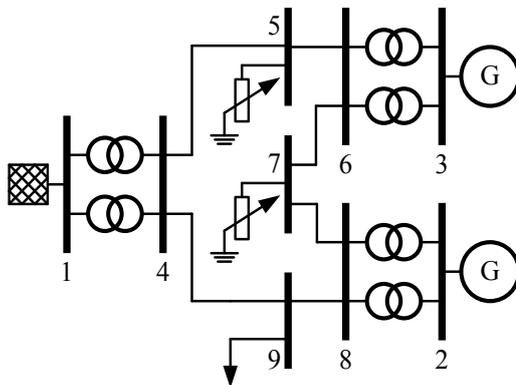


Abb. 4.13: Zeitliche Abhängigkeit der $PQ(t)$ -Kapazität

Zur Untersuchung, wie sich die aufgeführten Randbedingungen limitierend auf die PQ -Kapazität auswirken, wird im Folgenden der PQ -Bereich für das adaptierte WSCC 9 Bus System [132] (siehe Abb. 4.14) exemplarisch ermittelt. Dieses Netz eignet sich aufgrund seiner geringen Größe besonders gut, um die gewonnenen Ergebnisse leicht auf Plausibilität zu prüfen. Für die Knoten 5 und 7 sind flexible Lasten mit den Stellbereichen gemäß Tab. 4.4 veranschlagt. Knoten 1 fungiert als der gewünschte NVP. D. h., es ist zu ermitteln, welcher PQ -Bereich sich für Knoten 1 aufspannt und wodurch dieser begrenzt wird.



Tab. 4.4: Angepasste Stellpotenziale des WSCC 9 Bus System

Bus	Typ	P_{\max}	P_{\min}	Q_{\max}	Q_{\min}
		in MW		in MVar	
1	NVP	250	-250	300	-300
2	P-U	300	10	300	-300
3	P-U	270	10	300	-300
5	P-Q	150	-50	150	-150
7	P-Q	150	-50	150	-150

Abb. 4.14: WSCC 9 Bus System

Die Berechnung der PQ -Kapazität bzw. hier des möglichen PQ -Bereichs kann prinzipiell in die Ermittlung der P - und Q -Grenzen aufgeteilt werden. Dementsprechend erfolgt eine Unterteilung der Verletzungen einzelner Kriterien nach deren Auftreten während der Ermittlung (dargestellt in Abb. 4.15 bei „ P -Ermittlung, Q -Ermittlung“). Eine genauere Erläuterung des Verfahrens beschreibt Abschnitt 4.2.3.

Der in Abb. 4.15 nach VZPS dargestellte sich ergebende PQ -Bereich für das WSCC 9 Bus System am Knoten 1 mit $u_1 = 1,0$ p.u. zeigt, dass der minimale Blindleistungswert von rund -50 MVar bei

100 MW Wirkleistung realisierbar ist. Dabei resultieren die ermittelten Blindleistungsgrenzen in beiden Fällen aus Spannungsverletzungen. So wird die minimale Blindleistungsgrenze (links) durch eine Überspannung und die maximale Blindleistungsgrenze aufgrund einer Überspannung limitiert. Des Weiteren zeigen die in Abb. 4.15 dargestellten Ergebnisse, dass die aufnehmbare Wirkleistung am NVP durch dessen P_{\max} begrenzt bzw. rückspeisbare an die maximal zulässige Auslastung der Betriebsmittel gebunden ist.

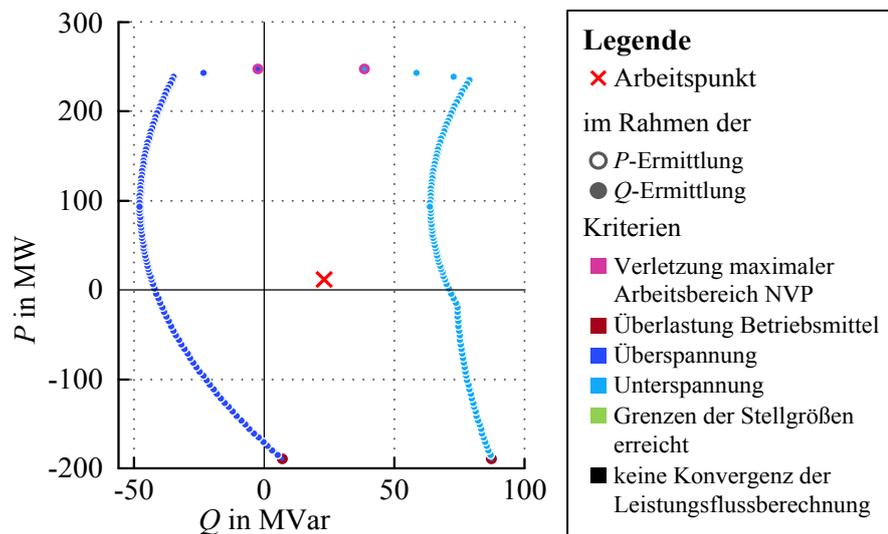


Abb. 4.15: Begrenzung der PQ -Kapazität im VZPS

Dementsprechend ergibt sich die Hypothese: *Die PQ -Kapazität ist von der Knotenspannung u am definierten Übergabepunkt abhängig.* Für deren Untersuchung werden PQ -Bereiche unter der Variation von u (hier am Knoten 1) bestimmt. Das Ergebnis der Analyse ist in Abb. 4.16 im VZPS dargestellt und bestätigt die Hypothese: Die Variation von u hat Einfluss auf die Wirk- und Blindleistungsgrenzen.

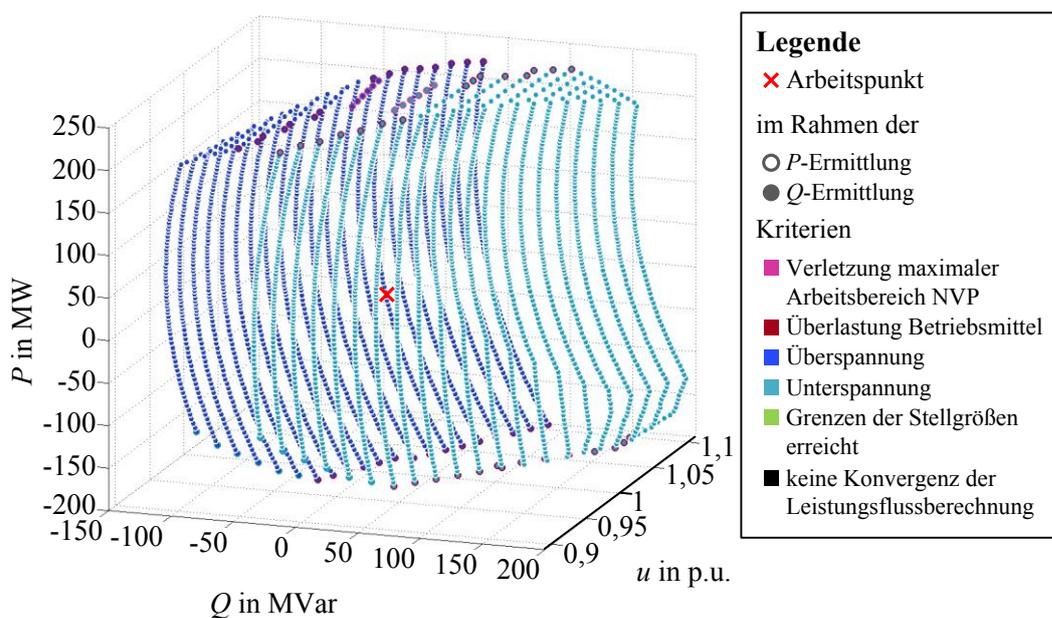


Abb. 4.16: Begrenzung der PQu -Kapazität

Die visualisierten Verletzungen der einzelnen Kriterien zeigen, dass im Bereich $u = 0,9$ p.u. bis $0,95$ p.u. die Rückspeisung nicht durch die Übertragungskapazitäten der Betriebsmittel limitiert werden. In diesem Spannungsbereich kommt es zu einer Unterspannung am Knoten 9. Folglich ermöglicht eine höhere Knotenspannung am Anschlusspunkt auch eine größere Rückspeisung. In den anderen Fällen kommt es bei der Erbringung der maximal möglichen Rückspeisung zu einer Leitungsüberlastung zwischen Knoten 5 und 6. Im Rahmen der hiesigen Betrachtungen wird der maximale Leistungsbezug am NVP stets durch dessen maximale Wirkleistung $P_{\max} = 250$ MW begrenzt (siehe Tab. 4.4).

Hinsichtlich der Blindleistungsgrenzen zeigt die Variation der Spannung mehrere Einflüsse. Neben der flächenmäßigen Größe des Blindleistungsstellbereichs kommt es auch zur Verlagerung der Grenzen in Richtung induktive bzw. kapazitive Wirkung der Kuppelstelle. Zum Vergleich bildet Abb. 4.15 die PQ -Bereiche der beiden Extrema für die Spannung $0,9$ p.u. und $1,1$ p.u. ab. So kann das hier untersuchte Referenznetz für eine Knotenspannung von $0,9$ p.u. ausschließlich kapazitive Blindleistung zur Verfügung stellen. Hingegen ist bei einer Spannung von $1,1$ p.u. am Anschlusspunkt allein eine induktive Blindleistungsbereitstellung möglich. Dies belegt die bereits oben gemachte Beobachtung hinsichtlich der Spannungsabhängigkeit der Blindleistungsgrenzen. So lässt sich prinzipiell festhalten, dass *je niedriger die Spannung am Anschlussknoten gewählt wird, desto mehr verschiebt sich die minimale Blindleistungsgrenze nach links* (nach VZPS). Die Begründung hierfür liegt in der größeren Spannungsmarge zwischen aktueller Spannung und Überspannung. Gleichzeitig bedingt die niedrige Spannung am Anschlusspunkt, dass die maximale Blindleistungsgrenze, aufgrund der eher auftretenden Unterspannungen, auch nach links wandert.

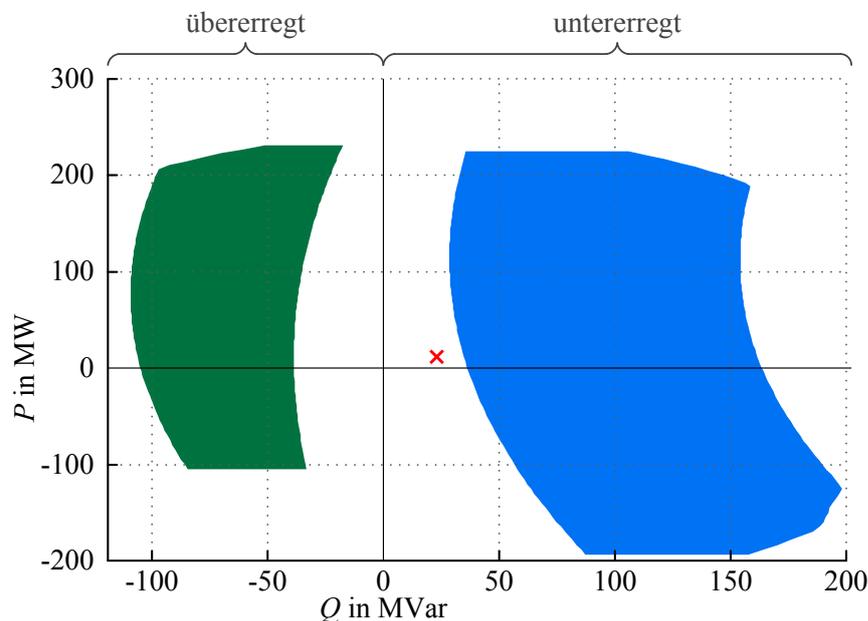


Abb. 4.17: PQ -Kapazität für $u = 0,9$ p.u. (grün) und $u = 1,1$ p.u. (blau)

Aus diesen Gründen ist eine gesamtheitliche Betrachtung der drei Größen P , Q , u erforderlich. Der sich hierbei für einen Zeitpunkt aufspannende Körper (siehe Abb. 4.18 oben links) beschreibt alle zulässigen bzw. möglichen Arbeitspunkte am Anschlusspunkt, die vom Netz eingenommen werden können. Die Hüllfläche des Körpers beschreibt das absolute und der Abstand des aktuellen Arbeitspunkts hinsichtlich der Hüllfläche das relative Stellpotenzial des Netzes aus Sicht des überlagerten

Netzbetreibers. Zudem ermöglichen die verschiedenen Ansichten des Körpers das Ablesen unterschiedlicher Zusammenhänge bzw. Wirkungsbereiche der Schnittstellenbeschreibung. So können z. B. Blind- oder Wirkleistungsstellbereiche je Knotenspannung durch Drehen des Körpers direkt abgelesen werden (siehe Abb. 4.18). Durch Anpassungen der Topologie kann hierbei direkt Einfluss auf die drei Größen genommen werden. Das Ermitteln optimaler Schalterstellungen in einem Netz ist Gegenstand diverser Untersuchungen u.a. in [133]–[136]. Wenngleich es bereits heute mehrere „Normal“ Schaltzustände im Netz gibt, werden diese nicht oft geändert. Deshalb wird im Folgenden davon ausgegangen, dass während der Bestimmung sich der Schaltzustand nicht ändert.

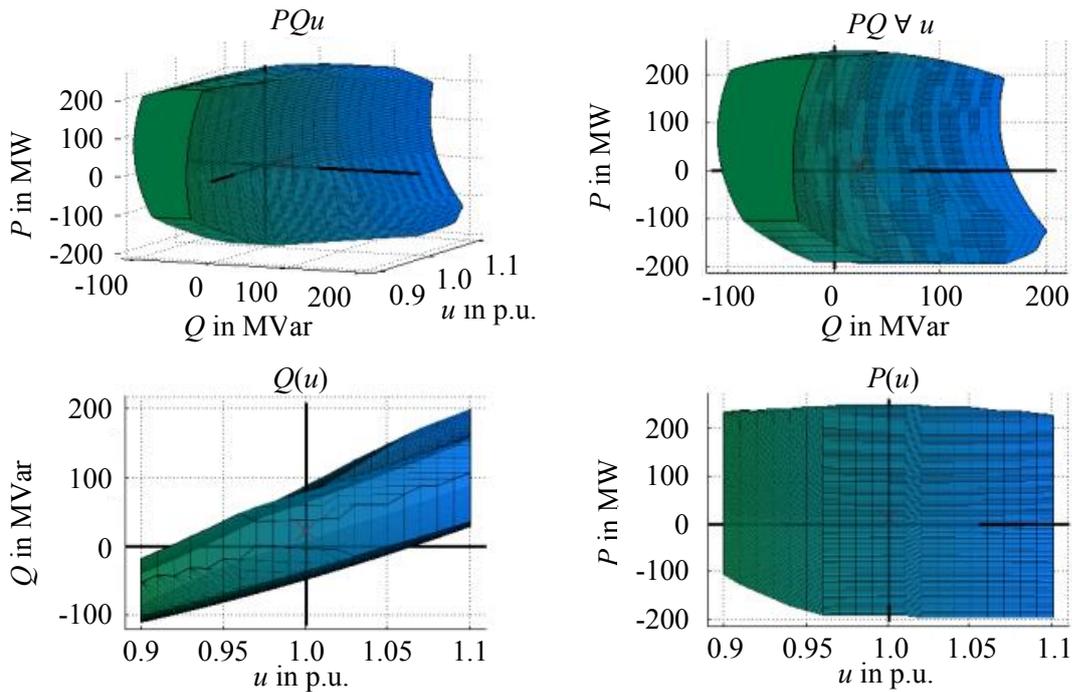


Abb. 4.18: PQu -Körper inklusive Ansichten

Die zeitliche Abhängigkeit der betrieblichen Freiheitsgrade hinsichtlich derer Verfügbarkeiten, Wetterabhängigkeiten sowie Prognoseungenauigkeiten stellt die vierte zu berücksichtigende Dimension dar. Es ergibt sich auf einem Zeitstrahl gesehen für jeden Zeitschritt k ein PQu -Körper, wie in Abb. 4.19 exemplarisch für die Zeitpunkte $k = 10$ und $k = 16$ skizziert. Der vierdimensionale Lösungsraum der Schnittstellenbeschreibung wird im Folgenden als $PQu(t)$ -Kapazität bezeichnet.

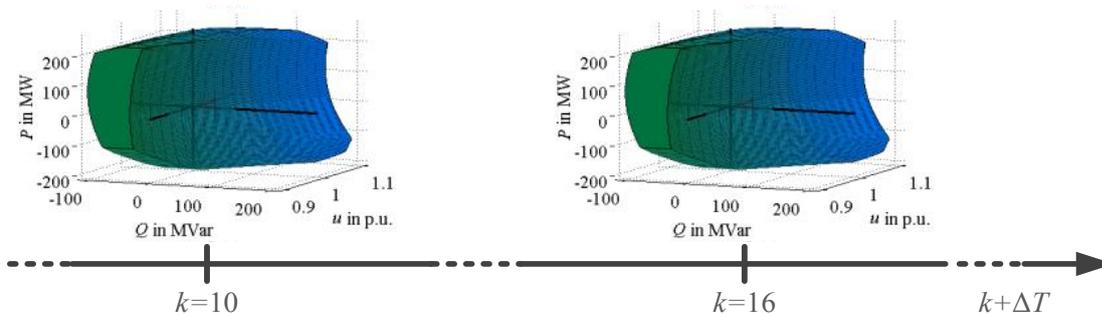


Abb. 4.19: Prinzipielle Darstellung der $PQu(t)$ -Kapazität

4.2.3 Methode zur Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität

Die Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität ist zeitlich in der Netzbetriebsplanung anzusiedeln (siehe Abb. 4.20). Aufgrund der zunehmenden Prognoseungenauigkeit von EE-Einspeisungen mit größer werdendem Zeithorizont [118], [137] wird hierbei ein rollierender Berechnungsprozess vorgeschlagen. Somit umfasst die Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität den Week Ahead Prozesses (WAP) hin zum Day Ahead Congestion Forecast (DACF) [28] und/oder dem Intra-Day Congestion Forecast (IDCF) [28]. Zum Beispiel werden im Rahmen des IDCF stündlich für die vier Folgestunden im Viertelstundenintervall die jeweiligen PQu -Körper, ergo $\Delta T = 16$ Zeitschritte, berechnet. In Konsequenz nimmt die Genauigkeit der $PQu(t)$ -Kapazität, aufgrund abnehmender Prognoseungenauigkeiten [118], [137] von EE-Erzeugung sowie möglicher anderer Störeinflüsse, zu.

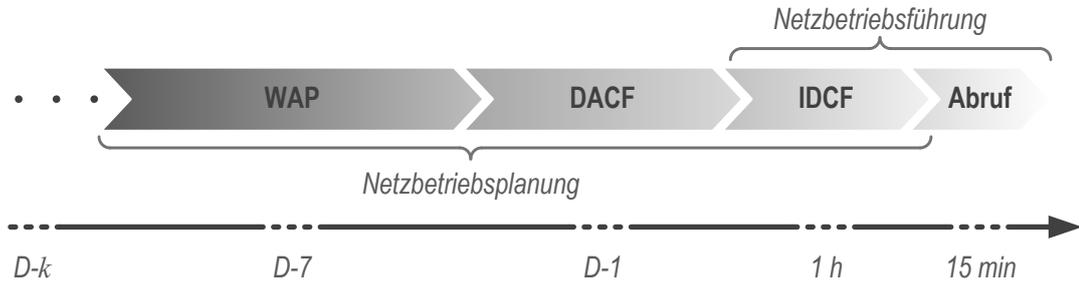


Abb. 4.20: Zeitliche Einordnung der Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität

Die $PQu(t)$ -Kapazität basiert auf der Bestimmung eines zulässigen Lösungsraumes an dem definierten Knoten. Hierfür wird zuerst das Problem grundlegend beschrieben. Anschließend kann darauf aufbauend ein Lösungsansatz sowie eine Methode abgeleitet werden.

Die grundlegende Herausforderung bei der Ermittlung lässt sich wie folgt darstellen. $AP_{NVP,d}$ sei ein zulässiger Arbeitspunkt eines Netzes am Netzverknüpfungspunkt. Es gelte, dass dieser Punkt in einem dreidimensionalen Raum durch die Größen P , Q und u darstellbar ist.

$$AP_{NVP,d} = (P, Q, u) \quad (4.13)$$

Des Weiteren gelte, dass sich in diesem Netz mindestens ein oder mehrere betriebliche Freiheitsgrade befinden, welche mindestens zwei der Größen P , Q und u direkt beeinflussen. So kann durch eine multidimensionale Parametervariation der betrieblichen Freiheitsgrade (operational degrees of freedom, kurz odof) ein weiterer Arbeitspunkt $AP_{NVP,i}$ des Netzes am Netzverknüpfungspunkt eingestellt werden. Dabei gelten für ein n -knotiges Netz, mit l Verbindungen bzw. Leitungen und m betrieblichen Freiheitsgraden folgende Nebenbedingungen. Die Ströme i_{ll} müssen kleiner gleich den gesetzten Grenzwerten $i_{ll,zulässig}$ entsprechen.

$$i_{ll} \leq i_{ll,zulässig} \leq i_{ll,max} ; ll = 1, \dots, l \quad (4.14)$$

Für die Knotenspannungen u_{nn} gelten die Grenzwerte für Δu nach DIN EN 50160 [36].

$$u_{min} \leq u_{nn} \leq u_{max} ; nn = 1, \dots, n \quad (4.15)$$

Der Arbeitspunkt $AP_{odof,j}$ einer jeden Anlage j , beschrieben durch $P_{odof,j}$ und $Q_{odof,j}$, muss innerhalb seines Arbeitsbereichs D_j liegen.

$$AP_{\text{odof},j} = (P_{\text{odof},j}, Q_{\text{odof},j}); AP_{\text{odof},j} \in D_j; j=1, \dots, m \quad (4.16)$$

Folglich kann der räumliche Abstand von $AP_{\text{NVP},d}$ zu dem neuen $AP_{\text{NVP},i}$ stets mittels einem Vektor \mathbf{v}_i abgebildet werden.

$$\mathbf{v}_i = \overline{AP_{\text{NVP},d} AP_{\text{NVP},i}} \quad (4.17)$$

Zur Veranschaulichung soll \mathbf{v}_i hierfür in Polarkoordinaten dargestellt werden. Die Umrechnung von kartesischen in polare Koordinaten soll hierbei am Beispiel der Kugel kurz erläutert werden. Jeder Punkt auf der Oberfläche ist mittels dem Radius r , Polarwinkel ϑ und Azimutwinkel φ abbildbar (siehe Abb. 4.20). Dabei lassen sich x , y und z wie folgt mittels r , ϑ und φ darstellen.

$$x = r \cdot \sin \vartheta \cdot \cos \varphi \quad (4.18)$$

$$y = r \cdot \sin \vartheta \cdot \sin \varphi \quad (4.19)$$

$$z = r \cdot \cos \vartheta \quad (4.20)$$

Bezogen auf die Gl. (4.18) bis (4.20) ergibt sich für \mathbf{v}_i .

$$\mathbf{v}_i = AP_{\text{NVP},d} + r_i \cdot \begin{bmatrix} \sin \vartheta_i \cdot \cos \varphi_i \\ \sin \vartheta_i \cdot \sin \varphi_i \\ \cos \vartheta_i \end{bmatrix}, \text{ mit } \begin{matrix} \vartheta_i = [0^\circ, 360^\circ] \\ \varphi_i = [0^\circ, 360^\circ] \end{matrix} \quad (4.21)$$

Dabei variiert r_i unter Berücksichtigung von den Gl. (4.14) bis (4.16). Anschaulich muss zur Bestimmung des „maximalen“ zulässigen Lösungsraumes (PQu -Körper) der maximale Vektor \mathbf{v}_i in alle Richtungen ermittelt werden, deren Endpunkte jeweils Oberflächensegmente aufspannen, und in Summe die Hüllfläche bilden.

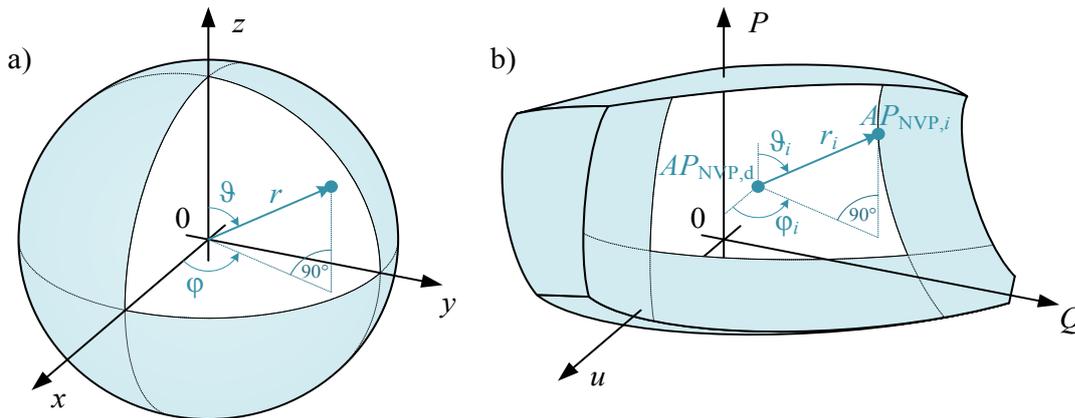


Abb. 4.21: Darstellung einer a) Kugel versus eines b) PQu -Körpers

Zur Bestimmung des maximalen PQu -Körpers zum Zeitschritt k sind verschiedene Herangehensweisen denkbar. Einerseits können schrittweise Arbeitspunkte am NVP vorgegeben und auf Zulässigkeit geprüft werden. Zulässigkeit liegt vor, wenn für alle betrieblichen Freiheitsgrade ein Arbeitspunkt existiert, welche den Restriktionen (4.14) bis (4.16) genügen. Andererseits ist es möglich sukzessiv $AP_{\text{odof},j}$ gemäß (4.16) vorzugeben und den sich dafür einstellenden Netzzustand hinsicht-

lich der Restriktionen (4.14) und (4.15) zu prüfen. Wird keine der Bedingungen verletzt, so ist AP_{NVP} zulässig. In beiden Herangehensweisen kann die Arbeitspunktvorgabe(n) stochastisch oder deterministisch erfolgen. Somit ergibt sich eine Verfahrenskombination gegenübergestellt in Tab. 4.5, welche folgend hinsichtlich ihrer Eignung analysiert werden soll. Aufgrund der zeitvarianten Prozesse in elektrischen Energieversorgungssystemen ist die Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität zeitkritisch. Folglich entsteht ein Trade-Off zwischen Rechengeschwindigkeit und Lösungsgüte des Verfahrens.

In der Regel erzeugen stochastische Verfahren eine Punktwolke $AP_{NVP,i}$. Dabei stellt sich zu einem die Problematik, wie sich aus den ermittelten $AP_{NVP,i}$ die äußere Hülle bildet. D. h., welche Punkte spannen die Hülle auf und wie sind diese miteinander verbunden (siehe Abb. 4.22). Gleichermäßen stellt sich die Frage, ob die ermittelten äußeren Punkte tatsächlich auf der Hüllfläche liegen. Zudem führt bei der zufälligen Arbeitspunktvorgabe am NVP ein unzulässiger AP_{NVP} bei der Bestimmung der $AP_{odof,j}$ im worst case zu einer unbeschränkten Rechenlaufzeit. Folglich müsste für dessen Vorgabe seine Zulässigkeit bereits bekannt sein. Erzeugt man hingegen zufällige $AP_{odof,j}$ können diese in einem Startwertproblem der Leistungsflussberechnung [138] resultieren, wodurch diese im „worst case“ nicht konvergiert.

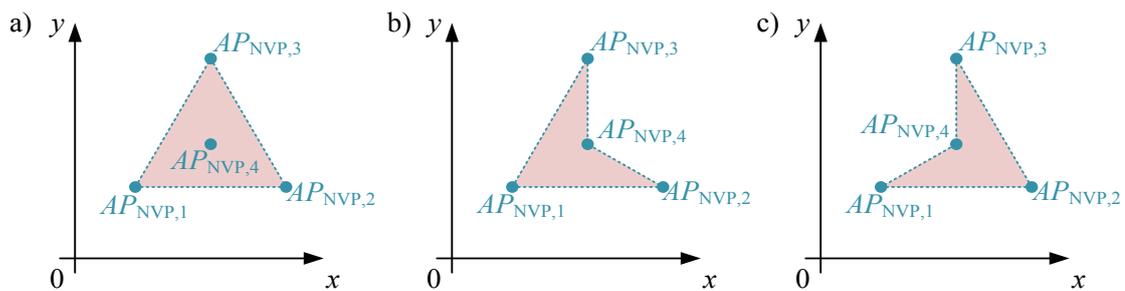


Abb. 4.22: Gegenüberstellung möglicher Varianten der Punkteverbindung zu einer äußeren Grenze

Verfahren basierend auf der Vorgabe des AP_{NVP} bedingen die Ermittlung der einzelnen $AP_{odof,j}$. Dies macht den Einsatz von Optimierungsverfahren notwendig, welches wiederum eine signifikante Zunahme der Rechenzeit mit sich bringt.

Tab. 4.5: Gegenüberstellung möglicher Vorgehensmodelle

	Arbeitspunktvorgabe am NVP	Arbeitspunktvorgabe der betrieblichen Freiheitsgrade
stochastisch	<ul style="list-style-type: none"> - Schätzen einzustellender Arbeitspunkte würde das Wissen des zulässigen Lösungsraumes bereits voraussetzen - keine Aussage über Lage des initialen Arbeitspunkts - Wie sind Punkte der Punktwolke zu verbinden? - keine Garantie, dass man überhaupt die Arbeitspunkte der Hüllfläche findet 	<ul style="list-style-type: none"> - zulässige und unzulässige AP_{NVP} - geschätzte Arbeitspunkte für betriebliche Freiheitsgrade im Arbeitsbereich garantiert nicht die Konvergenz des Leistungsflusses (Startwertproblem) - Wie sind Punkte der Punktwolke zu verbinden? - keine Garantie, dass man überhaupt die Arbeitspunkte der Hüllfläche findet

	Arbeitspunktvorgabe am NVP	Arbeitspunktvorgabe der betrieblichen Freiheitsgrade
	- erheblicher Rechenaufwand da mehrere Prüfschritte notwendig	- erheblicher Rechenaufwand da mehrere Prüfschritte notwendig
deterministisch	- ausgehend vom initialen Arbeitspunkt $AP_{NVP,d}$ - erheblicher Rechenaufwand da Optimierer	- ausgehend vom initialen Arbeitspunkten der betrieblichen Freiheitsgrade - moderater Rechenaufwand da Diskrete Abtastung

In Anbetracht aller Faktoren stellt sich das deterministische Vorgehensmodell der Arbeitspunktvorgabe der betrieblichen Freiheitsgrade als geeignete Kompromisslösung für den Trade-Off aus Rechenzeit und Lösungsgüte dar. Die für das zu entwerfende Verfahren Überlegungen sind im Folgenden genauer aufgeführt.

Das eingangs dargelegte Problem der Bestimmung des größtmöglichen PQu -Körpers entspricht der Maximierung des Volumens aufgespannt über alle zulässigen Arbeitspunkte, beschrieben durch

$$\max \int_{u_{\min}}^{u_{\max}} \int_{P_{\min}}^{P_{\max}} Q_{\max}(u, P) - Q_{\min}(u, P) dP du. \quad (4.22)$$

Zur approximativen Lösung von (4.22) soll diese zuerst diskretisiert und anschließend mittels Dekomposition in handhabbare Teilprobleme zerlegt werden. Hierfür seien N_u und N_p die Diskretisierungsgrade sowie h_u und h_p die Diskretisierungsschrittweiten.

$$N_u, N_p \in \mathbb{N} \quad (4.23)$$

$$h_u = \frac{u_{\max} - u_{\min}}{N_u} \quad (4.24)$$

$$h_p = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{N_p} \quad (4.25)$$

Demgemäß ergeben sich die Diskretisierungspunkte $\tau_{u,i}$ und $\tau_{p,i}$ wie folgt:

$$\tau_{u,i} = u_{\min} + i \cdot h_u \quad (4.26)$$

$$\tau_{p,i} = P_{\min} + i \cdot h_p \quad (4.27)$$

Das diskretisierte Problem lautet dann:

$$\max h_u \cdot h_p \cdot \sum_{i_u=0}^{N_u-1} \sum_{i_p=0}^{N_p-1} Q_{\max}(\tau_{u,i_u}, \tau_{p,i_p}) - Q_{\min}(\tau_{u,i_u}, \tau_{p,i_p}) \quad (4.28)$$

Anschließend kann das Problem mittels Dekompositions-Strategie zerlegt werden. D. h., für jeden fixierten Wert $i_u=0, \dots, N_u-1$ ist die (diskretisierte) Fläche aufgespannt von Q_{\max} und Q_{\min} zu maximieren. Fixiert man weiterhin den Wert von i_p , so besteht das Problem nun lediglich darin für alle

Werte $i_u=0, \dots, N_u-1$, $i_p=0, \dots, N_p-1$ den größtmöglichen sowie kleinstmöglichen zulässigen Wert von Q zu bestimmen. Basierend auf diesen Überlegungen ist das folgende Verfahren abgeleitet.

Für einen Zeitschritt k werden zur Bestimmung des PQu -Körpers gemäß (4.22) neben den Grenzen für u_{NVP} nach DIN EN 50160 [36] die P -Grenzen benötigt, bevor anschließend Q_{\max} und Q_{\min} in Abhängigkeit von u und P zu ermitteln sind. Dabei entsprechen die Werte $u_{\min,NVP}, \dots, u_{\max,NVP}$ den Diskretisierungspunkten $\tau_{u,i}$ nach Gl. (4.26). Somit kann die Bestimmung der $PQu(t)$ -Kapazität in vier Schritte untergliedert werden:

1. Festlegen des Zeitschritts k ,
2. Festlegen der Knotenspannung u_{NVP} ,
3. Ermittlung der P -Grenzen und
4. Ermittlung der Q -Grenzen.

Die Ermittlung der Wirkleistungsgrenzen der $PQu(t)$ -Kapazität fußt auf dem Grundgedanken, dass jeder betriebliche Freiheitsgrad mit einem Blindleistungsstellbereich diesen im Sinne der Systemsicherheit für die Spannungshaltung nutzen kann. Diese Knoten sind in der Leistungsflussberechnung als P-U-Knoten [35] abgebildet. Dies erlaubt die Spannungsabsenkungen/-anhebungen durch Wirkleistungsaufnahme bzw. -rückspeisung zu einem gewissen Maße auszugleichen.

Jede Berechnung der P -Grenzen beginnt mit einer Leistungsflussberechnung basierend auf dem Netzzustand aus Prognosewerten der Netzanschlussnehmer. Anschließend erfolgt eine Auswertung der Ergebnisse hinsichtlich Grenzverletzungen nach (4.14) und (4.15). Sofern die betrieblichen Grenzen eingehalten werden, ist der initiale AP_{NVP} zulässig und das Verfahren stellt neue P_j -Werte für alle betrieblichen Freiheitsgrade j ein. Dabei ist für die Bestimmung der P_j -Werte gemäß (4.16) zu berücksichtigen, dass die verschiedenen TE wie Synchrongeneratoren oder Umrichter anlagen-spezifische Arbeitsbereiche besitzen (siehe Abschnitt 5.1 und A.3). Mit den neuen P_j -Werten wird wieder eine Leistungsflussberechnung angestoßen und deren Ergebnisse hinsichtlich der Abbruchkriterien untersucht (siehe Abb. 4.23). Der Arbeitsbereich D_j der betrieblichen Freiheitsgrade wird solange abgesucht, bis die maximale Wirkleistungsgrenze am NVP gefunden ist. Deren Definition zeigt Formel (4.29). Dabei entspricht x dem Rechenschritt und ρ_p einem definierten Schwellenwert. Somit ist der Grenzwert für P_{NVP} gefunden, wenn die normierte Differenz, aus der letzten nicht zulässigen Lösung $P_{NVP}(x+1)$ und dem bis dahin ermittelten betragsmäßig, maximalen, zulässigen Wert $P_{NVP,zulässig}$, kleiner gleich dem Schwellenwert ρ_p ist.

$$\rho_p \geq \frac{|P_{NVP}(x+1) - P_{NVP,zulässig}|}{P_{NVP,N}} \quad (4.29)$$

Analog erfolgt die Berechnung der minimalen P -Grenze am NVP. Sind beide Grenzen ermittelt, wird eine Matrix \mathbf{M}_p mit den zulässigen P -Werten sowie den dazugehörigen Arbeitspunkten der betrieblichen Freiheitsgrade erstellt und der Q -Grenzen Ermittlung übergeben. Dabei dienen die Werte $P_{\min,NVP}, \dots, P_{\max,NVP}$ als Approximation der Diskretisierungspunkte $\tau_{p,i}$ nach Gl. (4.27).

$$\mathbf{M}_p = \begin{bmatrix} P_{\min,NVP} & P_{\text{odof},1} & Q_{\text{odof},1} & \cdots & P_{\text{odof},m} & Q_{\text{odof},m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots \\ P_{\max,NVP} & P_{\text{odof},1} & Q_{\text{odof},1} & \cdots & P_{\text{odof},m} & Q_{\text{odof},m} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Im Rahmen der Q -Grenzen Ermittlung sind die Anschlussknoten der betrieblichen Freiheitsgrade als P-Q-Knoten [35] berücksichtigt. Während die Abbildung der aktiven Netzanschlussnehmer als P-U-Knoten eine Spannungswertvorgabe erfordert, stellt sich dieser durch die Vorgabe von P - und Q -Werten am P-Q-Knoten ein. Bei dieser Art der Modellierung kann das zulässige Spannungsband als weiterer Freiheitsgrad in der Berechnung genutzt werden. Ausgehend von den für die zulässigen P -Werte ermittelten Arbeitspunkten der betrieblichen Freiheitsgrade erfolgt die Bestimmung der Blindleistungswerte am NVP unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Arbeitsbereiche (siehe Abschnitt 5.1 sowie A.3). Die Ergebnisse der daraufhin angestoßenen Leistungsflussberechnung werden hinsichtlich ihrer Grenzwertverletzungen respektive Zulässigkeit analysiert (siehe Abb. 4.23). Wie bei der P -Grenzen Ermittlung tastet das Verfahren die Arbeitsbereiche D_j der betrieblichen Freiheitsgrade j ab, erzeugt neue Q -Werte und bewertet diese anschließend, bis der Schwellenwert ρ_Q unterschritten wird.

$$\rho_Q \geq \frac{|Q_{\text{NVP}}(x+1) - Q_{\text{NVP, zulässig}}|}{Q_{\text{NVP,N}}} \quad (4.31)$$

Diese Berechnungszyklen wiederholen sich für alle zu betrachtenden Knotenspannungen u am NVP sowie über alle Zeitschritte k des definierten Untersuchungszeitraums ΔT . Nach Abschluss aller Simulationen und Berechnungen werden die Einzelergebnisse in die $PQu(t)$ -Kapazität überführt.

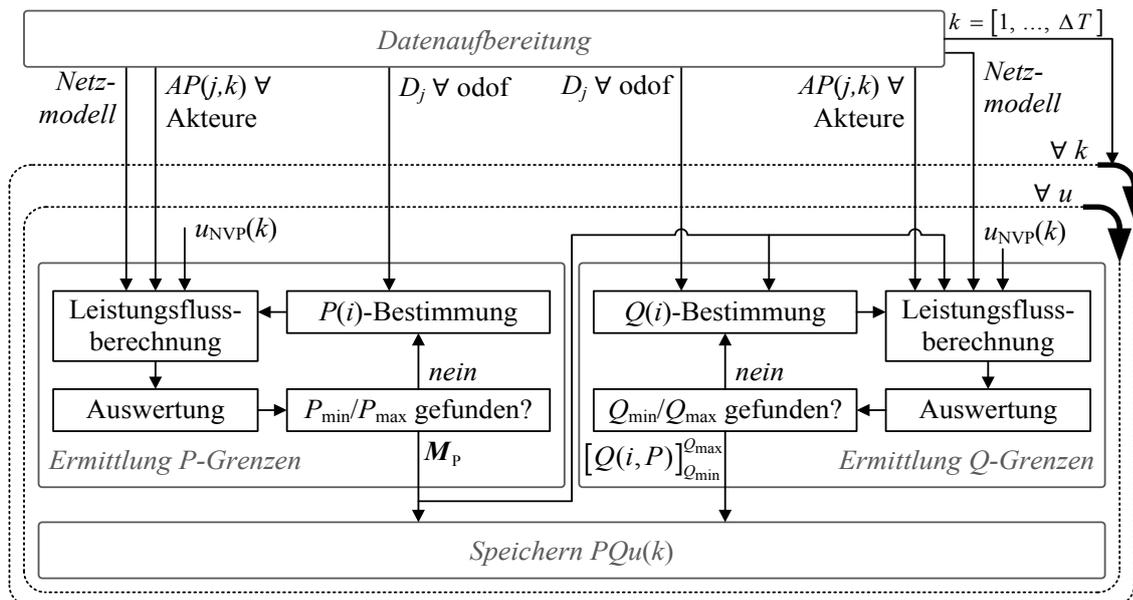


Abb. 4.23: Ausschnitt: Ablauf der P - und Q -Grenzen Ermittlung

Zur Aggregation bzw. Berücksichtigung der unterlagerten betrieblichen Freiheitsgrade basiert das Verfahren zur Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität im Gesamten auf einen Bottom-Up Ansatz. Hierbei berechnet jeder Netzbetreiber unter Beachtung seiner Netzbetriebsführungsparameter und -restriktionen sowie die ihm zur Verfügung stehenden betrieblichen Freiheitsgrade seine $PQu(t)$ -Kapazität für den Zeithorizont ΔT . Die gewonnenen Ergebnisse werden dann wiederum dem überlagerten Netzbetreiber für dessen Berechnung bereitgestellt. Am Ende des gesamten Berechnungsprozesses erhält der ÜNB von allen seinen VNBs erster Ordnung deren $PQu(t)$ -Kapazität. Wie bereits in [21] erörtert, ist der „worst case“, dass jeder Netzbetreiber ausschließlich Kenntnisse über

sein eigenes Netz nicht aber über die Anschlussnetze hat. Durch die Einführung des Vertikalen Netzbetriebs und der $PQu(t)$ -Kapazität wird diesem Informationsdefizit begegnet. Folglich kann das Gesamtnetz (siehe Abschnitt 5.2) in seine Teilnetze respektive den Zuständigkeitsbereich der einzelnen Netzbetreiber unterteilt werden. Die Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität erfolgt für jedes Netz separat und nach einem Bottom-Up Ansatz. Diesem liegt die in Abschnitt 4.2.2 beschriebene Modellierung zu Grunde. So kann der NVP des unterlagerten Netzes als flexible Last im überlagerten Netz abgebildet werden. Der hierfür zulässige „Arbeitsbereich“ wird durch die $PQu(t)$ -Kapazität beschrieben (siehe Abb. 4.24).

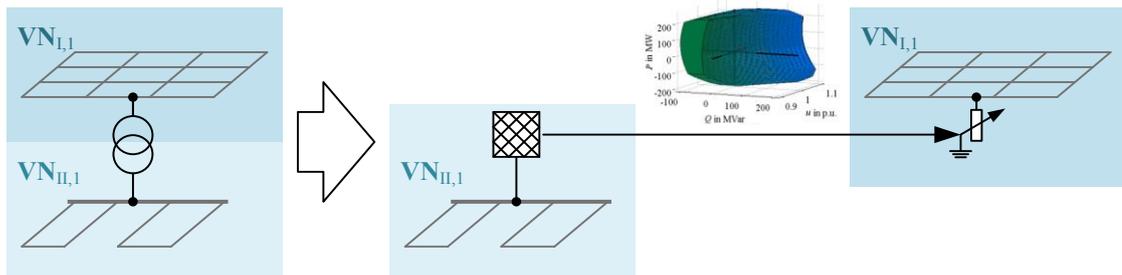


Abb. 4.24: Bottom-Up Ansatz für die Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität des Gesamtsystems

Berechnet werden zuerst die $PQu(t)$ -Kapazitäten der Niederspannungsnetze. Anschließend erfolgt auf deren Basis die Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazitäten für die beschriebenen Mittelspannungsnetze. Zum Schluss wird die $PQu(t)$ -Kapazität für den Anschlusspunkt Hoch-/Höchstspannungsnetz ermittelt (siehe Abb. 4.25).

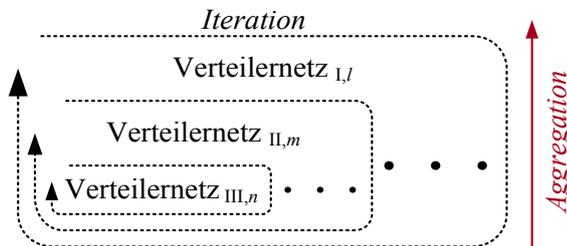


Abb. 4.25: Ablauf der Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität für alle Netzebenen

4.3 Arbeitspunktänderung im Rahmen des Vertikalen Netzbetriebs

Zur Wahrung der Systemsicherheit müssen die VNBs zukünftig ein höheres Maß an Netzüberwachung und ggf. Eingriffen darbringen. Der Netzüberwachung respektive dem möglichst genauen Berechnen der $PQu(t)$ -Kapazität wird durch den oben vorgeschlagenen rollierenden Prozess Sorge getragen. Kommt es zu einer Netzsicherheitsverletzung, müssen die Arbeitspunkte unter Ausnutzung der betrieblichen Freiheitsgrade verschoben werden. Dies kann als Optimierungsproblem betrachtet werden, bei dem es gilt, den Abstand zwischen dem Arbeitspunkt AP_{NVP} , beschrieben durch den zeitabhängigen Zustandsvektor $\underline{x}(t)$, und dem gewünschten Arbeitspunkt $AP_{NVP,soll}$ zu minimieren. Zu einem Zeitpunkt $t = t_0$ wird der Arbeitspunkt $AP_{NVP,soll}$ durch die Größen $u_{NVP,soll}$, $P_{NVP,soll}$, $Q_{NVP,soll}$ definiert. Durch das Festlegen der Spannung am NVP auf $u_{NVP,soll}$ und das Abbilden der betrieblichen Freiheitsgrade als P-Q-Knoten reduziert sich das Optimierungsproblem auf die Ermittlung derer Wirk- und Blindleistungswerte z .

$$\min_{z \in Z} F(z) = \|AP_{\text{NVP}}(z) - AP_{\text{NVP,soll}}\| \quad (4.32)$$

Dabei beschreibt Z die Menge aller zulässigen Punkte definiert durch die Restriktionen nach (4.14) bis (4.16) und z den Vektor der Wirk- und Blindleistungswerte der m betrieblichen Freiheitsgrade.

$$z = [P_{\text{odof},1}, Q_{\text{odof},1}, \dots, P_{\text{odof},m}, Q_{\text{odof},m}]^T \quad (4.33)$$

Für zwei Vektoren $a, b \in \mathbb{R}^h$ sei als Abstand die Tschebyschew-Norm [139] gewählt.

$$\|a - b\| := \max_{j=1, \dots, h} \{|a_j - b_j|\} \quad (4.34)$$

Bedingt durch die zur Bestimmung von $AP_{\text{NVP}}(z)$ notwendige Leistungsflussberechnung stellt sich die exakte Lösung des Optimierungsproblems als nicht trivial dar. In der Optimierung hat sich in diesen Fällen der Einsatz sogenannter Metaheuristiken bewährt. Zu den wichtigsten Vertretern zählen hierbei lokale Suchverfahren, wie der

- Tabu Search [140],
- Simulated Annealing [141], [142],
- Threshold-Accepting [143]

und populationsbasierte Verfahren bspw.

- Ameisenalgorithmus [144],
- Genetischer Algorithmus [145],
- Partikelschwarmoptimierung [146] sowie
- Scatter-Search [147].

Metaheuristiken zeichnen sich generell durch ihren hohen Grad an Adaptionfähigkeit auf unterschiedlichste Problemstellungen aus. Dennoch gibt es bei der Wahl der Verfahren stets problem-spezifische Vor- und Nachteile. Im Unterschied zu lokalen Suchverfahren optimiert die Suche populationsbasierter Verfahren auf einer Menge von mehreren Lösungen, der sogenannten Population, anstelle einer einzelnen. Über eine möglichst diversifizierte Anfangspopulation erreichen sie ihre Effektivität, indem sie einen breiten Suchraum bedienen. [148], [149]

In dem zu Grunde liegenden Problem entsprechen die Individuen der Population den Arbeitspunkten der betrieblichen Freiheitsgrade. Demnach entspricht die Diversifikation der Ausgangspopulation möglichst unterschiedlichen Arbeitspunkten und steht daher im Widerspruch zu der Intention die Arbeitspunkte der betrieblichen Freiheitsgrade weitestgehend während der Arbeitspunktverschiebung beizubehalten. Im Gegensatz dazu kann diesem Ziel im Falle lokaler Suchverfahren nachgekommen werden. Ausgehend von den initialen Arbeitspunkten der betrieblichen Freiheitsgrade werden diese lediglich innerhalb ihrer Nachbarschaft schrittweise variiert. Durch eine geeignete Nachbarschaftsdefinition kann somit eine erhebliche Änderung der Arbeitspunkte der betrieblichen Freiheitsgrade grundsätzlich vermieden werden.

Der Tabu Search folgt im Allgemeinen einer „best fit“ Strategie, d. h., nach vollständiger Evaluation der Nachbarschaft geht er zur besten Nachbarschaftslösung über. Diese Evaluation geht jedoch unter Umständen mit einem enormen Rechenaufwand einher. Zum anderen hängt die Performance des Tabu Search stark von seinem Parameter der Tabudauer sowie dem Tabulisten-Management ab, deren Festlegung nicht trivial ist. Als geeignete Kandidaten verbleiben damit der Threshold-

Accepting sowie der Simulated Annealing. Der Threshold-Accepting stellt jedoch lediglich eine Sonderform des Simulated Annealing dar, sodass hier im Speziellen soll der Simulated Annealing genutzt werden soll. [148], [149]

Dieses Verfahren findet häufig Anwendung aufgrund seiner einfachen Adaptionenfähigkeit auf unterschiedlichste Problemstellungen, seines geringen Speicherbedarfs, seiner kurzen Laufzeit sowie seiner Skalierbarkeit auf größere Probleme, und empfiehlt sich so vor allem bei komplexen Problemen [150]–[153].

Der Simulated Annealing beschreibt ein lokales Suchverfahren, welches ausgehend von einer aktuellen Lösung z eine zufällige Nachbarlösung $z' \in NB(z)$ erzeugt mit $NB(z)$ definiert als Menge der zulässigen Nachbarlösungen von z . Stellt z' dabei eine Verbesserung dar, d. h. im Falle $F(z) > F(z')$, so wird die aktuelle Lösung z mit z' substituiert. Andernfalls, d. h. $F(z) \leq F(z')$, würde der Übergang von z' zu z zu keiner Verbesserung führen. Im Unterschied zu einem reinen Verbesserungsverfahren akzeptiert das Simulated Annealing Verfahren solch einen Übergang mit einer Übergangs-Wahrscheinlichkeit in Abhängigkeit vom Grad der Verschlechterung, wodurch lokale Optima überwunden werden sollen. Im Verlauf des Verfahrens sinkt die Übergangs-Wahrscheinlichkeit, sodass schließlich keine Verschlechterungen akzeptiert werden. Angewendet auf das vorliegende Optimierungsproblem ergibt sich der Simulated Annealing Ansatz wie folgt:

Die Startlösung z des Verfahrens ist definiert durch die initialen Arbeitspunkte der betrieblichen Freiheitsgrade z_0 und liefert die aktuell beste Lösung z^* . In jeder Iteration wird anschließend eine Nachbarlösung $z' \in NB(z)$ der aktuellen Lösung z erzeugt, indem für alle betrieblichen Freiheitsgrade j mit $j=1, \dots, m$ ausgehend vom Arbeitspunkt $z_j=(P_j, Q_j)$ unter Berücksichtigung der Schrittweiten $s_{P,j}$, $s_{Q,j}$ neue Arbeitspunkte $z'_j=(P'_j, Q'_j)$ bestimmt werden. Dabei definiert sich $s_{P,j}$ als Produkt aus dem Schrittweitenfaktor λ und der Bandbreite ΔP_j , welche die Differenz von $P_{\max,j}$ und $P_{\min,j}$ in Abhängigkeit von Q_j gemäß dem Arbeitsbereich D_j ist.

$$s_{P,j} = \lambda \cdot (P_{\max,j}(Q_j) - P_{\min,j}(Q_j)) \quad (4.35)$$

P'_j ergibt sich somit nach Gl. (4.36) für eine gleichverteilte Zufallszahl $r_{P,j} \in \mathcal{U}(0,1)$.

$$P'_j = P_j - s_{P,j} + 2 \cdot r_{P,j} \cdot s_{P,j} \quad (4.36)$$

Analog gestaltet sich die Bestimmung von Q'_j in Abhängigkeit von P'_j mit $s_{Q,j}$ und $r_{Q,j} \in \mathcal{U}(0,1)$.

$$s_{Q,j} = \lambda \cdot (Q_{\max,j}(P'_j) - Q_{\min,j}(P'_j)) \quad (4.37)$$

$$Q'_j = Q_j - s_{Q,j} + 2 \cdot r_{Q,j} \cdot s_{Q,j} \quad (4.38)$$

Auf Basis der ermittelten Nachbarlösung z' erfolgt eine Leistungsflussberechnung zur Evaluierung der Lösungsgüte $F(z')$, dem Grad der Verbesserung ΔF sowie der Zulässigkeit von z' nach (4.14) und (4.15).

$$\Delta F = F(z) - F(z') \quad (4.39)$$

Diesbezüglich können folgende vier Fälle auftreten:

1. **Unzulässigkeit:** Der Vektor \mathbf{z}' der Arbeitspunkte der betrieblichen Freiheitsgrade resultiert in der Leistungsflussberechnung zur Verletzung mindestens einer Restriktion nach (4.14) und (4.15), sodass \mathbf{z} für die Folgeiteration als aktuelle Lösung beibehalten wird.
2. **Zulässigkeit mit einer Verschlechterung von ΔF :** Die Methode akzeptiert den Übergang von \mathbf{z} nach \mathbf{z}' mit einer Übergangswahrscheinlichkeit $\varepsilon_{\Delta F}$ in Abhängigkeit des Ausmaßes der Verschlechterung von ΔF . D. h., gilt für eine gleichverteilte Zufallszahl $r \in \mathcal{U}(0,1)$ $r \leq \varepsilon_{\Delta F}$, so ist \mathbf{z} durch \mathbf{z}' zu ersetzen.
3. **Zulässigkeit mit einer Verbesserung von ΔF :** Der Übergang von \mathbf{z} nach \mathbf{z}' resultiert in einer Verbesserung von ΔF . Somit erfolgt die Substitution von \mathbf{z} durch \mathbf{z}' . Gilt darüber hinaus, dass $F(\mathbf{z}') < F(\mathbf{z}^*)$, d. h., \mathbf{z}' verbessert die aktuell beste Lösung \mathbf{z}^* , ist \mathbf{z}^* mit \mathbf{z}' zu aktualisieren. Im Falle einer Verbesserung von \mathbf{z}^* wird die Lösung hinsichtlich des Abbruchkriteriums geprüft.
4. Ist $F(\mathbf{z}^*)$ kleiner dem Schwellenwert ε_F , so stellt \mathbf{z}^* eine hinreichend gute Lösung gemäß (4.32) dar und das **Abbruchkriterium ist erfüllt**. Somit liefert \mathbf{z}^* die neuen Arbeitspunkte für die betrieblichen Freiheitsgrade.

Für die Fälle 1 bis 3 wird der Schrittweitenfaktor λ anschließend wie folgt adaptiert. Liegt eine Verbesserung von ΔF vor (Fall 3) und unterschreitet diese den Schwellenwert ε_λ , so erfolgt eine Erhöhung von λ . Der Grundgedanke hier ist, dass kleinere Schrittweiten $s_{P,j}$, $s_{Q,j}$ lediglich geringe Änderungen von $AP_{\text{NVP}}(\mathbf{z}')$ respektive $F(\mathbf{z}')$ bewirken. Durch die Schrittweiterehöhung soll eine Stagnation vermieden werden. Andererseits (Fall 1 und Fall 2) ist λ bei einer Anzahl σ von aufeinander folgenden nicht-verbessernden Iterationen zu verringern. Ausgehend von \mathbf{z} und dem adaptierten λ startet eine neue Iteration zur Ermittlung von \mathbf{z}' gemäß der Gl. (4.35) bis (4.38).

Im Sinne der Netzsicherheit muss die (n-1)-Sicherheit [154] sofern nach Netzstruktur möglich gewährleistet werden. So ist nach [155] das (n-1)-Prinzip garantiert, wenn jedes Ereignis der Ausfallliste, auch Contingency List genannt, in keiner Gefährdung der Netzsicherheit resultiert. D. h., dass keiner der definierten Betriebsmittelausfälle einen kaskadierten Ausfall weiterer Betriebsmittel zur Folge oder Auswirkungen auf die benachbarten Netze haben darf. Die Contingency List wird dabei von jedem Netzbetreiber individuell nach seinem Netz und dessen Betriebsmitteln angefertigt und enthält alle möglichen Ausfälle, welche zur Bewertung der Netzsicherheit relevant sind. [155]

Zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit wird das Verfahren um den Ansatz nach [16] erweitert. Dieser definiert den zulässigen Grenzwert $S_{ll,\text{zulässig}}$ für die Übertragungskapazität eines Betriebsmittels ll als Differenz aus der maximalen Übertragungskapazität $S_{ll,\text{max}}$ und einem belastungsabhängigen Wert ΔS_{ll} .

$$S_{ll,\text{zulässig}} = S_{ll,\text{max}} - \Delta S_{ll} \quad (4.40)$$

Der belastungsabhängige Wert ΔS_{ll} ergibt sich aus der Normalbelastung $S_{ll,(n-0)}$ im (n-0)-Fall und der maximalen Belastung $S_{ll,(n-1),\text{max}}$ der (n-1)-Berechnung. D. h., anhand der Einspeise- und Lastdaten sowie dem Netzmodell wird der Netzzustand unter Annahme des Ausfalls eines Betriebsmittels der Contingency List berechnet. Dies erfolgt für alle Einträge. $S_{ll,(n-1),\text{max}}$ entspricht somit der maximalen Belastung eines Betriebsmittels ll für alle zu berücksichtigenden Ausfälle.

$$\Delta S_{ll} = S_{ll,(n-0)} - S_{ll,(n-1),\text{max}} \quad (4.41)$$

Je nach $S_{ll,(n-1),\text{max}}$ kann ΔS_{ll} somit negativ oder positiv ausfallen. Tritt während eines (n-1)-Falls eine Überlastung des Betriebsmittels auf, muss dessen Belastung im (n-0)-Fall um ΔS_{ll} gesenkt werden. Ist $S_{ll,(n-1),\text{max}}$ kleiner gleich $S_{ll,\text{max}}$, so kann die Belastung $S_{ll,(n-0)}$ theoretisch um ΔS_{ll} erhöht werden.

Somit ergeben sich die zulässigen Grenzwerte $S_{ll,zulässig}$ der Betriebsmittel ll . Die ermittelten $S_{ll,zulässig}$ bilden die sogenannten Security Constraints ab und definieren die Grenzwerte für $i_{ll,zulässig}$ in Gl. (4.14). Durch die Berücksichtigung der Security Constraints im oben beschriebenen Simulated Annealing Ansatz entsteht ein Security Constraints Optimal Power Flow (SCOPF).

Aufgrund der Anwendungsmöglichkeit des Verfahrens für präventive und kurative Maßnahmen sind unterschiedliche Sätze von Eingangsparametern zu verwenden. Während bei einer präventiven Maßnahme Erzeugungs- und Lastprognosen (Θ) berücksichtigt werden müssen, entfallen diese für eine kurative Anpassung. Weitere Eingangsgrößen sind der aktuelle Systemzustand (\mathbf{x}), die $PQu(t)$ -Kapazität des eigenen Netzes sowie die der angeschlossenen unterlagerten Netze, Zeitschritt(e), z für den Zeitschritt k sowie die Netzsicherheitskriterien und Netzdaten (siehe Abb. 4.26). Auf deren Basis errechnet der SCOPF die benötigten Arbeitspunktanpassungen z^* seiner betrieblichen Freiheitsgrade für die Zeitpunkte k .

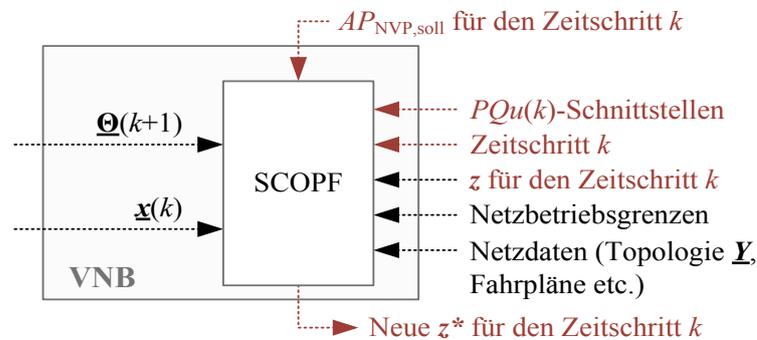


Abb. 4.26: Neuberechnung z^* für den Zeitschritt k

Die Arbeitspunktänderung basiert auf dem Top-Down Ansatz und verwendet die in Abschnitt 4.2.2 beschriebene Modellierung. Ein unterlagertes Netz kann als flexible Last im überlagerten Netz abgebildet werden. Unter der Annahme, dass der hierfür zulässige „Arbeitsbereich“ durch die $PQu(t)$ -Kapazität beschrieben wird, hat eine Arbeitspunktänderung innerhalb der $PQu(t)$ -Kapazität keine negativen Auswirkungen auf dessen Netz. Die Berechnung der Maßnahmen beginnt in der Netzebene, in der die Ursache für die Anpassung liegt. Die Methode berechnet die Arbeitspunktänderungen je betrieblichen Freiheitsgrad, also abgangsscharf. D. h., die Anpassungsmaßnahmen werden Gegensatz zu knotenscharfen Berechnungen je betrieblichen Freiheitsgrad an einem Knoten ermittelt. So kann ein überlagerter Netzbetreiber bei Bedarf etwaige Arbeitspunktanpassungen bei seinen unterlagerten Netzbetreibern anfordern (siehe Abb. 4.27). Dieser Vorgang kann je nach Netzbetriebsführungsparameter / -zielfunktion kaskadiert anteilig bis in die Niederspannungsebene erfolgen.

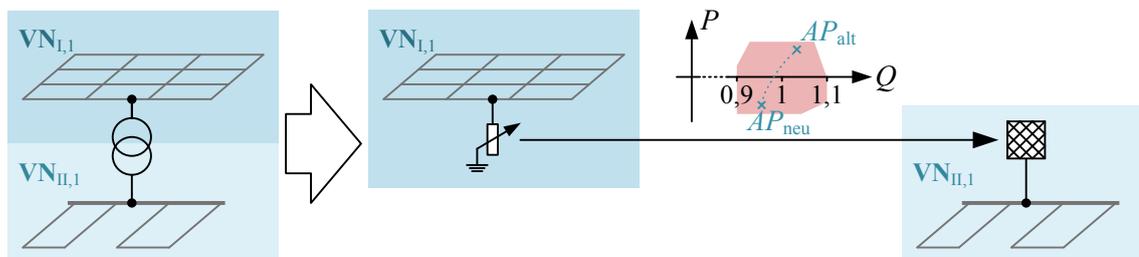


Abb. 4.27: Schematische Darstellung des Top-Down Ansatzes für die Arbeitspunktänderung am Beispiel einer angefragten Wirk- und Blindleistungsanpassung seitens $VNB_{I,1}$ an $VNB_{II,1}$ (rote Fläche entspricht der PQ -Kapazität des $VN_{II,1}$ für $u = 1$ p.u. am NVP)

Sofern das angeschlossene unterlagerte Netz die Maßnahme aus irgendeinem Grund nicht umsetzen kann, hat dies etwaige Rückwirkungen zur Folge (siehe Abb. 4.28). In Konsequenz muss der ANB neue Arbeitspunkte für seine betrieblichen Freiheitsgrade berechnen. Ist dies nicht möglich, muss dessen überlagerter Netzbetreiber informiert werden.

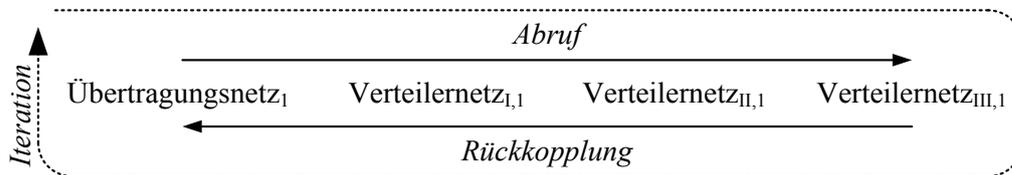


Abb. 4.28: Ablauf: Arbeitspunktanpassung am Bsp. Anforderung seitens ÜNB

4.4 Einbettung der Module in ein Netzleitsystem

Im Netzleitsystem ist die Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität ein Modul der Höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (**HEO**) (siehe Abb. 4.29). Grundsätzlich interagiert dieses direkt mit der Supervisory Control and Data Acquisition (**SCADA**), dem Planungsmodul und der Leitwartenvisualisierung (**GUI**). Im Gesamtprozess sind zudem noch die State Estimation (**SE**), der Operator, die betrieblichen Freiheitsgrade in der Feldebene sowie z. B. mögliche unterlagerte Netzbetreiber involviert.

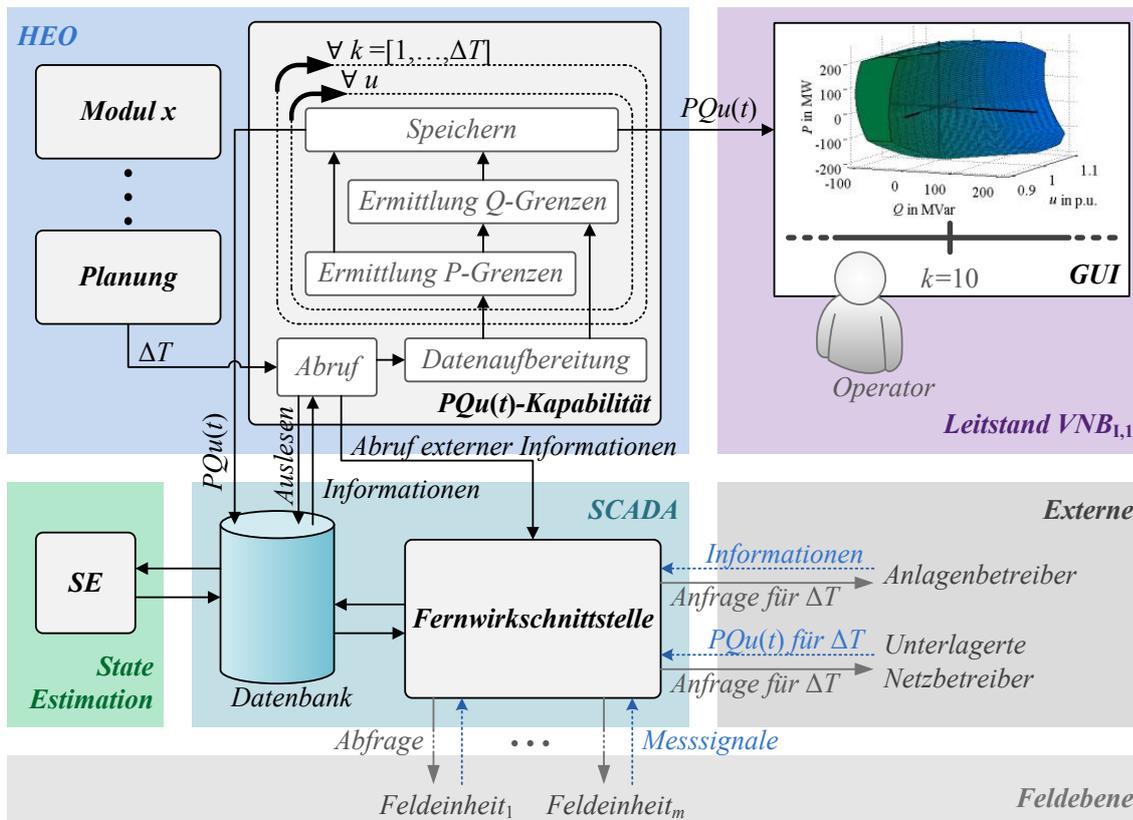


Abb. 4.29: Einbettung des Moduls zur Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität in ein Netzleitsystem

Je nach Planungsphase ruft das dafür zuständige Modul das Berechnungsmodul der $PQu(t)$ -Kapazität auf und übergibt den zu untersuchenden Zeitraum ΔT . Mit Aufruf des Moduls wird die in-

terne Abruffunktion ausgeführt. Initial erfolgt eine Anfrage an alle registrierten betrieblichen Freiheitsgrade hinsichtlich derer verfügbaren Stellpotenziale und möglicher Fahrpläne via Fernwirk-schnittstelle bei den angeschlossenen Anlagen- und Netzbetreibern. Gleichzeitig werden aus der Datenbank je nach betrachteten Zeithorizont historische, aktuelle Daten sowie Lastprofile und Netzdaten ausgelesen (siehe Abb. 4.29). Während für den WAP oder DACF aktuelle Messwerte nur von geringem Interesse sind, ist deren Berücksichtigung im IDCF zwingend erforderlich. Die abgerufenen aktuellen Messwerte werden mittels der State Estimation aufbereitet, in die Datenbank zurückgeschrieben und anschließend dem Modul $PQu(t)$ -Kapazität übergeben. Auf Basis der gesammelten Datenlage erfolgt im Rahmen der Datenaufbereitung initial eine Prognose hinsichtlich des Last- und EE-Einspeiseverhaltens für den Zeithorizont ΔT .

Darauf aufbauend erstellt die Methode eine Matrix für alle Arbeitspunkte (AP) aller Netzanschlussnehmer i (siehe Abb. 4.30) und eine für die verfügbaren betrieblichen Freiheitsgrade hinsichtlich derer ΔP , ΔQ für den Anschlusspunkt j und Zeitschritt k . Nach der Analyse hinsichtlich aktiver und passiver Netzanschlussnehmer erstellt die Datenaufbereitung jeweils ein Netzmodell gemäß dem in Abschnitt 4.2.3 beschriebenen Ansatzes für die Ermittlung der Wirk- und Blindleistungsgrenzen. Dabei erfolgen Ermittlung der P - und Q -Grenzen für die Variation der Spannung u am definierten Anschlusspunkt über den adressierten Zeithorizont ΔT (siehe Abschnitt 4.2.3). Die berechneten $PQu(t)$ -Kapazitäten für ΔT werden in die Datenbank geschrieben und sind für den Operator via **GUI** visualisierbar.

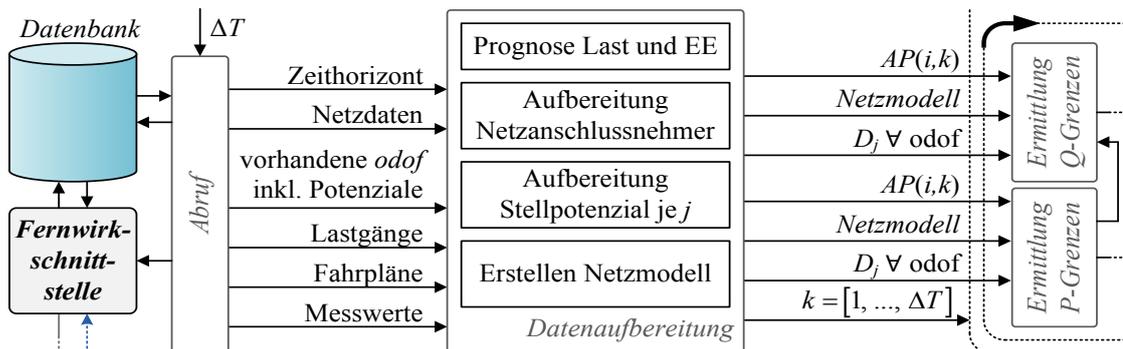


Abb. 4.30: Ausschnitt: Ablauf des Abrufs und Datenaufbereitung

Wie das Modul zur Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität ist auch das Modul für Arbeitspunktänderung ($AP\ddot{A}$) eine **HEO** Funktion. Es interagiert direkt mit der **SCADA**, der Netzbewertung und der Leitwartenvisualisierung. Eine Arbeitspunktänderung am NVP bedingt entweder eine Anfrage des überlagerten Netzbetreibers oder eine Netzsicherheitsverletzung im eigenen Netz. Für ersteres ist die **SCADA** bspw. mit einer EventListener Funktion ausgestattet, welche die für die NVP definierten Datenpunkte überwacht. Erfolgt seitens des überlagerten Netzbetreibers eine Änderung, wird das $AP\ddot{A}$ -Modul aufgerufen. Im Falle einer Verletzung der definierten Netzbetriebsgrenzen im eigenen Netz startet die Netzbewertung das $AP\ddot{A}$ -Modul (siehe Abb. 4.31). Zu Beginn liest der Algorithmus zur Arbeitspunktänderung die Datenbank hinsichtlich der benötigten Informationen aus und bereitet diese entsprechend auf. Basierend auf den Daten erfolgt anschließend der in Abschnitt 4.3 beschriebene SCOPF. Im Sinne der Netzsicherheit ist die Arbeitspunktänderung als automatische Funktion in die Netzleittechnik zu implementieren. Dabei werden die berechneten neuen Arbeitspunkte basierend auf z^* für die betrieblichen Freiheitsgrade j zu den Zeitpunkten k dem Operator an der **GUI** visualisiert. Dieser hat anschließend ein Veto-Recht gegenüber den Maßnahmen, welche er innerhalb eines gesetzten Zeitintervalls ggf. wahrnehmen muss. Geschieht dies nicht,

werden die z_j^* abschließend an die entsprechenden Verantwortlichen übermittelt, welche diese im Sinne der Netzsicherheit umzusetzen haben.

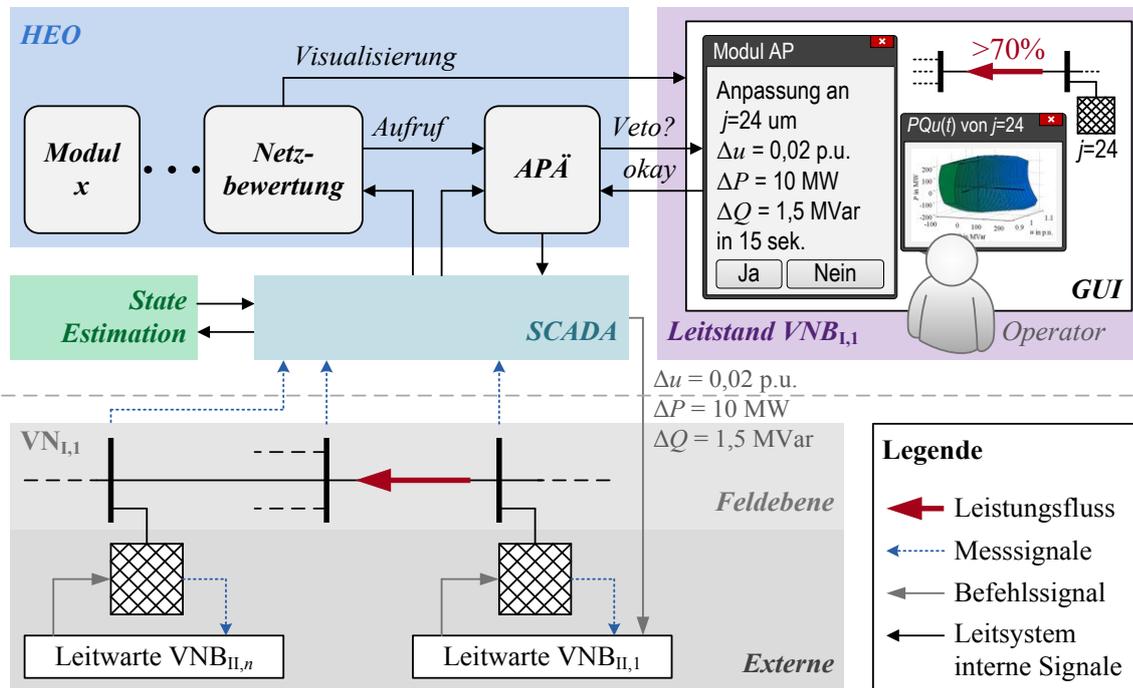


Abb. 4.31: Darstellung der Arbeitspunktänderung am Beispiel einer Leitungsüberlastung im $VN_{I,1}$

5 Numerische Fallstudien

Der im Rahmen der Erörterung von Forschungsfrage F2 vorgestellte Ansatz des Vertikalen Netzbetriebs soll im Zuge numerischer Fallstudien hinsichtlich der Forschungsfragen F4 und F3 auf seine Tauglichkeit bzw. Funktionalität untersucht werden. Mittels leistungsflussbasierter Zeitreihensimulationen wird speziell die Frage, inwiefern die in den Abschnitten 4.2.3 und 4.3 vorgestellten Methoden eine Aggregation und Nutzbarmachung der betrieblichen Freiheitsgrade sowie die Abbildung unterlagerter Netze ermöglichen. Hierbei unterteilt sich die Untersuchung in die Bereiche der Netzbetriebsplanung mittels $PQu(t)$ -Kapazität sowie die Arbeitspunktänderung im Sinne des Vertikalen Netzbetriebs im Rahmen der Netzbetriebsführung. Dafür erfolgen zuerst eine kurze Beschreibung der Modellierung von Lasten und Erzeugern sowie die untersuchten Referenznetze. Weiterhin werden basierend auf charakteristischen Aspekten wie z. B. Starklast sogenannte Typ-tage ermittelt, welche die Grundlage für die Untersuchungsszenarien bilden.

5.1 Modellierung von Lasten und Erzeugern

Netzanschlussnehmer lassen sich hinsichtlich ihres elektrischen und zeitlichen Verhaltens kategorisieren. Elektrisch gesehen, sind sie in Erzeuger sowie Lasten unterteilbar und sind dementsprechend in der Leistungsflussberechnung als P-U-Knoten bzw. P-Q-Knoten abzubilden [35]. Des Weiteren können deren Arbeitspunkte in zeitinvariante und zeitlich veränderliche unterschieden werden. In den folgenden Szenarien werden ausschließlich zeitvariante Verhalten der Netzanschlussnehmer berücksichtigt. Hierbei erfolgt eine Trennung im Sinne der $PQu(t)$ -Berechnung in fixe und flexible bzw. aktive und passive Netzanschlussnehmer (siehe Tab. 5.1). Während die fixen Netzanschlussnehmer mittels Standardlastprofil (SLP) oder zur Verfügung stehenden Messwertzeitreihen abgebildet werden, besitzen die flexiblen Netzanschlussnehmer zudem noch einen Wirk- und / oder Blindleistungsstellbereich.

Tab. 5.1: Kategorisierung der abgebildeten Netzanschlussnehmer

Verhalten		Erzeuger P-U-Knoten	Lasten P-Q-Knoten	Netzanschlussnehmer
zeitinvariant		konstant	konstant	passiv
zeitvariant	fixe	zeitl. Verhalten mittels SLP oder Lastgang	zeitl. Verhalten mittels SLP oder Lastgang	passiv
	flexibel	zeitl. Verhalten mittels SLP oder Lastgang + Flexibilität ($\Delta P, \Delta Q$)	zeitl. Verhalten mittels SLP oder Lastgang + Flexibilität ($\Delta P, \Delta Q$)	aktiv

Im Rahmen der quasi-stationären Betrachtungen der Netzbetriebsplanung sowie -führung stellen die jeweiligen Arbeitsbereiche (PQ -Bereiche) der Anlagen die hauptsächliche Limitierung der Stellpotenziale dar. Die Grenzen der jeweiligen PQ -Bereiche definieren sich hinsichtlich verschiedener Aspekte wie Gesetze und Regularien, technischen Richtlinien sowie anlagespezifischen, technischen Grenzen. Deren genaue Analyse sowie die Bestimmung der jeweiligen Arbeitsbereiche für die verschiedenen Netzanschlussnehmer erfolgt im Anhang A.3. Der zukünftige Erzeugungsmix wird trotz des starken Ausbaus an EE-Anlagen auch konventionelle Kraftwerke als Regelkraftwerke im Portfolio beinhalten. Gleichmaßen sind laut BDEW die vier wichtigsten regenerativen

Stromerzeugungsanlagen in Deutschland Biomasse-, Photovoltaik-, Wasserkraft- sowie Windkraftanlagen [156]. Bezugnehmend auf Anhang A.3 gilt in den folgenden numerischen Falluntersuchungen für die *konventionellen Kraftwerke*, *Wasserkraftwerke* und *Biomasse-/gasanlagen* der Arbeitsbereich des Synchrongenerators (siehe Abb. A.5). *Photovoltaikanlagen* werden unter Berücksichtigung der Wechselrichtercharakteristik sowie der in Anhang A.3.1 beschriebenen Grenzwerte mit einem rechteckigen Arbeitsbereich (siehe Abb. A.6 a)) abgebildet. Für *Windkraftanlagen* gelte der Arbeitsbereich nach SDLWindV (siehe Abb. A.6 b)).

Zur Abbildung der DSM-Potenziale für die Sektoren Industrie, GHD und Haushalt werden hierfür auch Arbeitsbereiche festgelegt. Industrieanlagen sind häufig mit Kompensationsanlagen für deren Blindleistungshaushalt ausgestattet, welche zukünftig als betrieblicher Freiheitsgrad genutzt werden kann. Damit ergibt sich für die Industrielast ein rechteckiger Arbeitsbereich laut Abb. A.7 a). Für die Verbraucher im Gewerbe- und Haushaltssektor gilt für einen fixen P -Wert $\Delta Q \rightarrow 0$. Folglich muss für eine Änderung des Blindleistungswerts gemäß dem $\cos \varphi$ eine Adaption des P -Werts erfolgen. Deshalb sind diese Lasten bzw. deren DSM-Potenziale mittels dem Arbeitsbereich nach Abb. A.7 b) realisiert.

Aufgrund der verschiedenen zeitlichen Abhängigkeiten der einzelnen betrieblichen Freiheitsgrade sind ggf. auch Wirk- und Blindleistungsgrenzen des theoretischen Arbeitsbereichs zeitvariant (siehe Tab. 5.2). Während der Arbeitsbereich für Biomasse-/gasanlagen, Wasser- und konv. Kraftwerke als konstant angesehen werden kann, variiert das P_{\max} einer WKA oder PV-Anlage mit der Zeit.

Tab. 5.2: Zeitliche Abbildung minimaler und maximaler Wirk- und Blindleistungsgrenzen des Arbeitsbereichs je betrieblichen Freiheitsgrad

Betriebl. Freiheitsgrad	zeitvariant				zeitinvariant			
	P_{\max}	P_{\min}	Q_{\max}	Q_{\min}	P_{\max}	P_{\min}	Q_{\max}	Q_{\min}
DSM im Haushalt	x	x	x	x	---	---	---	---
DSM im Gewerbe	x	x	x	x	---	---	---	---
DSM in der Industrie	x	x	---	---	---	---	x	x
Wasserkraftwerk	---	---	---	---	x	x	x	x
Windkraftanlage	x	x	---	---	---	---	x	x
Biomasse-/gasanlage	---	---	---	---	x	x	x	x
Photovoltaikanlage	x	x	---	---	---	---	x	x
konv. Kraftwerke	---	---	---	---	x	x	x	x

5.2 Referenznetze und deren Parametrierung

Die Validierung des Ansatzes ist an möglichst realistischen Daten zu analysieren. Bedingt der Tatsache, dass es sich beim elektrischen Energieversorgungssystem von Natur aus um eine kritische Infrastruktur handelt, sind dessen Netzdaten sensible Informationen [26]. Im Zuge dessen haben Wissenschaftler über die letzten Dekaden hinweg für ihre verschiedenen Untersuchungsaspekte Referenznetze zusammengestellt [26]. Die Autoren C. Coffin, D. Gordon und P. Scott geben hierbei in [26] einen Überblick hinsichtlich bestehender Referenznetze. Diese Zusammenstellung dient als

Grundlage für die Auswahl der abzubildenden Systeme. Für die Untersuchung des Vertikalen Netzbetriebs hinsichtlich seiner Funktionalität stellen sich verschiedene Anforderungen an das Referenznetz, hier mit AR abgekürzt.

- AR1 Die Analyse der Koordination zwischen ÜNB und den VNBS untereinander erfordert die **Netzebenen 1 bis 7** abzubilden.
- AR2 Je nach Netzstruktur bilden sich andere Leistungsflüsse aus. Somit ergeben sich aufgrund der betrieblichen Grenzwerte unterschiedliche $PQu(t)$ -Kapabilitäten für **vermaschte, ringförmige und strahlenförmige Netzformen**, welche folglich zu untersuchen sind.
- AR3 Des Weiteren ist die elektrische Last eines Netzes von der Besiedlungsstruktur abhängig. So sind ländliche Gebiete von einer geringen Lastdichte geprägt [26]. Prinzipiell soll hier in **ländliche, suburbane und städtische Besiedlungsstrukturen** unterschieden werden.
- AR4 Für die Abbildung der in Kapitel 3 analysierten Wirkleistungs- speziell DSM-Potenziale als betrieblicher Freiheitsgrad ist eine **Lastverteilung hinsichtlich der Sektoren Haushalt, Gewerbe und Industrie für Deutschland** notwendig.
- AR5 Ebenso ist eine **Berücksichtigung der angeschlossenen, unterlagerten Netze in der Lastverteilung** sowie die sich daraus einstellenden Arbeitspunkte unabdingbar.
- AR6 Zudem muss unter anderem hinblickend auf das Blindleistungspotenzial (siehe Abschnitt 3.3) die **Erzeugungslandschaft respektive der Ausbau an EE-Anlagen für das Jahr 2030 in Deutschland** repräsentiert werden.

Ausgehend von [26] und den beschriebenen Anforderungen existiert kein Referenznetz, welches eine allgemeingültige Validierung des Vertikalen Netzbetriebs zulässt, sondern muss neu modelliert werden. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 4.2.3 und 4.3 beschriebenen Prozesse erscheint es daher zweckmäßig, für die jeweiligen Netzebenen spezifische Referenznetze zu nutzen. Deren Kopplung erfolgt an den Netzverknüpfungspunkten (hier Transformatoren). Die Abbildung eines unterlagerten bzw. angeschlossenen Netzes erfolgt mittels flexibler Lasten, welche durch die $PQu(t)$ -Kapazität des jeweiligen Netzes sowie dessen unbeeinflussten Lastgangs beschrieben sind (siehe Abschnitt 4.2.3 und 4.3). Im Rahmen dieser Arbeit ist der „unbeeinflusste Lastgang“ als Zeitreihe der Arbeitspunkte am NVP $AP_{NVP}(t)$ definiert, die sich allein aufgrund der zeitlichen Charakteristika der Netzanschlussnehmer ohne die Nutzung betrieblicher Freiheitsgrade einstellt. Dies erlaubt eine modularisierte Zusammensetzung des Gesamtsystems, bei der keine direkte Verschaltung aller (Teil-)Referenznetze erforderlich ist und die einzelnen Netze separat berechnet werden können.

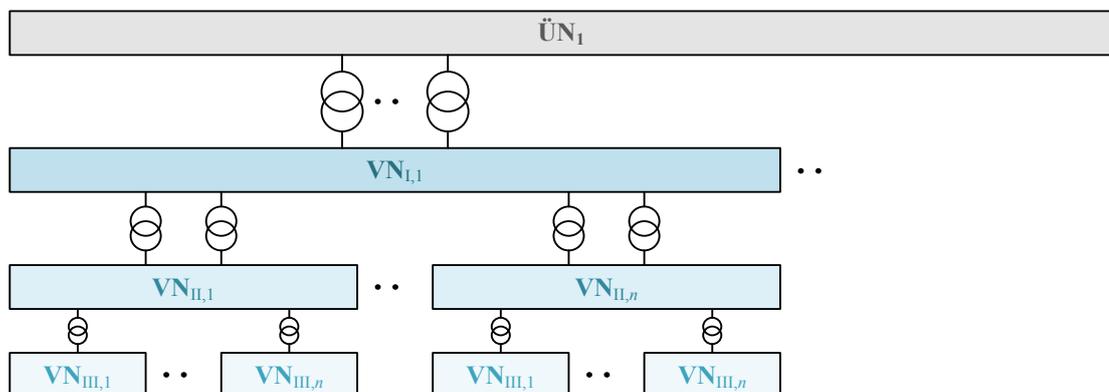


Abb. 5.1: Modulare Zusammensetzung des Gesamtsystems

Der Fokus für die Validierung der Koordination zur Nutzbarmachung betrieblicher Freiheitsgrade in den Verteilernetzen liegt auf den Netzebenen 3, 5 und 7. Dementsprechend ist eine detaillierte Abbildung des Übertragungsnetzes nicht erforderlich. Da die Anforderungen AR4, AR5 und AR6 von keinem der bislang publizierten Referenznetze erfüllt werden, erfolgt zu diesem Zweck eine Adaption vorhandener Netze. Die hierfür zu Grunde legende Vorgehensweise wird im Anschluss an die Teilreferenznetzauswahl beschrieben.

Das IEEE 30 Bus Test System bildet neben der Hoch- auch die Mittelspannung ab [157]. Dabei fungiert Generator G1 als Netzverknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz mit zwei 300-MVA-380/110-kV-Transformatoren angenommen [158]. Für die hier betrachtenden Untersuchungsgegenstände erfolgt eine Unterteilung der Mittelspannung in drei Netze VN_{II,1} bis VN_{II,3} (abgekürzt mit C30_MS1, C30_MS2 und C30_MS3). Zudem werden die angegebenen Dreiwicklungstransformatoren durch Zweiwicklungstransformatoren ähnlich wie in [159] substituiert. Aufgrund des EE-Ausbaus für das Jahr 2030 und der damit einhergehenden Einspeisung ist das C30_HS zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit um eine zusätzliche Leitung zwischen den Knoten 7 und 8 sowie einer Erhöhung der Leitungskapazitäten um 50% verstärkt. Das sich somit durch die Anpassung ergebende Netzbild ist in Abb. 5.2 skizziert.

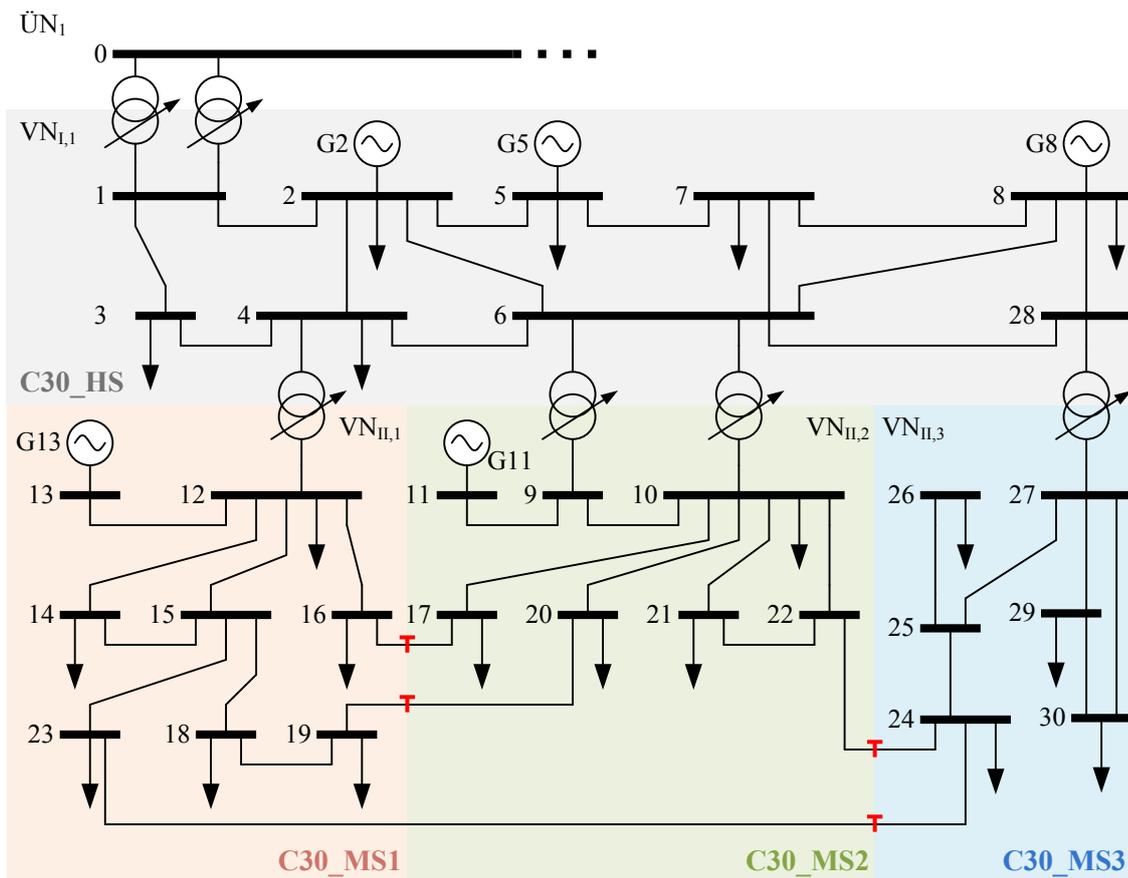


Abb. 5.2: Referenznetz Hoch- und Mittelspannung in Anlehnung an IEEE 30 Bus Test System [157]

Während die Mittelspannungsnetze im IEEE 30 Bus Test System eine Mischung aus vermaschten und Strahlennetzen abbilden, werden europäische Mittelspannungsnetze vorwiegend als offener Ring betrieben [160]. Für eine umfassende Validierung des Vertikalen Netzbetriebs ist auch diese

Netzstruktur zu untersuchen. Hierfür wird das Mittelspannungsnetz nach Cigré *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources* European Configuration [161] (Ci_MS) genutzt. Dieses bildet ein typisches städtisches Netz (grau hinterlegt) mit ländlicher Umgebung (grün hinterlegt) ab (siehe Abb. 5.3). Im Sinne der (n-1)-Sicherheit wird das Netz hier als geschlossener Ring betrieben (siehe Abb. 5.3 geschlossene Trenner (grünes T) offene Trenner (rotes T)).

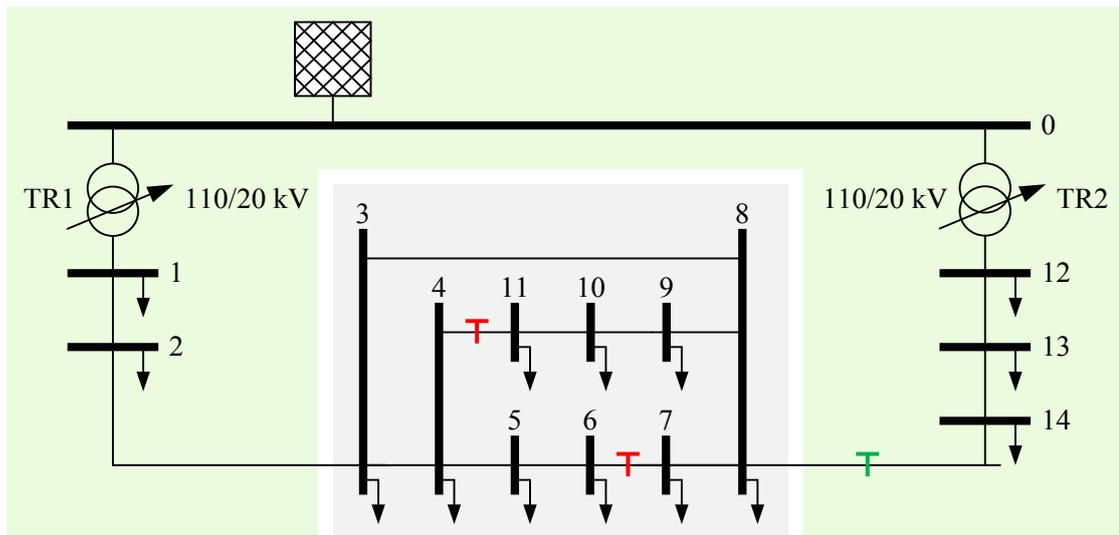


Abb. 5.3: Referenznetz Mittelspannung Cigré Benchmark System European Configuration [161]

Die Niederspannungsnetze können in zwei Gruppen eingeteilt werden. Prinzipiell sind europäische Niederspannungsnetze überwiegend als Strahlennetze ausgelegt [161]. In Deutschland werden vor allem aufgrund der geografischen Ausdehnung und der geringeren Lastdichte ländliche Gebiete radial konfiguriert, welche sowohl als Erdkabel als auch teilweise mit Freileitungen ausgeführt sind [26]. Typischerweise wird das Netz von einem Ortsnetztransformator gespeist und besitzt im Durchschnitt acht Abgänge [26]. Diese Konfiguration kann mit dem Niederspannungsnetz nach [161] (*residential subnetwork* siehe Abb. 5.4), im Folgenden auch mit Ci_NS abgekürzt, abgebildet werden.

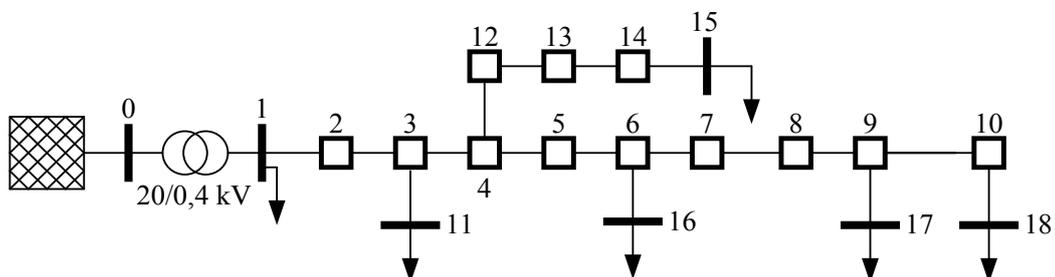


Abb. 5.4: Referenznetz Niederspannung Cigré Benchmark System European Configuration residential [161]

Entsprechend der hohen räumlichen Dichte von städtischen Lasten werden hier in Deutschland kurze Kabel mit großem Querschnitt verlegt [160]. Diese sind mittels Verteilerkästen zu einem vermaschten Netz verschaltet [160]. Für die Abbildung städtischer Niederspannungsnetze werden

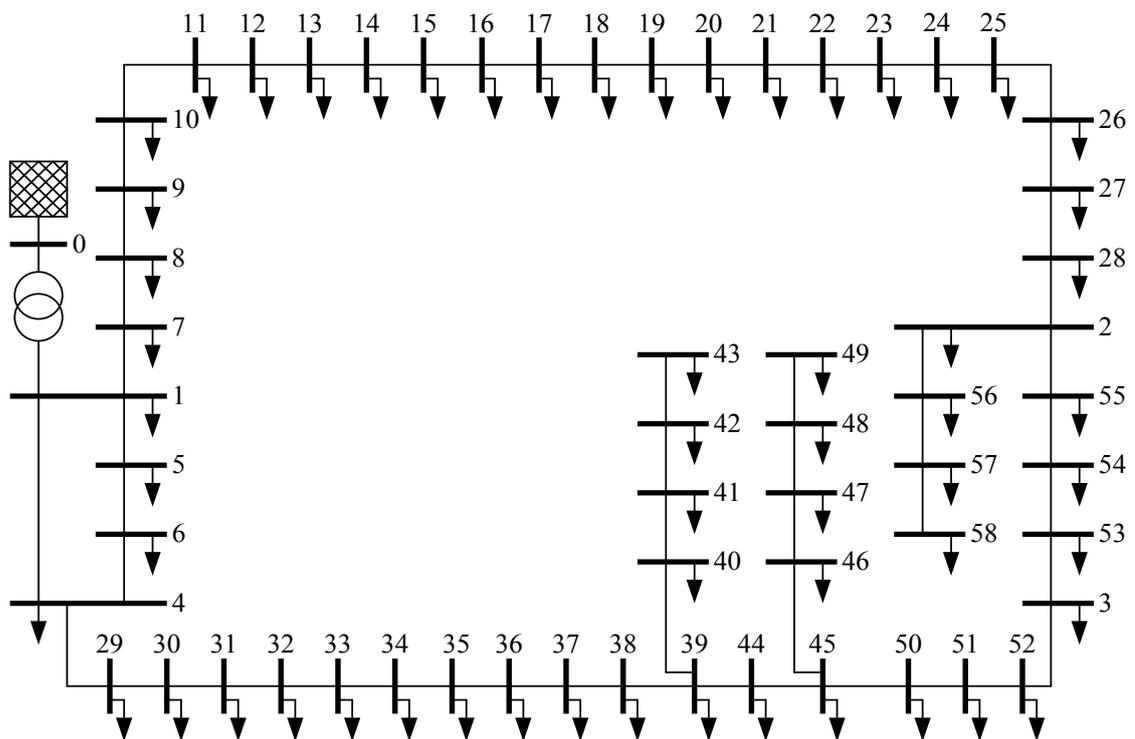


Abb. 5.7: Referenznetz Niederspannung Modellnetz 3 nach [14]

Tab. 5.3 zeigt eine Übersicht der im Rahmen der numerischen Fallstudien verwendeten Referenznetze:

Tab. 5.3: Übersicht der verwendeten Referenznetze

	Referenznetz	Abkürzung
HS	IEEE 30 Bus Test System (Knoten siehe Tab. A.21)	C30_HS
MS	IEEE 30 Bus Test System (Knoten siehe Tab. A.18)	C30_MS1
MS	IEEE 30 Bus Test System (Knoten siehe Tab. A.19)	C30_MS2
MS	IEEE 30 Bus Test System (Knoten siehe Tab. A.20)	C30_MS3
MS	<i>Cigré Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources</i> Medium Voltage Distribution Network Benchmark European Configuration [161]	Ci_MS
NS	<i>Cigré Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources</i> Low Voltage Distribution Network Benchmark European Configuration [161]	Ci_NS
NS	Modellnetz 1 des Verbundvorhabens „Gesteuertes Laden V2.0“ [14]	NS_ND1
NS	Modellnetz 2 des Verbundvorhabens „Gesteuertes Laden V2.0“ [14]	NS_ND2
NS	Modellnetz 3 des Verbundvorhabens „Gesteuertes Laden V2.0“ [14]	NS_ND3

Die hier vorgestellten Netze müssen gemäß AR4 hinsichtlich der ermittelten Potenziale aus Kapitel 3 angepasst werden. Dafür bedarf es der Aufteilung der Lasten je Sektoren und Spannungsebene. Gleichzeitig müssen die unterlagerten Netze in der Lastverteilung mit berücksichtigt werden. Auf Basis der öffentlich verfügbaren Angaben der Höchstentnahmelasten nach [162] ist eine Lastverteilung je Netzebene aus Sicht des Hochspannungsnetzes ableitbar (siehe Tab. A.6). Aus den Angaben von [77] kann geschlussfolgert werden, dass alle Haushaltslasten in der Niederspannung angeschlossen sind. Nach [163] teilt sich die Last in Deutschland zu 27% auf den Haushaltssektor, 28% Gewerbe und 45% Industrie auf. Tab. 5.4 zeigt die daraus ermittelte Lastverteilung je Netzebene und Sektor. Im Sinne der Referenznetze sind die Netzebenen auf Hoch- (HS), Mittel- (MS) und Niederspannung (NS) zusammengefasst. Das Hochspannungsnetz umfasst in den folgenden Betrachtungen die Netzebenen 3 und 4 bzw. die Mittelspannungsnetze die Netzebenen 5 und 6.

Tab. 5.4: Lastverteilung je Sektor und Netzebene

	NS	MS	HS	Last je Sektor
Haushalt	27%	0%	0%	27%
Gewerbe	7%	21%	0%	28%
Industrie	0%	6%	39%	45%
Lastaufteilung nach TEN	34%	27%	39%	100%

Im nächsten Schritt sind die unterlagerten Netze in der Lastverteilung zu berücksichtigen. Geht man davon aus, dass in der Hochspannung die einzigen Abnehmer Industriekunden und unterlagerte Mittelspannungsnetze sind, ergibt sich das 61% der Hochspannungsnetzlast von unterlagerten Mittelspannungsnetzen bezogen wird. Wiederum entsprechen die 21% des Gewerbes 34% der Mittelspannungslast und die 6% Industrie 10% der Mittelspannungslast. Somit beziehen die Niederspannungsnetze 56% der Leistung aus der MS-Ebene. Tab. 5.5 fasst dies zusammen. Diese Verteilung wird auf die oben beschriebenen Referenznetze angewandt.

Tab. 5.5: Lastverteilung je Sektor, unterlagerter Netze und Netzebene

	Haushalt	Gewerbe	Industrie	NS	MS
HS	0	0	39%	0	61%
MS	0	34%	10%	56%	0
NS	79%	21%	0	0	0

Die Aufteilung der in Abschnitt 3.4 erörterten DSM-Potenziale erfolgt mittels dem relativen DSM-Potenzial. Dieses ist das ermittelte DSM-Potenzial je Sektor (hier Median nach Tab. 3.23) bezogen auf die Spitzenlast je Sektor. Letzteres lässt sich aus dem Verteilungsschlüssel 27% auf den Haushaltssektor, 28% Gewerbe und 45% Industrie [163] und der in [99] ausgewiesenen Spitzenlast von 84 GW für Deutschland. Somit ergibt sich folgende prozentuale Verteilung (siehe Tab. 5.6) ableiten. Anhand der sich nach Tab. 5.5 ergebenden Lasten je Referenznetz können unter Berücksichtigung von Tab. 5.6 die DSM-Potenziale aufgeschlüsselt werden. Die sich daraus resultierende Lastverteilung je Referenznetz ist Anhang A.4.2 zu entnehmen.

Tab. 5.6: Prozentuale Verteilung der DSM-Potenziale nach Abschnitt 3.4 je Sektor

	in GW	DSM-Potenzial nach Median in GW	Relatives DSM- Potenzial in %
Spitzenlast nach [99]	84,0	10,8	12,9
Haushalt	22,7	7,0	30,9
Gewerbe	23,5	1,5	6,4
Industrie	37,8	2,3	6,1

Des Weiteren müssen die Referenznetze gemäß AR6 um die EE-Anlagen im Jahre 2030 erweitert bzw. parametrisiert werden. Für eine allgemeingültige EE-Anlagenverteilung in den Referenznetzen bedarf es neben der Analyse der zu installierenden Leistung je EE-Anlagentyp je Netzebene (siehe Abb. 1.2) auch die Berücksichtigung der Zugehörigkeit je Netzbetreiber. Eine detaillierte Untersuchung der EE-Anlagenverteilung je Netzebene und -betreiber erfolgt im Anhang A.4.3. Zusammenfassend lassen sich folgende Aussagen ableiten:

- Die Leistungsverteilung der EE-Anlagen auf die Netzebenen variiert von Netzbetreiber zu Netzbetreiber und kann nicht verallgemeinert werden.
- Die Aufteilung von EE-Anlagen je Netzbetreiber auf Netzebenen ist nicht allgemeingültig darstellbar.
- Für PV-Anlagen ist über alle Netzbetreiber hinweg ein ähnlicher Anteil je Netzebene festzustellen; eine Streuung in Einzelfällen ist dennoch möglich.

So kann für die einzelnen Referenznetze keine allgemeingültige Verteilung abgeleitet werden. Deshalb erfolgt zuerst auf der Datenbasis des Anlagenregisters vom November 2014 [10] eine Zuweisung der installierten Leistung je Anlagentyp und Spannungsebene (siehe Abb. 1.2).

Tab. 5.7: Installierte EE-Anlagenleistung in MW je Typ und Netzebene für 2014 nach [10]

NE	WA	WKA	PV	BIO	GAS
1	4,07	1.928,26	3,72	21,69	0,00
2	53,28	28,30	0,79	0,00	0,68
3	161,58	12.076,01	2.102,74	334,34	82,72
4	95,66	5.356,64	529,47	278,39	17,43
5	1.027,17	16.943,23	11.785,13	5.313,74	490,09
6	45,46	84,10	984,48	281,26	11,44
7	259,91	64,99	21.534,04	596,28	26,63

Wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass der zukünftige Zubau der EE-Anlagen keinen Einfluss auf deren prozentuale Verteilung je Netzebene und EE-Typ hat. Folglich kann der EE-Anlagenzubau mittels Skalierungsfaktoren abgebildet werden. Hierfür werden die installierten EE-Leistungen je Typ und Netzebene für das Jahr 2030 im Anhang A.4.4 interpoliert (siehe Tab. A.16).

Tab. 5.8: Installierte EE-Anlagenleistung in MW je Typ und Netzebene für 2030

NE	WA	WKA	PV	BIO	GAS
1	4,07	4.550,68	6,00	27,55	0,00
2	53,28	66,79	1,28	0,00	0,68
3	161,58	28.499,37	3.385,42	424,61	82,72
4	95,66	12.641,66	852,44	353,55	17,43
5	1.027,17	39.986,02	18.974,07	6.748,45	490,09
6	45,46	198,49	1.585,01	357,20	11,44
7	259,91	153,39	34.669,81	757,28	26,63

Zur Bestimmung der jeweiligen zu integrierenden EE-Anlagenleistungen für die einzelnen Referenznetze kann die in Tab. 5.8 ermittelte Anlagenverteilung in das Verhältnis zur Summenlast je Netzebene gesetzt werden. Hierfür gelten folgende Annahmen:

- Alle Lasten sind in den Netzebenen größer gleich 3 angeschlossen.
- Die Hochspannungsnetze beinhalten die Netzebenen 3 und 4.
- Die Mittelspannungsnetze umfassen die Netzebenen 5 und 6.
- Die Niederspannungsnetze liegen in der Netzebene 7.

Die Summenlast je Netzebene $\Sigma P_{\text{inst. Last, Netz}}$ ergibt sich aus der von [99] ausgewiesenen Spitzenlast für Deutschland von 84 GW unter Berücksichtigung der Lastverteilung je Netzebene nach Tab. 5.4.

$$P_{\text{rel. inst., Netz, EE-Typ}} = \frac{P_{\text{inst., Netz, EE-Typ}}}{\Sigma P_{\text{inst. Last, Netz}}} \quad (5.1)$$

Der sich daraus je EE-Typ und Netz ergebende relative Anteil zu integrierender EE-Anlagenleistungen $p_{\text{rel. inst., Netz, EE-Typ}}$ und der relative Anteil des Gesamtzubaus an EE-Anlagen je Netz $\Sigma p_{\text{rel. inst., Netz}}$ ist in Tab. 5.9 gegenübergestellt.

Tab. 5.9: Relative installierte EE-Anlagenleistung je EE-Typ und Netz für 2030

	$p_{\text{rel. inst., Netz, WA}}$	$p_{\text{rel. inst., Netz, WKA}}$	$p_{\text{rel. inst., Netz, PV}}$	$p_{\text{rel. inst., Netz, BIO}}$	$p_{\text{rel. inst., Netz, GAS}}$	$\Sigma p_{\text{rel. inst., Netz}}$
HS	0,79%	125,58%	12,94%	2,38%	0,31%	142,00%
MS	4,73%	177,18%	90,65%	31,33%	2,21%	306,10%
NS	0,91%	0,54%	121,39%	2,65%	0,09%	125,58%

In den Referenznetzen werden alle relative installierte EE-Anlagenleistung je EE-Typ und Netz größer gleich 5% adressiert. Wenngleich die Wasserkraftwerke in der MS rund 5% aufweisen, werden sie bedingt ihrer geografischen Anforderungen vernachlässigt. Der sich infolgedessen durch die Vernachlässigung etwaiger $p_{\text{rel. inst., Netz, EE-Typ}}$ ergebende Fehler bezogen auf den relativen Anteil des Gesamtzubaus an EE-Anlagen für alle Netze liegt bei 2,6%. Eine tabellarische Zusammenfassung der EE-Anlagenverteilungen je Referenznetz sowie deren Leistungen sind im Anhang A.4.4 beschrieben.

5.3 Szenarien

Die Untersuchungsszenarien sind auf Basis charakteristischer Tage, im Folgenden als Typtag bezeichnet, definiert. Die Vielzahl unterschiedlicher Netzanschlussnehmer sowie deren zeitliche Abhängigkeiten bedingt die Betrachtung verschiedener Typtage. Diese werden auf Basis der während eines Tages bereitgestellten oder entnommenen Energiemengen ermittelt.

Zur Bestimmung der für die Last relevanten Typtage werden dem Haushaltssektor das H0, GHD das G0 Lastprofil des VDEWs [164] zugewiesen. Für den Industriesektor ist kein direktes Standardlastprofil [164], [165] vorhanden. Daher wird hier das G3 (Gewerbe im Dauerbetrieb) [164] über die Gewichtung der installierten Leistung veranschlagt. Unter Berücksichtigung der Aufteilung der Last in Deutschland zu 27% auf den Haushaltssektor, 28% Gewerbe und 45% Industrie sind die gewählten Lastprofile diesbezüglich gewichtet und aufsummiert. Somit leiten sich folgende Typtage für Stark- und Schwach- sowie durchschnittliche Last ab (siehe Abb. 5.8 normiert auf $p_{\max}=1$ p.u. in VZPS).

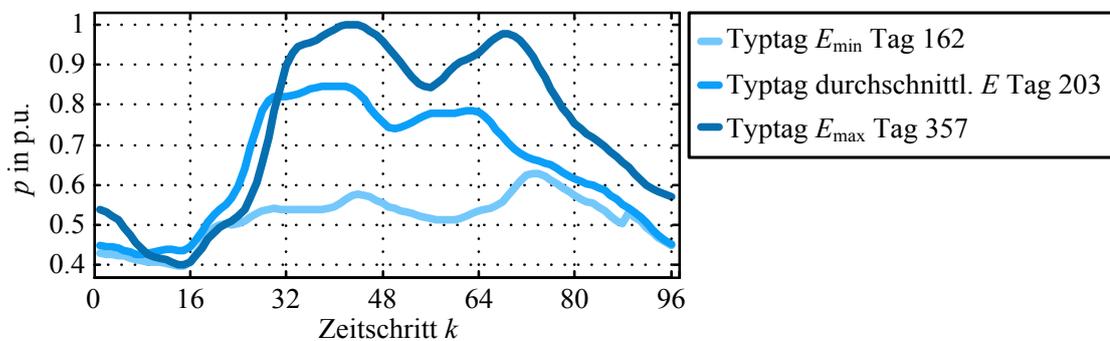


Abb. 5.8: Typtage Last nach [164], [165]

Die zu untersuchenden Tage hinsichtlich der EE-Anlagen mit volatilen Einspeisecharakter werden auf Basis der veröffentlichten Einspeise- und Prognosedaten für WKA und PV-Anlagen der Tennet TSO GmbH [166], [167] für das Jahr 2015 ermittelt. Diese Regelzone umfasst sowohl Regionen mit hoher PV-Dichte (Süddeutschland) als auch mit hoher WKA-Dichte (Norddeutschland). Daher können die zu Grunde liegenden Netzdaten als guter Schnitt durch Deutschland angenommen werden. Im Rahmen dieser Arbeit sind die Auswirkung starker, schwacher und durchschnittlicher Einspeisung von WKA und PV-Anlagen auf den Vertikalen Netzbetrieb zu analysieren. Aufgrund der unterschiedlichen dominierenden Anteile der EE-Anlagentypen in den einzelnen Netzen (siehe Tab. 5.9) sind Typtage sowohl für PV als auch WKA separat zu ermitteln (siehe Abb. 5.9 und Abb. 5.10 normiert auf $p_{\max}=1$ p.u. im EZPS).

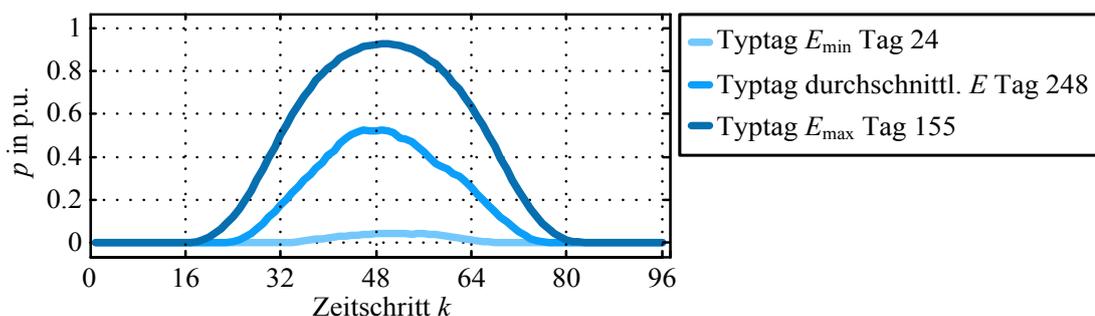


Abb. 5.9: Typtage PV-Einspeisung nach [166]

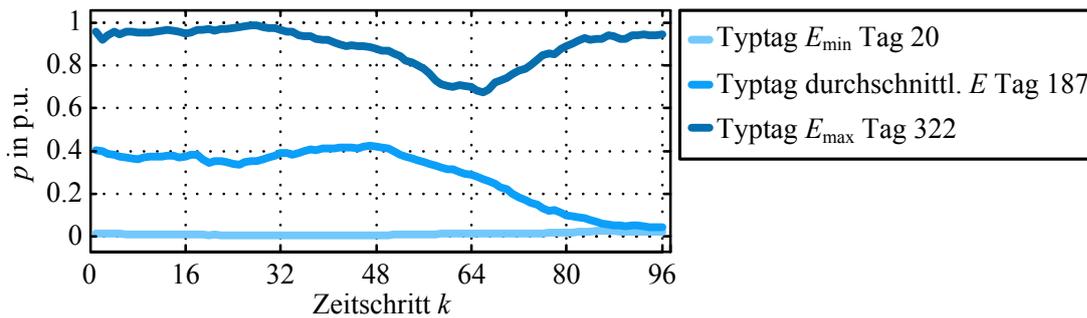


Abb. 5.10: Typtage WKA-Einspeisung nach [167]

Für die Untersuchung des Verfahrens zur Arbeitspunktänderung (siehe Abschnitt 4.3) sollen realitätsnahe Zeitpunkte, in denen Anpassungsmaßnahmen erforderlich sind, zu Grunde gelegt werden. Im Rahmen der Transparenz sind ÜNB angehalten, etwaige Maßnahmen wie z. B. Regelleistungabruf oder Redispatch zu dokumentieren und auf einer Plattform [168] zu veröffentlichen. Mit dem gesetzten Fokus der Arbeit auf die quasi-stationären Phänomene (siehe Abb. 4.9) ist für die Untersuchung der Arbeitspunktänderungsmethode im Rahmen der Wirkleistungsanpassung ein strombedingter Redispatch gewählt. Die Auswahl des zu betrachtenden Typtags erfolgt mittels den veröffentlichten Daten auf [168] für das Jahr 2015. Die größte Redispatch-Leistung wurde über den Zeitraum 10.11.2015 07:00 Uhr bis 10.11.2015 23:00 Uhr abgerufen. Aufgrund des großen Zeitraums ist hier der gewählte Zeitpunkt für den 10.11.2015 14:45 Uhr. Weiterhin ist eine Spannungsänderung zwischen ÜNB und $VNB_{I,1}$ sowie dessen Auswirkungen auf die unterlagerten Netze zu untersuchen. Dafür wird ein Tag mit Spannungsproblemen auf Basis der veröffentlichten Daten hinsichtlich spannungsbedingter Redispatch-Maßnahmen ermittelt. Hierfür ergibt sich der Zeitraum vom 05.07.2015 00:00 Uhr bis 06.07.2015 00:00 Uhr. Der gewählte Zeitpunkt ist am 05.07.2015 09:00 Uhr. Es ist zu untersuchen, inwieweit der hier vorgeschlagene Ansatz eine Alternative zum spannungsbedingten Redispatch bietet. Alle zu betrachtenden Typtage inkl. der diesbezüglich festgelegten kritischen Zeitpunkte sind in Tab. 5.10 dargestellt.

Tab. 5.10: Übersicht betrachtete Szenarien

Nr.	Szenario	Tag	Uhrzeit
1	Schwachlast	162	02:30
2	durchschnittliche Last	203	09:45
3	Starklast	357	10:45
4	schwache PV-Einspeisung	24	13:00
5	durchschnittliche PV-Einspeisung	248	12:00
6	starke PV-Einspeisung	155	12:30
7	schwache WKA-Einspeisung	20	21:15
8	durchschnittliche WKA-Einspeisung	187	10:00
9	starke WKA-Einspeisung	322	06:45
10	strombedingter Redispatch	314	14:45
11	spannungsbedingter Redispatch	185	09:15

Während des DACF- und IDCF-Prozesses stehen die betriebsrelevanten Daten wie z. B. Einspeise- oder Lastprognosen aufgrund der verschiedenen Zeithorizonte in unterschiedlichen Genauigkeiten zur Verfügung. Im Rahmen der numerischen Fallstudien sind diese Ungenauigkeiten nachzubilden. Dem DACF-Prozess liegen hierbei die Prognosedaten für WKA und PV-Anlagen nach [166], [167] vor. Gleichmaßen werden die genutzten SLPs für die einzelnen Sektoren zur Abbildung des Prognosefehlers mit einem weißen Rauschen versehen. Unter der Annahme, dass der Prognosefehler für einen Zeithorizont von 4 Stunden gegen null geht (vgl. [118]), erfolgt die Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität im IDCF-Prozess auf Basis der oben beschriebenen SLP sowie der Einspeisewerte für WKA und PV-Anlagen nach [166], [167].

5.4 Ergebnisse

Der in dieser Arbeit vorgestellte Ansatz zur Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen umfasst sowohl die Netzbetriebsplanung als auch die Netzbetriebsführung. Die hierfür in den Abschnitten 4.2.3 und 4.3 entworfenen Verfahren werden im Folgenden hinsichtlich Funktionalität und Tauglichkeit analysiert und bewertet. Dabei ist anzumerken, dass alle Referenznetze, sofern es deren Struktur zulässt, (n-1)-sicher betrieben werden (siehe Abschnitt 5.2). Die Umsetzung der (n-1)-Sicherheit innerhalb der Verfahren zur $PQu(t)$ -Kapazitätsberechnung und Arbeitspunktänderung erfolgt durch eine situationsbedingte (hier je Zeitschritt k) Anpassung der Grenzwerte für $i_{ll,zulässig}$ in Gl. (4.14) gemäß dem Ansatz nach [16] (vgl. Abschnitt 4.3). Die Auswertung der Ergebnisse unterteilt sich in Netzbetriebsplanung und -führung.

5.4.1 Netzbetriebsplanung mittels $PQu(t)$ -Kapazität

Im Rahmen der Netzbetriebsplanung wird die $PQu(t)$ -Kapazität für jedes Netz während des WAP-, DACF- und IDCF-Prozesses ermittelt. Aufgrund der zunehmenden Prognoseungenauigkeit von EE-Einspeisungen mit größerem Zeithorizont [118], [137] wird hierbei ein rollierender Berechnungsprozess vorgeschlagen. Die folgenden Untersuchungen umfassen je Referenznetz 11 Szenarien für jeweils den IDCF- als auch DACF-Prozess, dies entspricht in Summe 198 Teilszenarien. Im Sinne der Verständlichkeit wird die $PQu(t)$ -Kapazität im Folgenden für das Szenario 10 exemplarisch jeweils an einem NS- und MS- sowie dem HS-Referenznetz beschrieben. Der DACF-Prozess ist Anhang A.5 zu entnehmen. Im Rahmen des IDCF-Prozesses wird hier die jeweilige $PQu(t)$ -Kapazität für die vier Folgestunden im Viertelstundenintervall, ergo $\Delta T = 16$ Zeitschritte mit $k = 1, \dots, \Delta T$, berechnet.

Die $PQu(t)$ -Kapazität definiert je Zeitschritt k einen dreidimensionalen Lösungsraum aller möglichen Arbeitspunkte am NVP, beschrieben durch die Größen P_{NVP} , Q_{NVP} und u_{NVP} . Bedingt durch die zeitliche Abhängigkeit der Netzanschlussnehmer speziell die der betrieblichen Freiheitsgrade hinsichtlich derer Verfügbarkeiten, Wetterabhängigkeiten sowie Prognoseungenauigkeiten verändert sich dieser PQu -Körper mit jedem Zeitschritt k (siehe Abb. 4.19). Zur Darstellung des vierdimensionalen Lösungsraums dient im Sinne der Vereinfachung die $PQu(t)$ -Kapazitätsvisualisierung, kurz $PQu(t)$ -Kapazität-Plot. Zur Abbildung der betriebsrelevanten bzw. beschreibenden Größen P , Q und u umfasst diese sechs Darstellungen im VZPS. Die oberen beiden stellen den aktuellen und letzten PQu -Körper des betrachteten Zeithorizonts dar. Unter der Maßgabe einer aktiven Spannungsregelung am NVP mittels bspw. Stufenstelleradaptionen kann der PQu -Körper für jeden Zeitschritt k auf eine PQ -Fläche ($PQ\forall u$) aggregiert werden (siehe c) in Abb. 5.11). D. h., für den Zeitschritt k erfolgt eine Überlagerung die einzelnen PQ -Bereiche je Spannung am NVP. Gemäß Abb. 4.17 ergibt sich die linke Blindleistungsgrenze des $PQ\forall u$ für die niedrigen Spannungen

am NVP und die rechte Q -Grenze aus den PQ -Bereichen für höhere Spannungen am NVP. Für den Zeithorizont ΔT resultiert somit ein „Schlauch“ $PQ(k)\forall u$.

Gleichermaßen ist je nach Einspeise- und Lastsituation an den NVP ein definiertes Spannungsband zulässig, abgebildet in Darstellung d). Zur Gewährleistung, dass der Abruf von betrieblichen Freiheitsgraden im Sinne einer Arbeitspunktänderung keine Netzrestriktionen verletzt, ist die Spannung am NVP speziell im Hinblick auf Über- oder Unterspannungen nur in einem gewissen Bereich zulässig. Folglich wird hier dargestellt, in welchem Bereich sich die Knotenspannung u_{NVP} befinden darf, um den Abruf betrieblicher Freiheitsgrade zu ermöglichen.

Außerdem lassen sich je nach Ansicht des PQu -Körpers zum Zeitschritt k auch mögliche Wirk- bzw. Blindleistungsstellpotenziale des Netzes am NVP ablesen. Diese jeweilige Ansichtsfläche für $Q(u)$ bzw. $P(u)$ sind ebenfalls zeitvariant, wodurch sich auch hier wieder eine Art Schlauch $Q(u, k)$ respektive $P(u, k)$ als geometrische Form ergibt (siehe Abb. 5.11 e) und f)).

ND3_NS $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des IDCF-Prozesses

Der $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für das Niederspannungsreferenznetz ND3_NS im IDCF-Prozess wird in Abb. 5.11 dargestellt. Die Niederspannungsnetze umfassen in ihrem Portfolio als betriebliche Freiheitsgrade die PV-Anlagen sowie das DSM-Potenzial des Gewerbes und der Haushalte (siehe Anhang A.4). Anhand der $PQu(t)$ -Kapazität für $k = 1$ und $k = 16$ (siehe a) und b) in Abb. 5.11) ist deutlich zu erkennen, dass für die Spannung am NVP von $u_{\text{NVP}} = 1,06$ p.u. nur kleinere PQ -Bereiche aggregiert werden können. Grund hierfür ist, dass die Bereitstellung von Blindleistungen durch die PV-Anlagen bei einer erhöhten Spannung am definierten NVP zu einer Überspannung am Knoten 4 führt (siehe Abb. 5.7).

Aufgrund der Dominanz der Haushaltslasten in den Niederspannungsnetzen folgt der über alle u_{NVP} aggregierte PQ -Bereich $PQ(k)\forall u$ zeitlich dem H0-SLP. Während der Wirkleistungsstellbereich stark zeitvariant ist, wird die Blindleistung aufgrund der jeweiligen Arbeitsbereiche der betrieblichen Freiheitsgrade (siehe Abb. A.6 a) und Abb. A.7 b)) zum Großteil durch die PV-Anlagen bereitgestellt. Folglich ist dieser gemäß deren Arbeitsbereich nach Abb. A.6 a) über die Zeit hinweg relativ gleichbleibend und hängt nur von u_{NVP} ab (siehe Abb. 5.11 e)). Die geringe Verzerrung des PQ -Bereichs in Abb. 5.11 c) resultiert aus den in der Niederspannung dominierenden Haushaltslasten mit deren $\cos \varphi$ -Charakteristik. Festzuhalten bleibt, dass für die folgenden 4 Stunden ein Blindleistungsbereich zwischen etwa -0,1 bis 0,2 MVar durch das Referenznetz ND3_NS bereitgestellt werden kann.

Der in Abb. 5.11 f) dargestellte zeitliche Verlauf des Wirkleistungsstellbereichs am NVP nimmt mit zunehmenden k ab und verschiebt sich gleichzeitig positiv lastseitig. Dies liegt begründet in der Nachmittagszeit, bei der zum einen die PV-Einspeisung sinkt und zum anderen die Summenlast der Haushalte zunimmt. Da das DSM-Potenzial prozentual von der Last abhängt, kann in den Abendstunden lastseitig ein größerer Stellbereich als in den Morgenstunden für den Netzbetrieb bereitgestellt werden.

Des Weiteren ist dem $PQu(t)$ -Kapazität-Plot d) zu entnehmen, dass die Knotenspannung am NVP in den folgenden 4 Stunden innerhalb des Bereichs von 0,9 bis 1,06 p.u. zu halten ist (siehe Abb. 5.11 d)). Während niedrige Werte für u_{NVP} von den betrieblichen Freiheitsgraden kompensiert und die Knotenspannungen im definierten Spannungsband nach DIN EN 50160 [36] gehalten werden kann, resultiert eine $u_{\text{NVP}} > 1,06$ p.u. in Überspannungen.

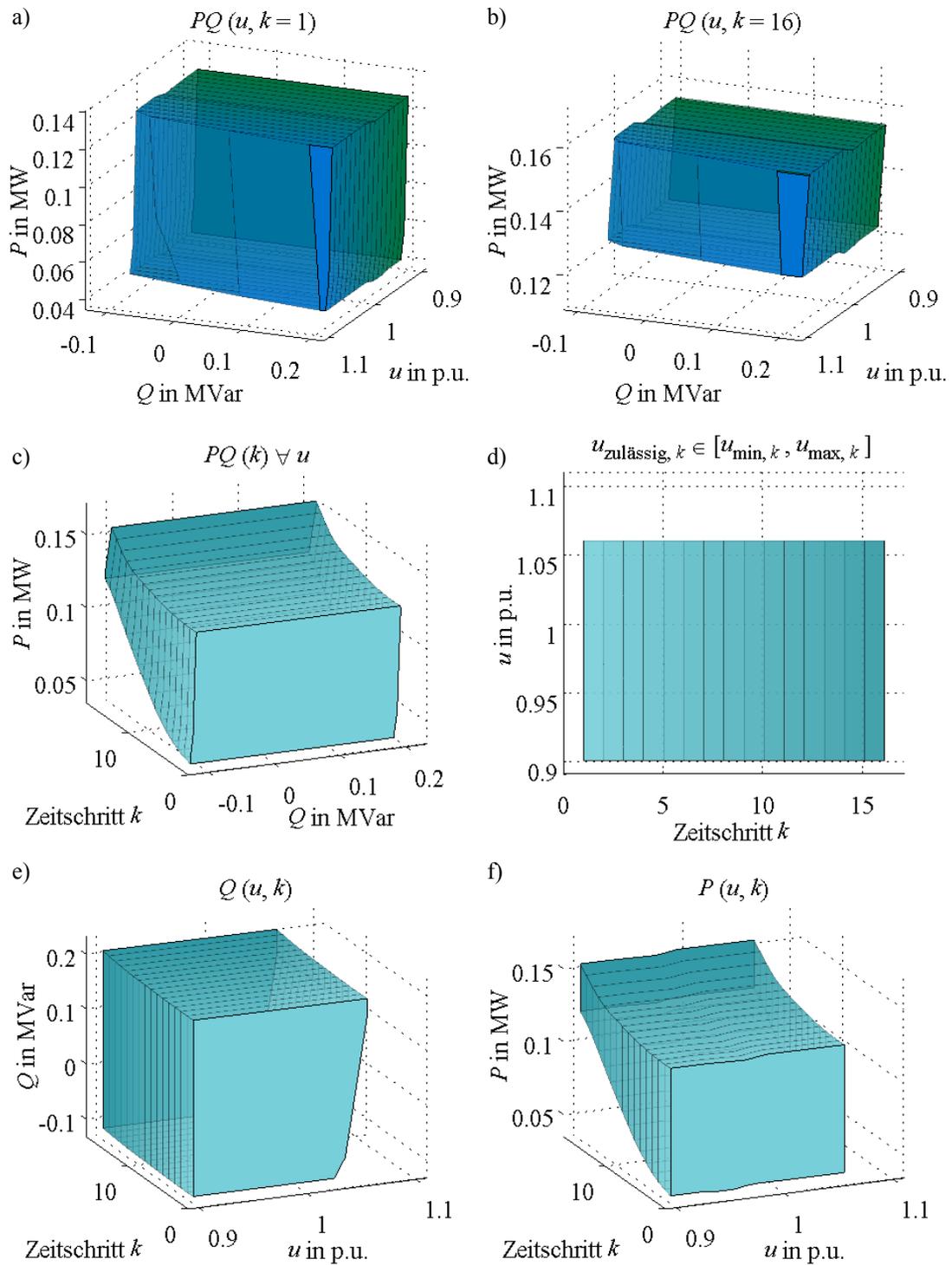


Abb. 5.11: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des Referenznetzes ND3_NS im IDCF für Szenario 10

$PQu(t)$ -Kapazität-Plot des IDCF-Prozesses

Abb. 5.13 stellt den $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des Referenznetzes Ci_MS (siehe Abb. A.14) dar. Die hier angeschlossenen betrieblichen Freiheitsgrade sind u. a. die unterlagerten Netze Ci_NS , $ND1_MS$, $ND2_MS$, $ND3_MS$ sowie das DSM-Potenzial der Gewerbe- und Industrielasten. Die Erzeugungseinheiten im Mittelspannungsnetz bilden die WKA, PV- und Biogasanlagen (siehe Tab. A.17). Zur besseren Verständlichkeit der Netzanschlussnehmerverteilung im Referenznetz ist das gesamte Netzbild für das Ci_MS in Abb. A.14 dargestellt. Während die $PQu(t)$ -Kapazität für $k = 1$ nur die Spannungen am NVP zwischen 0,9 bis 1,05 p.u. umfasst, kann zum Zeitpunkt $k = 16$ auch ein u_{NVP} von 1,06 p.u. realisiert werden (siehe Abb. 5.13 a), b) und d)). Des Weiteren bleibt festzuhalten, dass sich die PQu -Körper zeitlich nur geringfügig in positiver Wirkleistungsrichtung (ergo lastseitig) verlagern (vgl. Abb. 5.13 f)).

Aufgrund der Vielzahl an betrieblichen Freiheitsgraden sowie deren Verteilung im Netz ist die Hüllfläche der $PQu(t)$ -Kapazität ein komplexes Konstrukt aus vielen Teilgrenzen. Zum besseren Verständnis werden diese am Beispiel des $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und e) für $k = 1$ erläutert. Dazu stellt Abb. 5.12 deren Frontansicht. Zusätzlich sind sogenannte Stützpunkte von **SP1** bis **SP10** eingezeichnet, zwischen denen sich jeweils eine Strecke ergibt, die eine Teilgrenze repräsentiert.

Die in Abb. 5.12 a) abgebildete Aggregation der PQ -Bereiche über alle u am NVP zum Zeitschritt $k = 1$ weist fünf Teilgrenzen auf. Die Begrenzung **SP1 nach SP2** repräsentiert den maximalen Arbeitsbereich am NVP. Dieser definiert sich durch die maximale Scheinleistung der Kuppeltransformatoren (hier zweimal 40 MVA), welche (n-1)-sicher betrieben werden. Folglich darf deren Auslastung jeweils nicht über 50% liegen. Es ergibt sich für den NVP eine maximale Scheinleistung $S_{\max,NVP}$ von 40 MVA. Zwischen **SP2 und SP3** kommt es aufgrund der jeweiligen Wirk- und Blindleistungsflüsse für die unterschiedlichen u_{NVP} (siehe Abb. 5.13 a)) zur Überschreitung des zulässigen Grenzwerts für i_{1-2} auf der Leitung von Knoten 1 nach 2. Eine Überspannung am Knoten 7 resultierend aus der kapazitiven Blindleistungsbereitstellung ist der limitierende Faktor für die Teilgrenze **SP3 und SP4**. Zwischen **SP4 nach SP5** sind die Blindleistungsgrenzen der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht. So nimmt der WKA Blindleistungsstellbereich (siehe Abb. A.6 b)) für Einspeisungen unterhalb von 20% (bezogen auf dessen installierte Anlagenleistung) ab. Gleichzeitig resultiert die Verschiebung der minimalen Blindleistungsgrenze in diesem Bereich (**SP4 nach SP5**) Richtung induktiver Blindleistung aus der Lasterhöhung der betrieblichen Freiheitsgrade in den unterlagerten Netzen (gemäß derer $PQu(t)$ -Kapazitäten siehe z. B. Abb. A.15 c)) sowie der Gewerbelasten bedingt durch deren $\cos \varphi$ -Charakteristik.

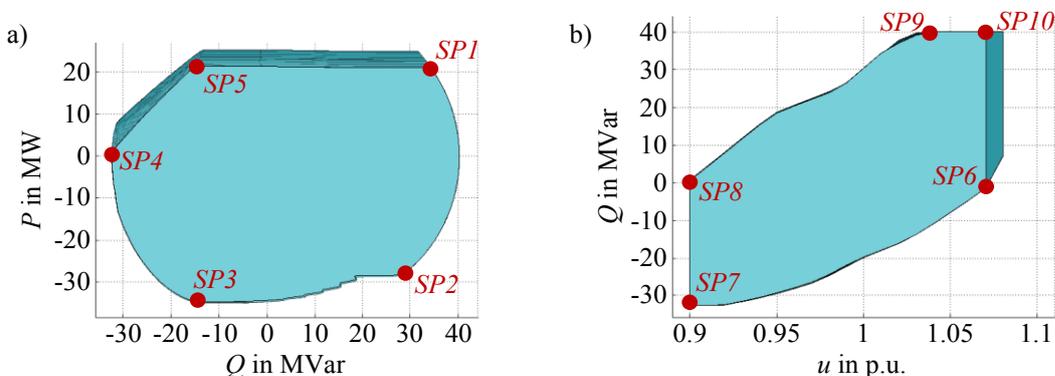


Abb. 5.12: Frontansicht des a) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und b) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots e) des Referenznetzes Ci_MS für Szenario 10 im IDCF-Prozess ($k = 1$)

Im Segment **SP5 nach SPI** sind die Wirkleistungsgrenzen der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht (siehe auch Abb. 5.13 f). D. h., die vorliegende Situation stellt den maximalen Lastfall bei gleichzeitiger Einspeisung von 0 MW dar.

In Abb. 5.12 b) werden die obere und untere Grenze des möglichen Blindleistungsstellbereichs am NVP in Abhängigkeit von dessen Knotenspannung visualisiert. Die Stützpunkte **SP6 bis SP10** sind für den Zeitschritt $k = 1$ eingetragen ergo für den Spannungsbereich 0,9 bis 1,07 p.u. (siehe Abb. 5.13 d)). Die minimale Blindleistungsgrenze (**SP6 nach SP7**) entspricht dem Q Minimum der linken (Teil-)Hüllfläche in Abb. 5.13 a). Im Falle einer größeren Blindleistungseinspeisung seitens der Erzeugungsanlagen kommt es zur Überspannung am Knoten 7 (siehe Abb. A.14). Die maximale Blindleistungsgrenze setzt sich aus den zwei Segmenten **SP8-SP9** und **SP9-SP10** zusammen. Von **SP8 nach SP9** begrenzt eine Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes am Knoten 6 eine größere aggregierbare Blindleistung. Folglich kann bei steigender Spannung am NVP auch ein größeres Q_{\max} erzielt werden. Dies funktioniert bis **SP9**. Ab $u_{\text{NVP}} \geq 1,04$ p.u. (siehe Abb. 5.12 zwischen **SP9 und SP10**) ist nicht mehr der Spannungsabfall Richtung Knoten 6 sondern $S_{\max, \text{NVP}}$ der begrenzende Faktor.

Für Abb. 5.13 f) gelten ähnliche limitierende Faktoren. Die obere Wirkleistungsgrenze gleicht Segment **SP5 nach SPI**. Dies bedeutet, dass das Stellpotenzial der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht ist (maximale Last, Einspeisung = 0). Die untere Wirkleistungsgrenze bedingt sich aus der Überschreitung des zulässigen Grenzwerts für i_{1-2} auf der Leitung von Knoten 1 nach 2 aufgrund der jeweiligen Wirk- und Blindleistungsflüsse für die unterschiedlichen u_{NVP} (siehe Abb. 5.13 a)). Zudem verschiebt sich der potenzielle Wirkleistungsstellbereich am NVP in den kommenden 4 Stunden um rund 5 MW in positiver Richtung. Des Weiteren ist dem $PQu(t)$ -Kapazität-Plot d) zu entnehmen, dass der Spannungsstellbereich am NVP die nächsten vier Stunden definitiv 0,9 bis 1,07 p.u. umfasst (siehe Abb. 5.13 d)).

C30_HS $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des IDCF-Prozesses

Der $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für das Hochspannungsreferenznetz C30_HS wird in Abb. 5.15 dargestellt. Das Portfolio angeschlossener betrieblicher Freiheitsgrade umfasst u. a. die unterlagerten Mittelspannungsnetze Ci_MS, C30_MS1, C30_MS2, C30_MS3 sowie das DSM-Potenzial Industrielasten (siehe Tab. A.15). In das C30_HS speisen nach Tab. A.21 konv. Kraftwerke, WKA, und PV-Anlagen ein.

Im Gegensatz zu den bisherigen Betrachtungen kann am NVP des C30_HS zum ÜNB für die folgenden 4 Stunden der volle Spannungsbereich von 0,9 bis 1,1 p.u. abgerufen werden. Auch die $PQu(t)$ -Kapabilitäten für $k = 1$ und $k = 16$ sind nahezu identisch (siehe a) und b) in Abb. 5.15). Deren Lage zueinander von $k = 1$ zu $k = 16$ ist ungefähr um +20 MW verschoben. Ebenso wie beim Ci_MS setzen sich deren Hüllflächen aus verschiedenen Teilgrenzen zusammen. Im Sinne der Verständlichkeit werden diese wieder am Bsp. des $PQu(t)$ -Kapabilität-Plots c) und e) für $k = 1$ erläutert. Hierfür wird in Abb. 5.14 die Frontansicht des $PQu(t)$ -Kapabilität-Plots c) und e) inklusive der Stützpunkte von **SP1 bis SP11** dargestellt. Die in Abb. 5.14 a) abgebildete Aggregation der PQ -Bereiche über alle u am NVP zum Zeitschritt $k = 1$ weist sieben Teilgrenzen auf. Die Begrenzung **SP1 nach SP2** repräsentiert den maximalen Arbeitsbereich am NVP. Während für die Leitungen im C30_HS über alle Szenarien zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit eine durchschnittliche zulässige Auslastung der Betriebsmittel von 66% gilt, werden die zwei 300-MVA-Transformatoren (siehe Abschnitt 5.2) zu maximal 50% genutzt, so dass im Falle eines Ausfalls dieser vom anderen

kompensiert werden kann. Folglich gilt für die maximale Scheinleistung am NVP $S_{\max, \text{NVP}}$ 300 MVA.

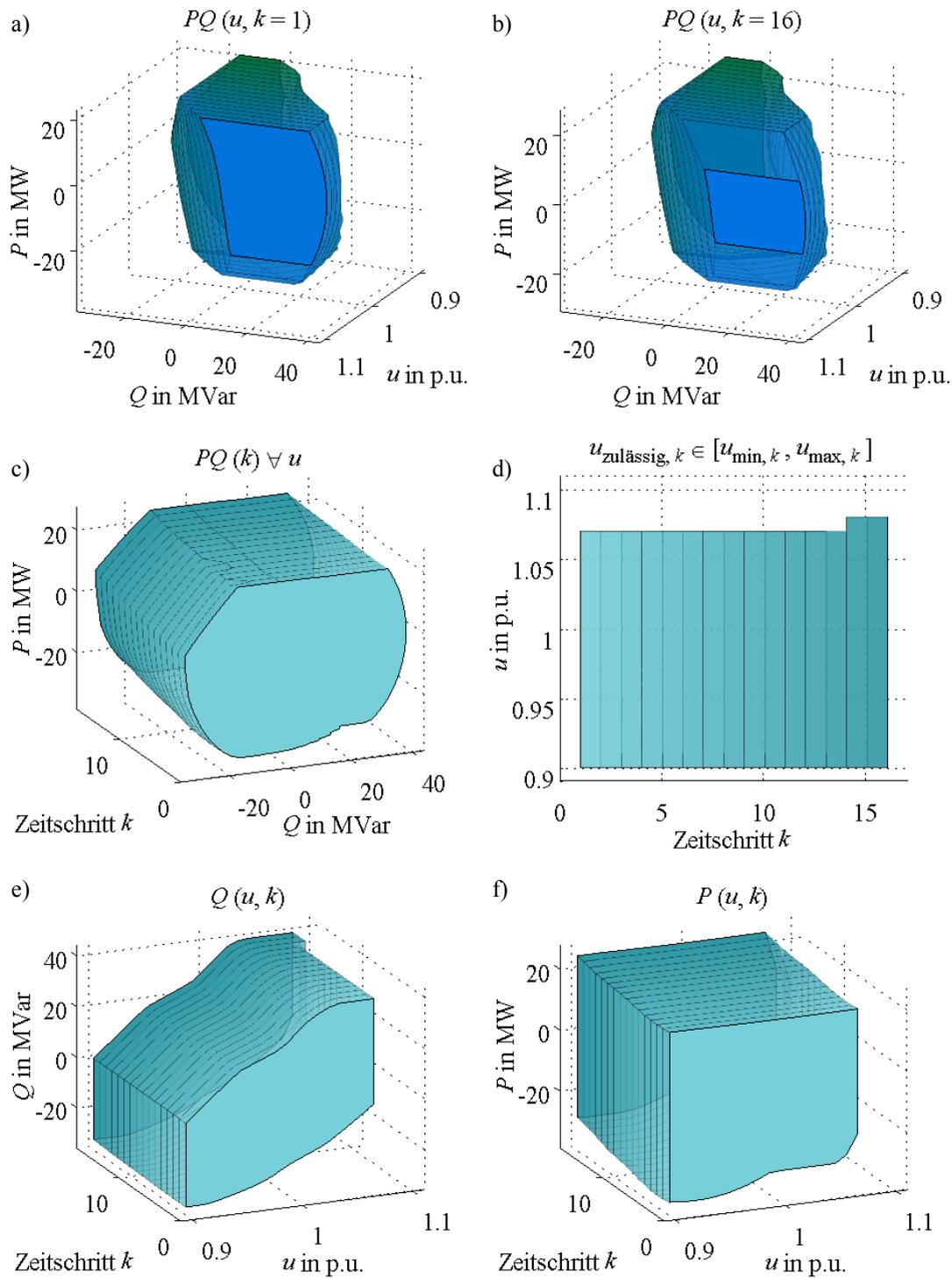


Abb. 5.13: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für Referenznetz Ci_MS im IDCF für Szenario 10

Das Segment zwischen **SP2** und **SP3** stellt sich bei niedrigeren Spannungen am NVP ein. Hier führen die Einspeisungen von Wirk- und Blindleistung bzw. deren resultierende Flüsse bei zur Verletzung des zulässigen Stromgrenzwerts auf der Leitung von Knoten 1 nach 2. Im Rahmen der Teilgrenze **SP3** und **SP4** kommt es aufgrund der kapazitiven Blindleistungsbereitstellung durch die betrieblichen Freiheitsgrade zu einer Überspannung am Knoten 5. Zwischen **SP4** und **SP5** kommt es ebenfalls zu einer Verletzung des zulässigen Stromgrenzwerts auf der Leitung von Knoten 1 nach 2. Für **SP5** nach **SP6** liegt die maximale Lastsituation bei einer gleichzeitigen Wirkleistungseinspeisung von 0 MW vor. Dementsprechend sind die Wirkleistungsgrenzen der betrieblichen Freiheitsgrade voll ausgeschöpft (siehe auch Abb. 5.15 f)). Im Abschnitt von **SP6** nach **SP7** ist die maximal abrufbare Blindleistung durch die Grenzwertverletzung des Stroms $i_{1-2} > i_{1-2, \text{zulässig}}$ bei höheren Spannungen am NVP limitiert. Die letzte Grenze in Abb. 5.14 a) **SP7** nach **SP1** ist das Auftreten einer Unterspannung am Knoten 5.

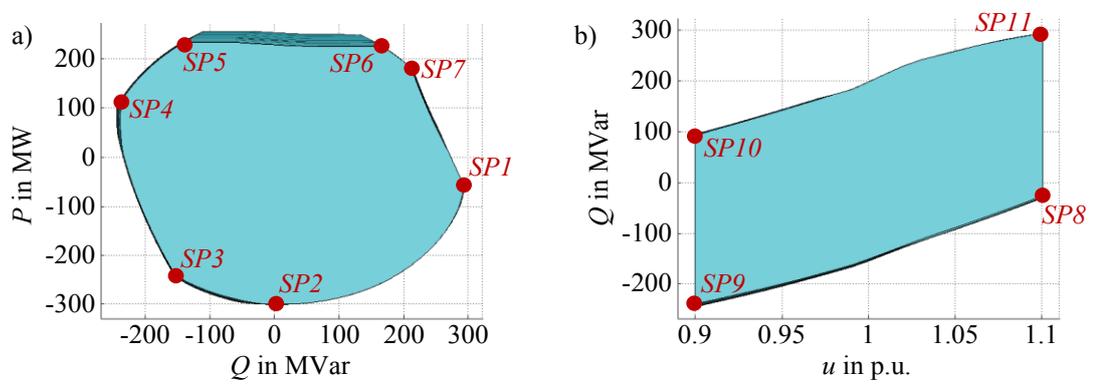


Abb. 5.14: Frontansicht des a) $PQ(u)$ -Kapazität-Plots c) und b) $PQ(u)$ -Kapazität-Plots e) des Referenznetzes C30_HS für Szenario 10 im IDCF-Prozess ($k = 1$)

Abb. 5.14 b) stellt die obere und untere Grenze des möglichen Blindleistungsstellbereichs am NVP in Abhängigkeit zu dessen Knotenspannung für den Zeitschritt $k = 1$ inkl. der Stützpunkte $SP8$ bis $SP11$ dar. Das Segment **SP8** nach **SP9** respektive die minimale Blindleistungsgrenze entspricht dem Q Minima linken (Teil-)Hüllfläche in Abb. 5.15 a). Eine größere Blindleistungseinspeisung seitens der Erzeugungsanlagen resultiert in einer Überspannung am Knoten 5. Am selbigen Knoten tritt bei der Ermittlung der maximalen Blindleistungsgrenze (von **SP10** nach **SP11**) eine Unterspannung auf. Der Spannungsabfall kann mit steigendem u am NVP kompensiert und folglich auch ein größeres Q_{\max} erzielt werden.

Die Darstellung des Wirkleistungspotenzials am NVP in Abhängigkeit zu dessen Spannung und dem Zeitschritt k erfolgt in Abb. 5.15 f). Die obere Grenze entspricht hier dem Segment **SP5** nach **SP6**, bei der das Stellpotenzial der betrieblichen Freiheitsgrade ausgeschöpft ist. Da je nach anliegender Spannung am NVP unterschiedliche Wirk- und Blindleistungsflüsse resultieren, ist die untere Grenze des Wirkleistungsstellbereichs in Abb. 5.15 f) durch die Überschreitung des zulässigen Grenzwerts für i_{1-2} auf der Leitung von Knoten 1 nach 2 definiert. Dabei verschiebt sich der potenzielle Wirkleistungsstellbereich am NVP in den kommenden 4 Stunden um rund 20 MW in positiver Richtung.

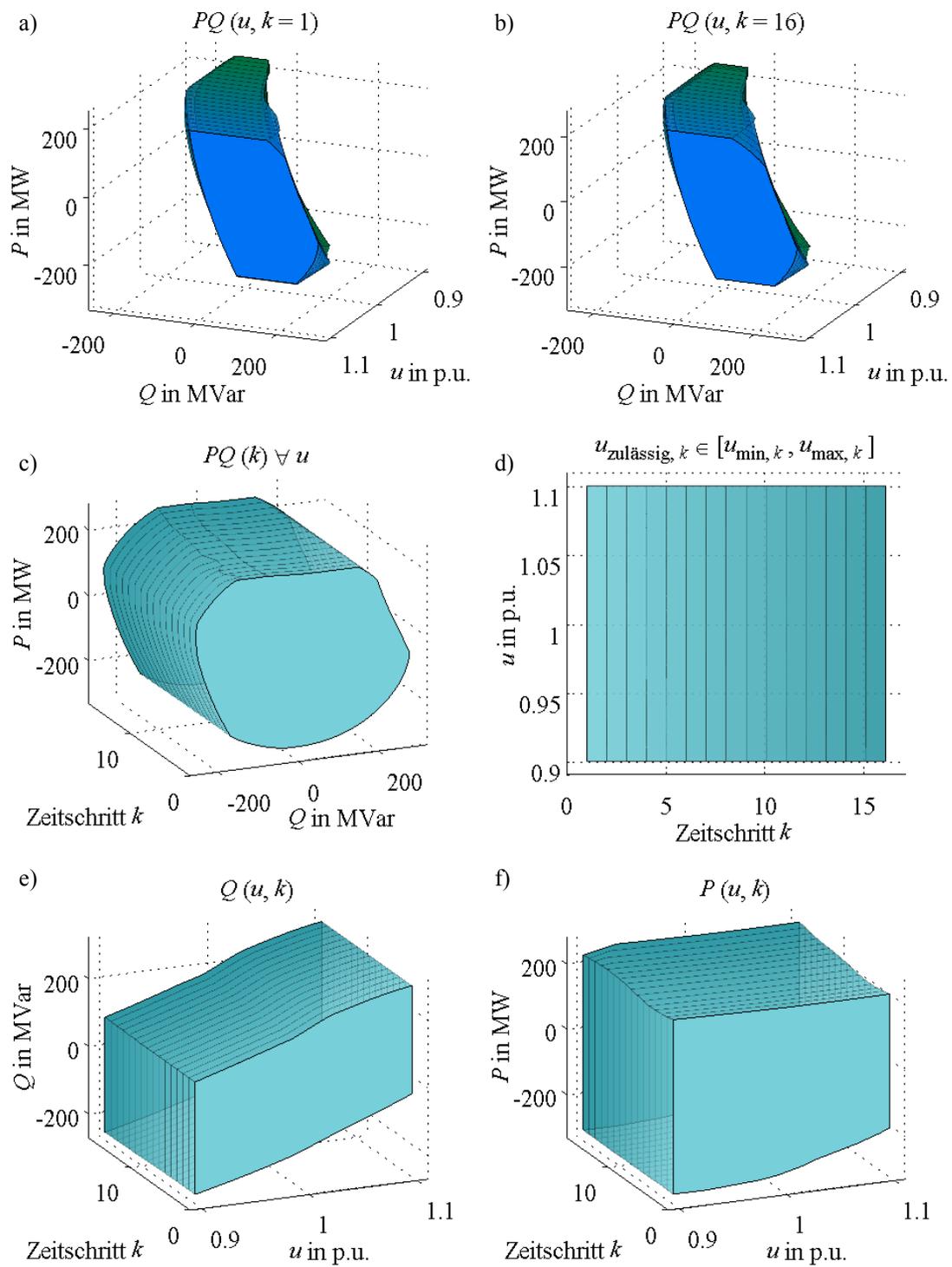


Abb. 5.15: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für Referenznetz C30_HS3 im IDCF für Szenario 10

Basierend auf den untersuchten Szenarien kann zudem abgeleitet werden, wie häufig ein gewisser PQ -Körper auftritt. Im Sinne der Verständlichkeit kann dieses Problem unter der Maßgabe einer aktiven Spannungsregelung am NVP auf eine zweidimensionale Darstellung ($PQ\forall u$) reduziert werden, wie es auch im PQ -Kapazität-Plot c) für einen Zeitschritt k erfolgt (siehe Abb. 5.15). Durch die Überlagerung dieser $PQ\forall u$ -Bereiche aller untersuchten Zeitschritte k , ergeben sich ψ PQ -Bereiche mit unterschiedlichen Häufigkeiten. Für einen besseren Bezug zur Gesamtheit der untersuchten Zeitschritte werden die einzelnen sich ergebenden absoluten Häufigkeiten $H_n(PQ\text{-Bereich})$ auf die Summe der untersuchten Zeitschritte gemäß Gl. (5.2) bezogen. Die daraus resultierenden Bereiche können dem Operator als sogenannte Vertrauensbereiche dienen.

Als Datengrundlage für diese Analyse werden die IDCF-Daten genutzt, da diese im Gegensatz zu den DACF-Prozess ohne Prognosefehler abgebildet werden und dementsprechend die tatsächlichen PQ -Kapazitäten vorliegen. Somit ergibt sich eine Gesamtheit der betrachteten Zeitschritte von 16 Zeitschritten à 11 Szenarien.

$$h_n(PQ\text{-Bereich}_\psi) = \frac{H_n(PQ\text{-Bereich}_\psi)}{n} \quad \text{mit } n = \sum_{i=1}^{11} \Delta T_i \quad \text{und } \psi \leq n \quad (5.2)$$

Die Darstellung des Ergebnisses von $h_n(PQ\text{-Bereich})$ wird im Sinne der Verständlichkeit exemplarisch an einem selbst erstellten Beispiel (siehe Abb. 5.16) erklärt. Hier sind 10 PQ -Bereiche unterschiedlicher Häufigkeiten farblich abgebildet. Die Farbskala für die relative Häufigkeit verläuft entlang der vier Hauptfarben:

- *weiß* bedeutet $h_n(PQ\text{-Bereich}) = 0$,
- *rot* heißt, dass mindestens gilt $H_n(PQ\text{-Bereich}) \geq 1$,
- *gelb* entspricht einem $h_n(PQ\text{-Bereich}) = 0,5$ und
- *grün* gibt an, dass der PQ -Bereich immer auftritt.

Für die dargestellten PQ -Bereiche unterschiedlicher Häufigkeiten gilt, dass ein PQ -Bereich $\psi = 8$ mit einer relativen Häufigkeit $h_n(PQ\text{-Bereich}_8)$ stets eine Teilmenge der PQ -Bereiche mit einer geringeren relativen Häufigkeit $h_n(PQ\text{-Bereich}_\psi)$ ist. Der tief rote Bereich bildet somit eine Fläche ab, für die gilt, dass dieser Bereich mindestens in Summe über alle Zeitschritte einmal vorkommt (also $H_n(PQ\text{-Bereich}) = 1$). Folglich stellt die Fläche die Gesamtmenge aller PQ -Bereiche dar. Dementsprechend kann an ihr die über den Zeitraum auftretenden absoluten Minima und Maxima der P - und Q -Grenzen abgelesen werden. Der sich zwischen den Grenzen ergebende Bereich entspricht dem theoretisch maximalen P - bzw. Q -Stellbereich am NVP (siehe $\Delta P_{\max, \text{theo}}$ bzw. $\Delta Q_{\max, \text{theo}}$ in Abb. 5.16). Der theoretisch maximale über den Betrachtungszeitraum auftretende P -Bereich liegt zwischen ± 25 MW und der theoretisch maximale Q -Bereich zwischen ± 20 MVar.

Gleichermaßen ist die kleinste Schnittfläche aller PQ -Bereiche der $PQ\text{-Bereich}_\psi$ mit der höchsten relativen Häufigkeit $h_n(PQ\text{-Bereich}_\psi)$. Aus ihr können die geringsten Minima und Maxima der P - und Q -Grenzen abgelesen werden. Der sich zwischen den Grenzen ergebende Bereich entspricht dem theoretisch minimalen P - bzw. Q -Stellbereich am NVP (siehe $\Delta P_{\min, \text{theo}}$ bzw. $\Delta Q_{\min, \text{theo}}$ in Abb. 5.16). Diese liegen zwischen 2,5 bis 12,5 MW und -5 bis 7,5 MVar und können vom Operator zu jedem Zeitschritt k genutzt werden. In dem hier gewählten Beispiel gilt für $\psi = 10$ $h_n(PQ\text{-Bereich}_{10}) = 1$. Folglich tritt diese Fläche zu jedem Zeitpunkt im Betrachtungshorizont auf und steht dem Vertikalen Netzbetrieb für etwaige Arbeitspunktanpassungen immer zur Verfügung.

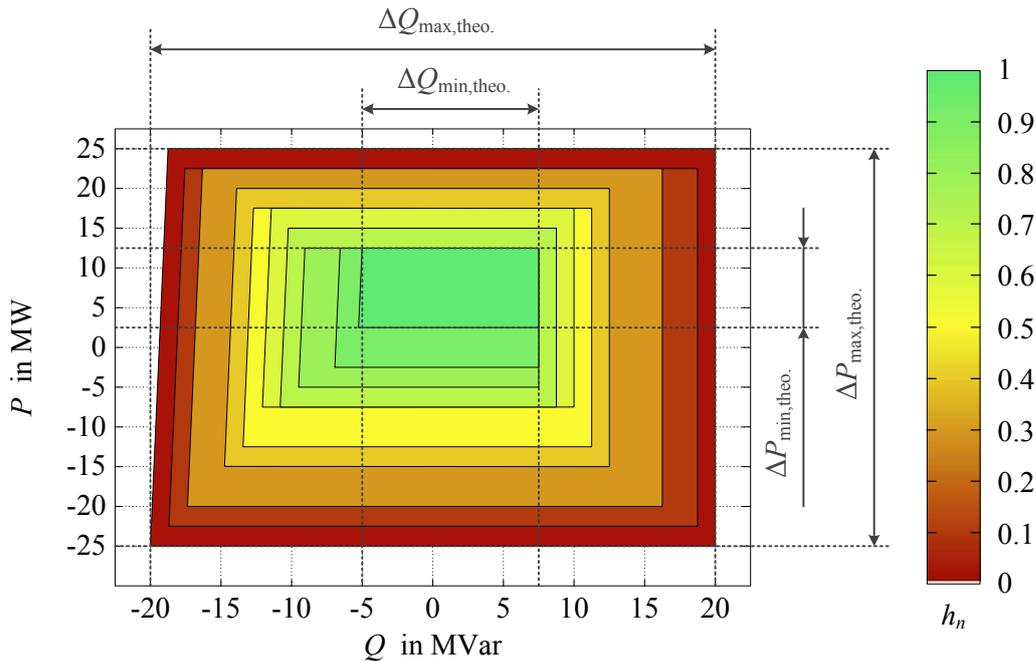


Abb. 5.16: Beispielhafte Darstellung der relativen Häufigkeit einer $PQu(t)$ -Kapazität $\forall u, k$

Relative Häufigkeiten der PQ-Bereiche in den Niederspannungsreferenznetzen

Abb. 5.17 stellt die relativen Häufigkeiten der Niederspannungsreferenznetze a) Ci_NS, b) ND1_NS, c) ND2_NS und d) ND3_NS gegenüber. Grundlegend kann für die verwendeten Niederspannungsreferenznetze festgehalten werden, dass sich der PQ -Bereich mit der geringsten h_n (PQ -Bereich) von der Form für alle Netze gleicht. Für sie gilt, dass dieser Bereich mindestens in Summe über alle Zeitschritte einmal vorkommt (also $H_n(PQ\text{-Bereich}) = 1$). Folglich stellt sie die Gesamtmenge aller PQ -Bereiche dar. Ihre Form ist grundsätzlich durch die zwei im Niederspannungsnetz dominierenden Netzanschlussnehmer Haushaltslasten und PV-Anlagen geprägt. Im oberen Teil des PQ -Bereichs weisen alle eine Verschiebung in den induktiven Blindleistungsbereich auf. Dieser ist dem $\cos \varphi$ -Verhalten der Lasten geschuldet (siehe Abb. A.7 b)). Außerdem kann aus Abb. 5.17 für die Netze abgeleitet werden, dass der PQ -Bereich zu keinem Zeitschritt durch den maximalen Arbeitsbereich am NVP $S_{\max, NVP}$ begrenzt wird. In allen Referenznetzen sind für die MS/NS-Kupplung 0,63-MVA-Transformatoren installiert. Somit sind die Transformatoren für diese Referenznetze nicht die limitierenden Betriebsmittel.

Während sich die Formen der PQ -Bereiche mit der geringsten h_n (PQ -Bereich) für alle Niederspannungsnetze gleichen, sind die Grenzwerte der möglichen Stellbereiche unterschiedlich (siehe Abb. 5.17 Skalierung). Die Begründung liegt in deren unterschiedlichen installierten Leistungen sowie Leitungsparametrierung (siehe Abschnitt 5.2 und A.4). So hat das Ci_NS mit 383,8 kW installierter Netzlast ein höheres DSM-Potenzial als das ND2_NS mit nur 119,5 kW. Gleichmaßen ist die Summe der installierten PV-Anlagenleistungen auf die Netzlast bezogen (siehe Anhang A.4.4). Dabei sei darauf hingewiesen, dass wenngleich die Netze an der oberen Grenze ($P_{\max, PQ\text{-Bereich}}$) das maximale Stellpotenzial ihrer betrieblichen Freiheitsgrade ausgeschöpft haben und dementsprechend keine Einspeisung bei maximaler Last vorliegt, nicht das maximale $P_{\max, PQ\text{-Bereich}}$ der installierten Summenlast der jeweiligen Netze gleicht. Der Grund hierfür ist, dass die ermittelten lastseitigen Typtage die Summe aus Industrie, Gewerbe und Haushalt abbilden.

In Abb. 5.17 ist zu erkennen, dass die maximale relative Häufigkeit für alle Netze bei rund 0,55 liegt. D. h., in ca. 55% der betrachteten Zeitschritte gibt es ein Segment im PQ -Bereich, das dieser Fläche entspricht. Dabei weist Abb. 5.17 c) für ND2_NS zwei PQ -Bereiche mit diesem h_n aus. Außerdem sind für das Ci_NS zwei PQ -Bereiche mit einem $h_n = 0,5$ dargestellt. Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die hier verwendeten Niederspannungsnetze durch die Haushaltslasten und PV-Anlagen sowie durch deren zeitliches Verhalten charakterisiert sind. Dementsprechend kann aus diesen Netzen kein PQ -Bereich zu jedem Zeitpunkt bereitgestellt werden. Gleichzeitig ist in den Abbildungen ein gesicherter Blindleistungsstellbereich über alle P -Werte am NVP, speziell durch den in den Netzen installierten PV-Anlagen, zu erkennen (siehe Abb. 5.17). Diese belaufen sich für das

- Ci_NS auf -0,12 bis 0,18 MVar,
- ND1_NS auf -0,125 bis 0,225 MVar,
- ND2_NS auf -0,08 bis 0,12 MVar und
- ND3_NS auf -0,1 bis 0,17 MVar.

Diese Bereiche können vom überlagerten Netzbetreiber immer genutzt werden.

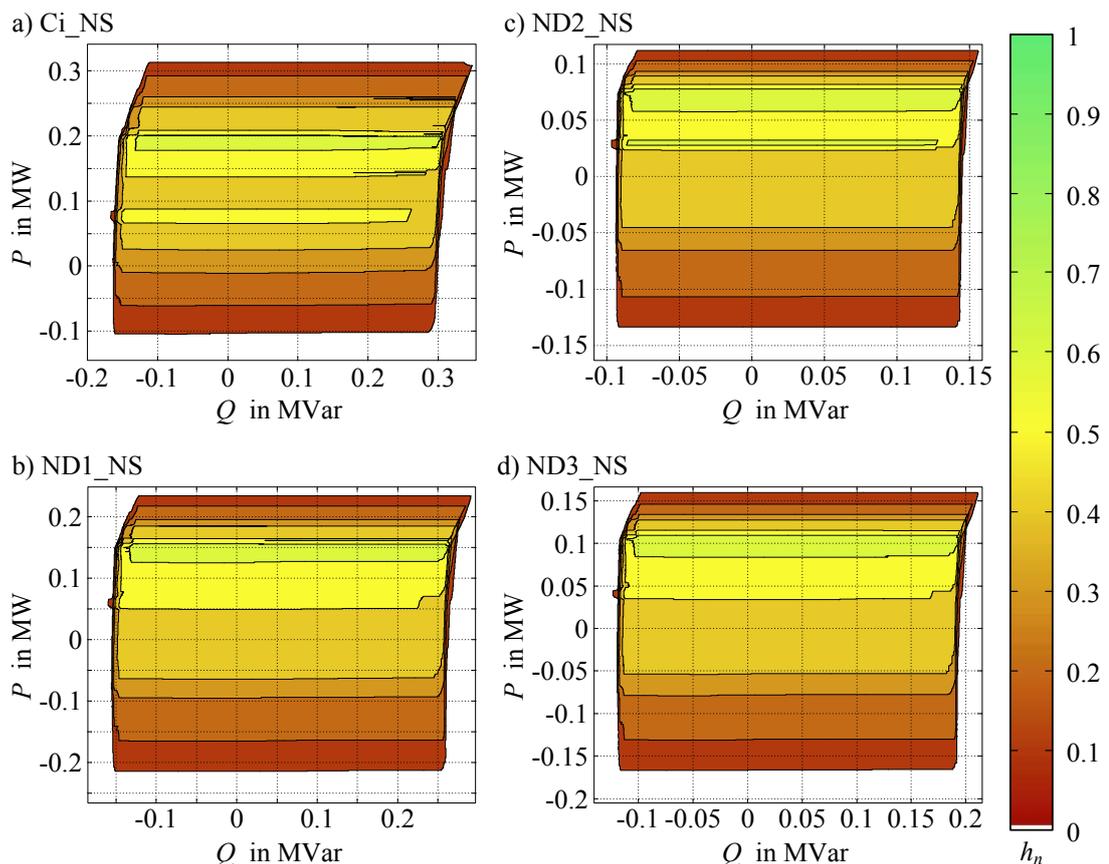


Abb. 5.17: Gegenüberstellung der relativen Häufigkeit der $PQu(t)$ -Kapazität $\forall u,k$ der betrachteten Szenarien für die Referenznetze a) Ci_NS, b) ND1_NS, c) ND2_NS und d) ND3_NS

Relative Häufigkeiten der PQ-Bereiche in den Mittelspannungsreferenznetzen

Die relativen Häufigkeiten bzw. Vertrauensbereiche der Mittelspannungsreferenznetze werden in Abb. 5.18 a) Ci_MS, b) C30_MS1, c) C30_MS2 und d) C30_MS3 verglichen. Es ist deutlich zu erkennen, dass drei der vier Netze teilweise durch den Transformator respektive dem maximalen Arbeitsbereich am NVP begrenzt werden (siehe Abb. 5.17 a), b) und c)). Es bleibt festzuhalten, dass sich die Formen des PQ -Bereichs mit der geringsten h_n (PQ -Bereich) der einzelnen Netze variieren. Dies liegt in den unterschiedlichen Netzstrukturen begründet (siehe Abschnitt 5.2). Während das Ci_MS (n-1)-sicher betrieben wird, kann die (n-1)-Sicherheit in den anderen Mittelspannungsnetzen nur partiell gewährleistet werden. Folglich liegt $S_{\max, \text{NVP}}$ für das Ci_MS bei 40 MVA und bei den anderen Netzen bei 65 MVA. Speziell im C30_MS3 können aufgrund dessen Struktur und Leitungsparametrierung [157] die betrieblichen Freiheitsgrade nur begrenzt nutzbar gemacht werden. Gleichermäßen bildet die obere Grenze $P_{\max, PQ\text{-Bereich}}$ bei allen die Ausschöpfung des maximalen Stellpotenzials derer betrieblichen Freiheitsgrade. Wie auch bei den Niederspannungsnetzen gilt, das maximale $P_{\max, PQ\text{-Bereich}}$ gleicht nicht der installierten Summenlast der jeweiligen Netze.

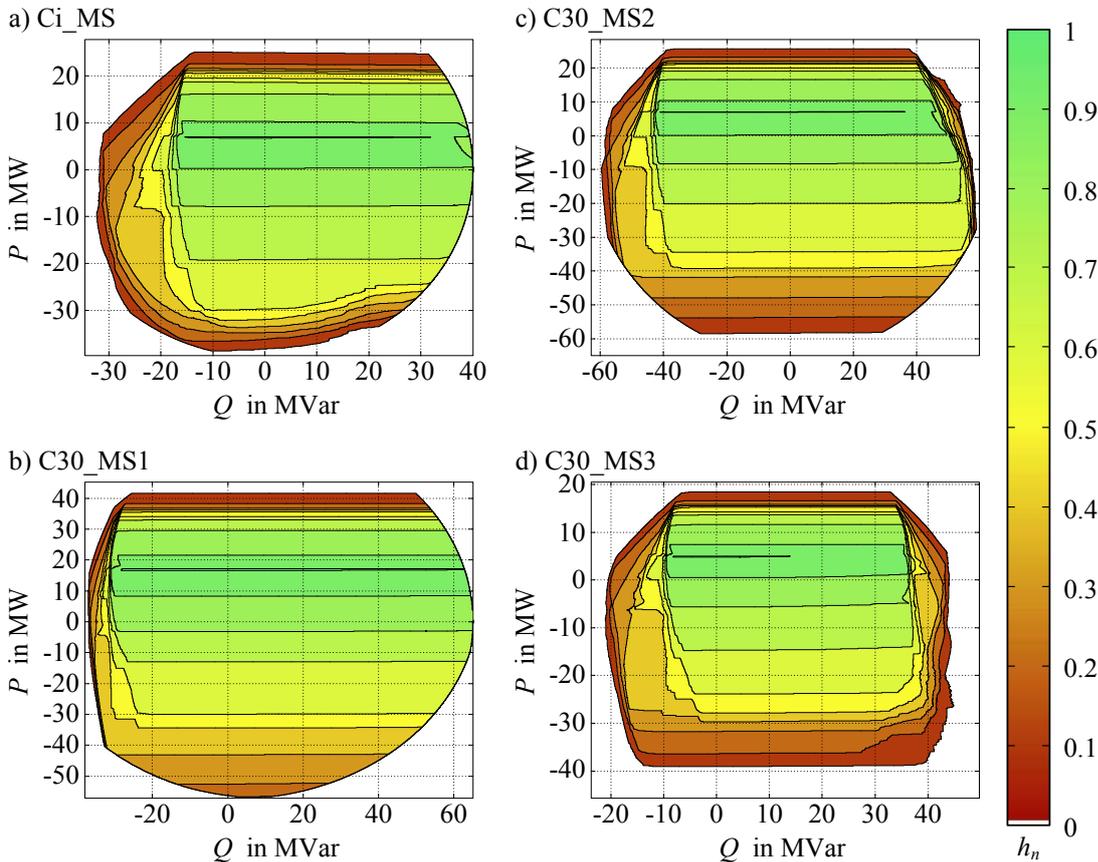


Abb. 5.18: Gegenüberstellung der relativen Häufigkeit der $PQu(t)$ -Kapazität $\forall u, k$ der betrachteten Szenarien für die Referenznetze a) Ci_MS, b) C30_MS1, c) C30_MS2 und d) C30_MS3

In Abb. 5.18 ist zu erkennen, dass im Gegensatz zu den Niederspannungsnetzen hier PQ -Bereiche mit viel höheren relativen Häufigkeiten auftreten. Dabei kann in den Mittelspannungsnetzen aufgrund deren signifikanter Potenziale an betrieblichen Freiheitsgraden ein minimaler PQ -Bereich mit einem $h_n \approx 1$ im positiven Wirkleistungsbereich aggregiert werden. Diese belaufen sich für

- Ci_MS auf ΔQ von -13 bis 32 MVar für P rund 7 MW,
- C30_MS1 auf ΔQ von -30 bis 62 MVar bei einem ΔP von rund 7 bis 8 MW,
- C30_MS2 auf ΔQ von -41 bis 36 MVar für P von rund 8 MW und
- C30_MS3 auf ΔQ von -8 bis 14 MVar für P von rund 7 MW.

Während dieser Bereich noch marginal ist, stehen dem Netzbetreiber am NVP für ein $h_n = 0,9$ signifikant größere PQ -Bereiche zur Verfügung. D. h., in 90% aller Zeitschritte des untersuchten Zeitraums können am NVP für die Referenznetze folgende PQ -Bereiche (äußerste Grenzen) aggregiert werden.

- Ci_MS auf ΔP von rund 9 bis 10 MW und ΔQ von rund -18 bis 40 MVar,
- C30_MS1 auf ΔP von rund 9 bis 21 MW und ΔQ von rund -30 bis 64 MVar,
- C30_MS2 auf ΔP von rund 0 bis 10 MW und ΔQ von rund -42 bis 48 MVar sowie
- C30_MS3 auf ΔP von rund 0 bis 6 MW und ΔQ von rund -10 bis 36 MVar.

Es beliebt festzuhalten, dass bedingt der zum Großteil volatilen Erzeugungsanlagen die PQ -Bereiche mit den höchsten Häufigkeiten im positiven Wirkleistungsbereich liegen. Gleichzeitig ist in den Abbildungen ein gesicherter Blindleistungsstellbereich über alle P -Werte am NVP ablesbar (siehe Abb. 5.18). Für das Ci_MS beläuft sich dieser auf ungefähr $\Delta Q_{\min, \text{theo.}} = \pm 10$ MVar. Aufgrund des großen Stellbereichs für das C30_MS1 wird die Angabe von $\Delta Q_{\min, \text{theo.}}$ für 90% aller P -Werte am NVP gemacht, welches auf ungefähr $\Delta Q_{\min, \text{theo.}}$ von -12 bis 25 MVar bemessen werden kann. Im C30_MS2 ist über alle am NVP einstellbare P -Werte ein Blindleistungsstellbereich $\Delta Q_{\min, \text{theo.}} = \pm 30$ MVar verfügbar. Für das C30_MS3 gilt $\Delta Q_{\min, \text{theo.}}$ von -4 bis 25 MVar.

Relative Häufigkeiten der PQ -Bereiche im Hochspannungsreferenznetz C30_HS

Die relativen Häufigkeiten respektive Vertrauensbereiche des in dieser Arbeit untersuchten Hochspannungsreferenznetzes C30_HS sind in Abb. 5.19 dargestellt. Auch hier sind die bereits beschriebenen Teilbegrenzungen erkennbar. Dabei definiert sich die obere Wirkleistungsgrenze (vgl. Abb. 5.14 **SP5 nach SP6**) für den PQ -Bereich mit der geringsten h_n (PQ -Bereich) durch das Szenario 3 (siehe Tab. 5.10). Bei dem hier untersuchten Tytag Starklast kommt es im Rahmen der Ermittlung der maximalen Wirkleistungsgrenze am NVP zur Grenzwertverletzung auf der Leitung 1 nach 2 mit $i_{1-2} > i_{1-2, \text{zulässig}}$. D. h., das Netz kann nicht (n-1)-sicher bei Starklast betrieben werden. Eine maximale Ausnutzung der betrieblichen Freiheitsgrade ist somit nicht möglich.

Im Vergleich zu den Mittelspannungsnetzen kann im C30_HS ein deutlich erkennbarer PQ -Bereich für $h_n = 1$ bereitgestellt werden. Dessen äußere Grenzen liegen für ΔP von rund 86 bis 115 MW und ΔQ von rund -184 bis 115 MVar. Auch hier ist festzuhalten, dass sich dieser PQ -Bereich bedingt der überwiegend volatilen Erzeugungsanlagen im positiven Wirkleistungsbereich befindet. Eine Wirkleistungsbereitstellung für das Übertragungsnetz kann somit nicht zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden. Erst ab einer relativen Häufigkeit kleiner 0,8 umfasst der PQ -Bereich einen signifikanten Anteil an rückspeisbarer Wirkleistung. Zudem ist in Abb. 5.19 eine deutliche Stufung der äußeren Grenzen der PQ -Bereiche für die einzelnen ψ zu erkennen. Diese ergeben sich aus der Summation der einzelnen Segmente gleicher Häufigkeit h_n (PQ -Bereich $_{\psi}$).

Es bleibt festzuhalten, dass am NVP ein $\Delta P_{\max, \text{theo.}}$ von -300 bis 250 MW auftreten kann. Die über alle Zeitschritte abrufbare Blindleistung ist aufgrund der Kreissegmente an P gebunden. Für einen Wirkleistungsstellbereich von ± 250 MW ergibt sich bspw. ein nutzbares $\Delta Q_{\min, \text{theo.}}$ von -123 bis 128 MVar.

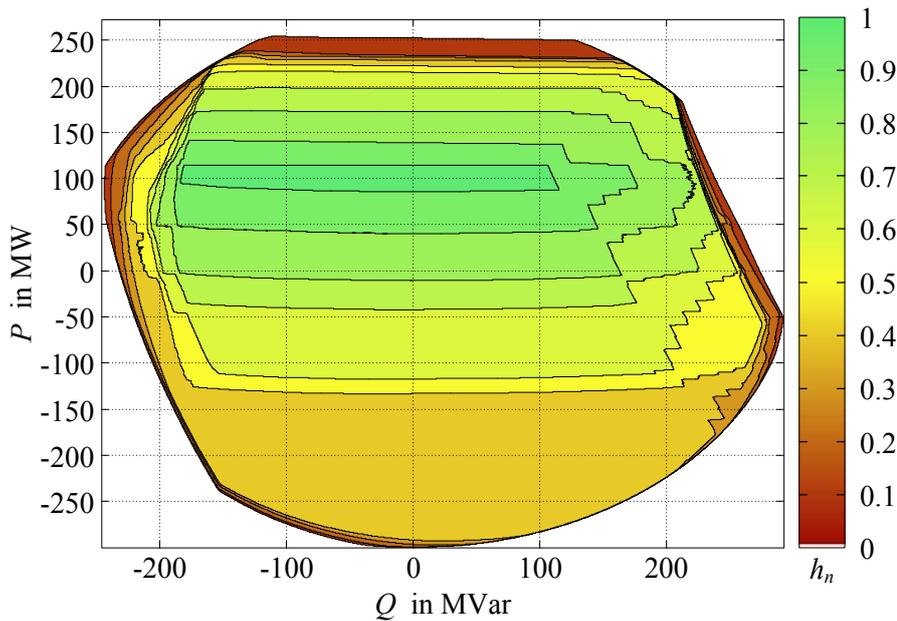


Abb. 5.19: Relative Häufigkeit der $PQ_u(t)$ -Kapazität $\forall u, k$ der betrachteten Szenarien für C30_HS

Zwischenfazit

Im Rahmen der durchgeführten numerischen Fallstudien hinsichtlich der Netzbetriebsplanung mittels $PQ_u(t)$ -Kapazität kann festgestellt werden, dass die in dieser Arbeit vorgestellte $PQ_u(t)$ -Kapazität die Berücksichtigung der unterlagerten Netze mit deren Netzanschlussnehmern sowie die Abbildung derer etwaigen Stellpotenziale ermöglicht. Gleichmaßen können auf Basis der $PQ_u(t)$ -Kapazität die verschiedenen Referenznetze einzeln berechnet werden. Eine direkte Verschaltung der Netze zu einem Gesamtsystem ist nicht erforderlich. Dafür sind die Berechnungen nach dem im Abschnitt 4.2.3 beschriebenen Bottom-Up Ansatz durchzuführen (siehe Abb. 4.24 und Abb. 4.25). Somit wahrt die $PQ_u(t)$ -Kapazität durch die ermöglichte Einzelbetrachtung die Netzzuständigkeiten der einzelnen Netzbetreiber. Gleichzeitig kann durch die $PQ_u(t)$ -Kapazität der Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern gering gehalten werden, da sie alle betriebsrelevanten Stellgrößen für den überlagerten Netzbetreiber beschreibt.

5.4.2 Arbeitspunktänderung im Rahmen der Netzbetriebsführung

Im Folgenden wird die Arbeitspunktänderung im Rahmen der Netzbetriebsführung als Alternative zum klassischen strombedingten bzw. spannungsbedingten Redispatch des ÜNBs analysiert. Die Beschreibungen der Auswirkungen der Anpassungsmaßnahmen erfolgen dabei wieder exemplarisch an den Referenznetzen ND3_NS, Ci_MS und C30_HS. Da die Anpassungsmaßnahmen nach dem in Abschnitt 4.3 beschriebenen Top-Down Ansatz erfolgen, beginnt die Beschreibung für beide Szenarien im Hochspannungsnetz. Der betrachtete Zeitraum des IDCF-Prozesses ist so gewählt, dass der zu betrachtende Zeitpunkt der Szenarien nach Tab. 5.10 jeweils dem Zeitschritt $k = 8$ des IDCF-Prozesses entspricht. Ausgangspunkt der Anpassungsmaßnahmen bildet dabei der Arbeitspunkt des unbeeinflussten Lastgangs.

Strombedingter Redispatch

Bei Redispatch-Maßnahmen weist der ÜNB seine vertraglichen Kraftwerke an, ihren angemeldeten Fahrplan anzupassen. Sind diese in den Verteilernetzebenen angeschlossen, erfolgt eine Absprache mit den diesen Anlagen anschlussgebenden VNBs je nach Regelzone unterschiedlich. Meist fehlt den VNBs auch die Möglichkeit, um zu bestimmen, ob eine Redispatch-Maßnahme negative Auswirkungen auf ihr Netz hat. Dies wird im Folgenden kurz exemplarisch am C30_HS erläutert. Es sei angenommen, dass das konv. Kraftwerk G8 am Knoten 8 ein vertragliches Kraftwerk für Redispatch-Maßnahmen des ÜNB ist. Ruft dieser im Rahmen eines Engpasses eine Anpassungsmaßnahme von 65 MW am Kraftwerk ab, erhöht sich der Strom i_{5-7} auf der Leitung von Knoten 5 nach 7 auf rund den maximal zulässigen Grenzwert für die (n-1)-Sicherheit $i_{(n-1)}$ (siehe Abb. 5.20). Wenn gleich es keinen Leitungsausfall zur Folge hat, wird das Netz an der Belastungsgrenze gefahren.

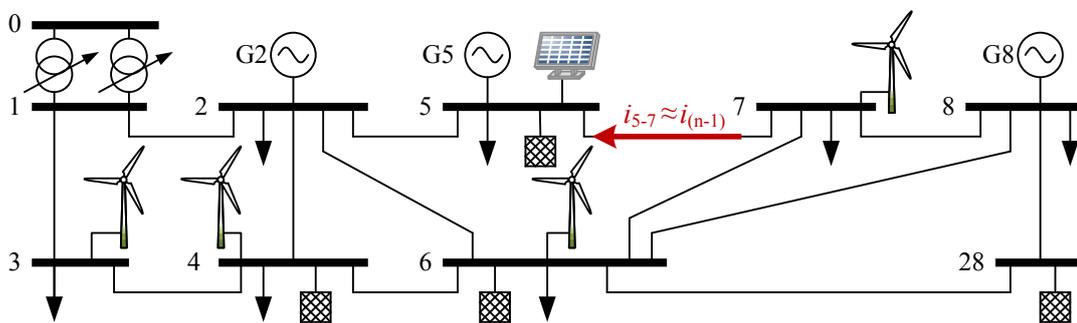


Abb. 5.20: Grenzwertverletzung auf Leitung von Knoten 5 nach 7 im C30_HS

Im Vergleich zum klassischen Verfahren stehen dem Operator bzw. Netzbetreiber durch den hier vorgeschlagenen Vertikalen Netzbetrieb und dessen $PQu(t)$ -Kapazität neuartige Möglichkeiten bzw. Alternativen zur Verfügung. Mittels des $PQu(t)$ -Kapazität-Plots sieht der Operator alle seine möglichen Anpassungsoptionen, die ihm am betreffenden Knoten von seinem unterlagerten Netz geboten werden. Abb. 5.21 stellt diese für den in Tab. 5.10 beschriebenen Zeitpunkt des Szenarios 10 dar, welcher im hier betrachteten IDCF-Prozess dem Zeitschritt $k = 8$ entspricht. Der $PQu(t)$ -Kapazität-Plot reduziert sich dabei auf vier Darstellungen a) bis d) im VZPS. Die erste Abbildung zeigt den PQu -Körper zum Zeitpunkt k , welcher den zulässigen Lösungsraum aller möglichen Arbeitspunkte am NVP beschreibt (siehe Abb. 5.21 a)). Dieser kann unter der Maßgabe einer aktiven Spannungsregelung am NVP auf eine PQ -Fläche $PQ(k)\forall u$ aggregiert werden (siehe b) in Abb. 5.21). Dabei stellt die dunkel hervorgehobene Fläche den PQ -Bereich für die aktuell anliegende Knotenspannung u_{NVP} dar. Die möglichen Blind- bzw. Wirkleistungsstellpotenziale des Netzes am NVP sowie dessen zulässiges Spannungsband lassen sich in Abb. 5.21 c) und d) ablesen.

Im untersuchten Szenario 10 zum Zeitschritt $k = 8$ besteht die Maßgabe den Arbeitspunkt am NVP (siehe Knoten 1 in Abb. 5.20) um -65 MW anzupassen. Der initiale Arbeitspunkt am NVP liegt bei $P = -163,2$ MW, $Q = 89,62$ MVar und $u = 1,06$ p.u., welcher in den Darstellungen von Abb. 5.21 mit einem roten Kreuz markiert ist. Wie in Abb. 5.21 b) zu erkennen ist, liegt der Wirkleistungswert von -228,2 MW außerhalb des PQ -Bereichs für $u = 1,06$ p.u., weshalb es einer Spannungsanpassung am NVP bedarf. Um die Änderung möglichst gering zu halten, wird dafür ein Sollwert $u_{NVP,Soll}$ von 1,05 p.u. gewählt (siehe Abb. 5.21 d)). Da der Blindleistungswert von 89,62 MVar gemäß Abb. 5.21 c) auch für $u = 1,05$ p.u. abgebildet werden kann, ist dieser beizubehalten. Für die Anpassung der Wirkleistung und Spannung am NVP bei gleichbleibender Blindleistung unter Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit müssen alle Arbeitspunkte der betrieblichen Freiheitsgrade adaptiert wer-

den. Die durchschnittliche zulässige Betriebsmittelauslastung zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit liegt hier bei 62%. Der sich als Ergebnis der Optimierung am NVP einstellende Arbeitspunkt hat die Werte $u = 1,05$ p.u., $P = -228,20$ MW und $Q = 89,62$ MVar. Die Abweichungen vom Sollwert sind damit marginal und tolerierbar. Für das Ci_MS am Knoten 5 berechnet das Verfahren als neuen $P_{\text{Soll}} = -23,02$ MW, $Q_{\text{Soll}} = 10,96$ MVar und $u_{\text{Soll}} = 0,995$ p.u., welcher vom unterlagerten VNB umzusetzen ist.

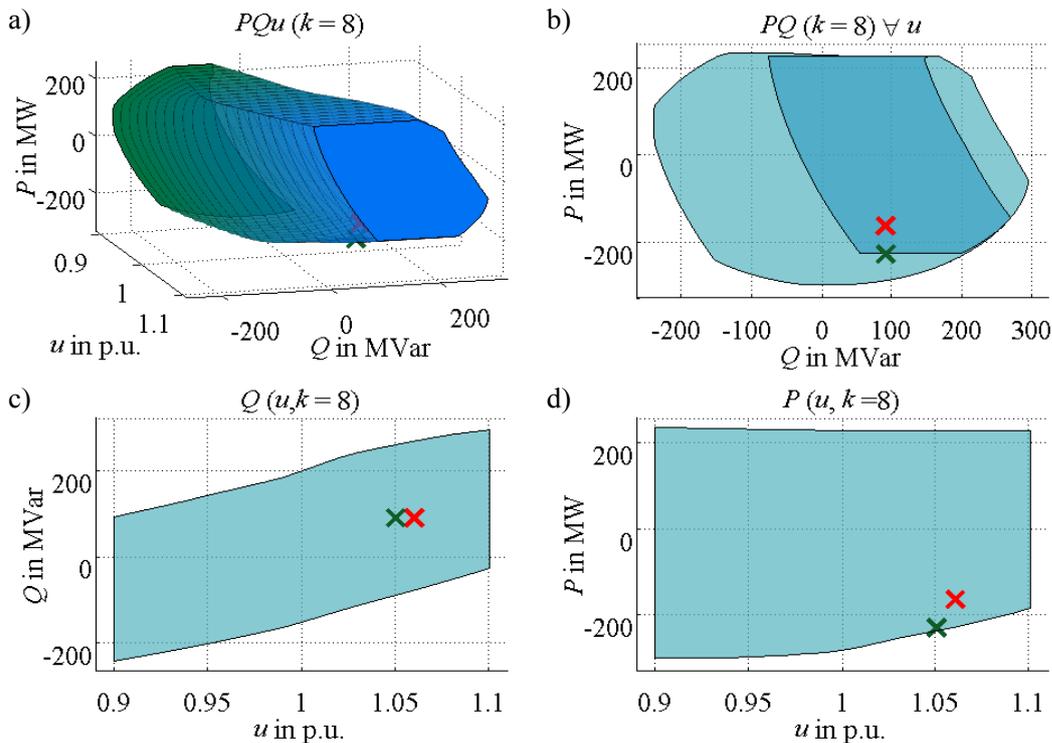


Abb. 5.21: C30_HS $PQu(k=8)$ -Kapazität-Plot des Szenarios 10 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz)

Somit muss der initiale Arbeitspunkt $AP_{\text{NVP,d}}$ von $P = -13,86$ MW, $Q = 13,13$ MVar und $u = 1,0$ p.u. des Ci_MS um $\Delta P = -9,16$ MW, $\Delta Q = -2,17$ MVar und $\Delta u = -0,005$ p.u. geändert werden. Im Rahmen der Optimierung wird für das Ci_MS das (n-1)-Netzsicherheitskriterium gemäß der Beschreibung in Abschnitt 4.3 berücksichtigt. Zur Realisierung des Sollarbeitspunkts am NVP regelt das Verfahren aufgrund ihrer Sensitivität auf den AP_{NVP} besonders die WKA an den Knoten 2, 6 und 15 sowie den PV-Park am Knoten 13 und die Biogasanlage am Knoten 3 (siehe Abb. A.14). Die anderen betrieblichen Freiheitsgrade werden nur geringfügig abgerufen. So ist u. a. das ND3_NS am Knoten 11 von initial $P = 0,08$ MW, $Q = 0,15$ MVar und $u = 1,0$ p.u. auf $P_{\text{Soll}} = 0,08$ MW, $Q_{\text{Soll}} = 0,01$ MVar und $u_{\text{Soll}} = 1,01$ p.u. anzupassen. Als Ergebnis der Optimierung stellt sich für das Ci_MS ein Arbeitspunkt am NVP von $P = -23,02$ MW, $Q = 10,96$ MVar und $u = 0,995$ p.u. ein (siehe Abb. 5.22).

In dem vorliegenden Niederspannungsnetz ND3_NS wird aufgrund seiner Parametrierung mit Minderquerschnitten der Kabel [14] (siehe Abschnitt 5.2) die Betrachtung des (n-1)-Netzsicherheitskriteriums vernachlässigt. Im Rahmen der Optimierung werden u. a. wegen den Minderquerschnitten alle betrieblichen Freiheitsgrade abgerufen. Dabei regelt das Verfahren bevorzugt dem NVP näher gelegene betriebliche Freiheitsgrade aufgrund deren größeren Einflusses auf den Arbeitspunkt am NVP. Gleichzeitig werden die geografisch gesehen zum NVP weiter entfernten Netzanschlussneh-

mer hinsichtlich ihrer Spannung angepasst. Als Ergebnis der Optimierung stellt sich ein Arbeitspunkt am NVP von $P = 0,08$ MW, $Q = 0,01$ MVar und $u = 1,01$ p.u. ein (siehe Abb. 5.23).

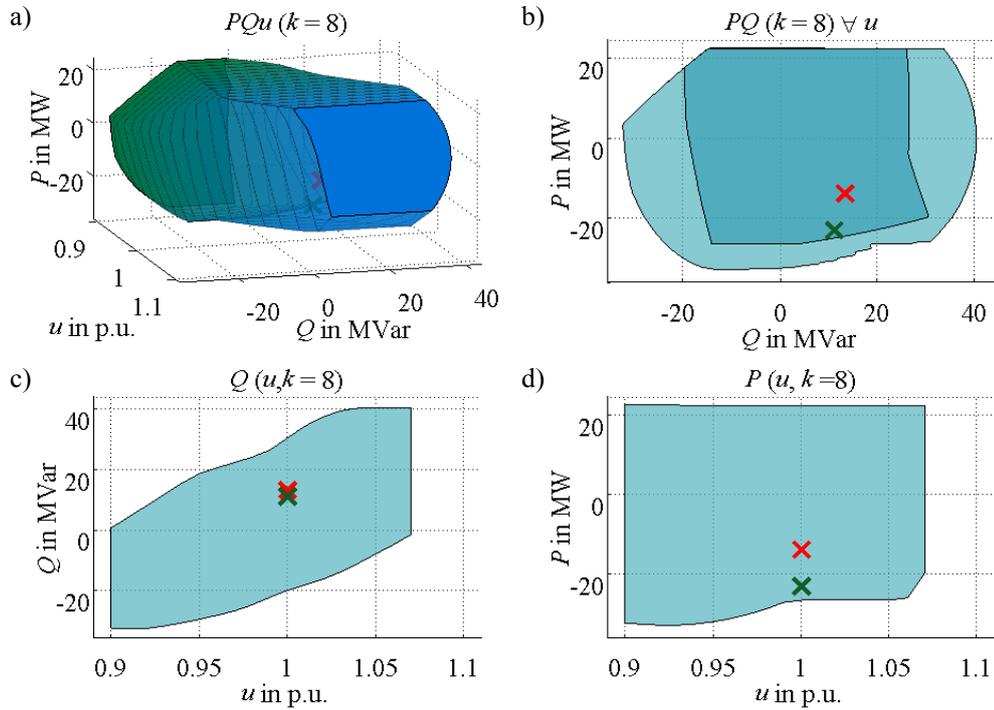


Abb. 5.22: Ci_MS $PQu(k=8)$ -Kapabilität-Plot des Szenarios 10 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz)

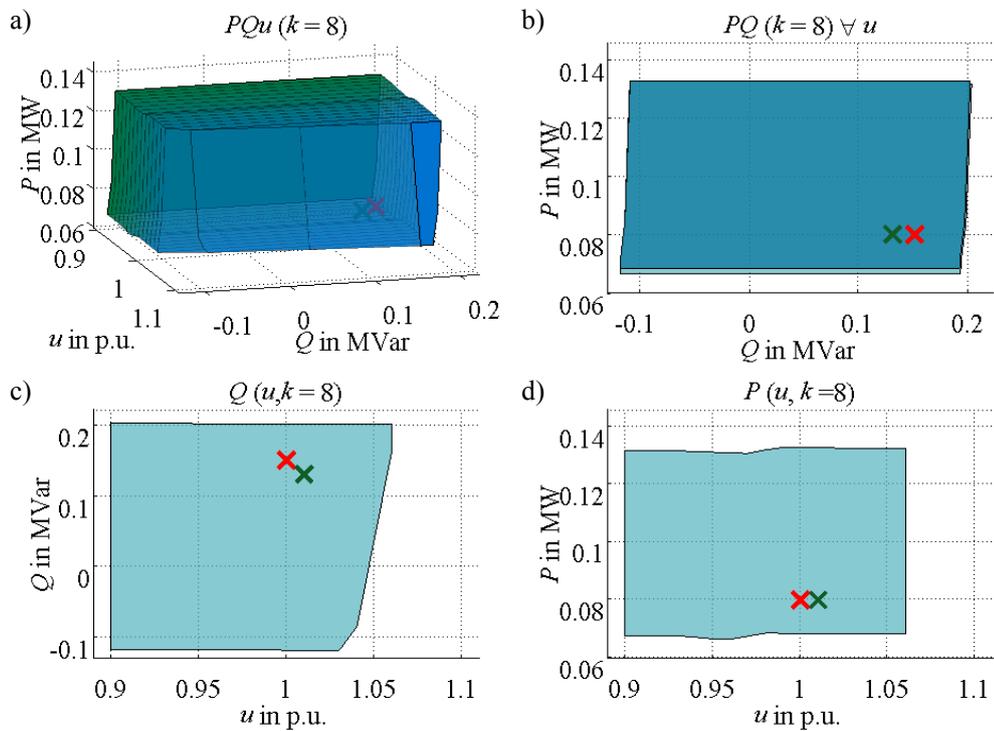


Abb. 5.23: ND3_NS $PQu(k=8)$ -Kapabilität-Plot des Szenarios 10 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz)

Spannungsbedingter Redispatch

Während der strombedingte Redispatch der Vermeidung bzw. Beseitigung kurzfristig auftretender Überlastungen bzw. Netzengpässe dient, soll mit dem spannungsbedingten Redispatch durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung die Spannung in einem betroffenen Netzgebiet innerhalb des Toleranzbandes gehalten werden [169]. Im Szenario 11 besteht die Maßgabe zu untersuchen, ob der Vertikale Netzbetrieb mit seiner $PQu(t)$ -Kapazität eine Alternative zum klassischen Redispatch ermöglichen kann. Der initiale Arbeitspunkt am NVP des C30_HS zum Zeitpunkt $k = 8$ liegt bei $P = -3,37$ MW, $Q = 39,43$ MVar und $u = 1,06$ p.u. (siehe rotes Kreuz in Abb. 5.24).

Anhand der $PQu(k = 8)$ -Kapazität-Plots a), c) und d) für das Szenario 11 ist deutlich zu erkennen, dass eine Spannungsanpassung bei gleichen Wirk- und Blindleistungswerten möglich ist (siehe Abb. 5.24). Dementsprechend ist zum Zeitschritt $k = 8$ alleinig die Spannung am NVP (siehe Knoten 1 in Abb. 5.20) exemplarisch um 0,06 p.u. zu senken. Der Zielwert der Optimierung beträgt demnach $P_{\text{Soll}} = -3,37$ MW, $Q_{\text{Soll}} = 39,43$ MVar und $u_{\text{Soll}} = 1,00$ p.u., welche unter Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit mittels der Adaption der Arbeitspunkte der betrieblichen Freiheitsgrade einzustellen ist. Aufgrund der vergleichsweise geringen Auslastung (vgl. Szenario 10) liegt die durchschnittliche zulässige Betriebsmittelauslastung zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit bei rund 68%. Als Ergebnis der Optimierung kann am NVP der Arbeitspunkt $P = -3,37$ MW, $Q = 39,43$ MVar und $u = 1,00$ p.u. eingestellt werden. Die Abweichungen vom Sollwert sind marginal und tolerierbar. Für das Ci_MS am Knoten 5 wird vom Verfahren eine Anpassung auf $P_{\text{Soll}} = -12,35$ MW, $Q_{\text{Soll}} = 11,03$ MVar und $u_{\text{Soll}} = 0,947$ p.u. berechnet.

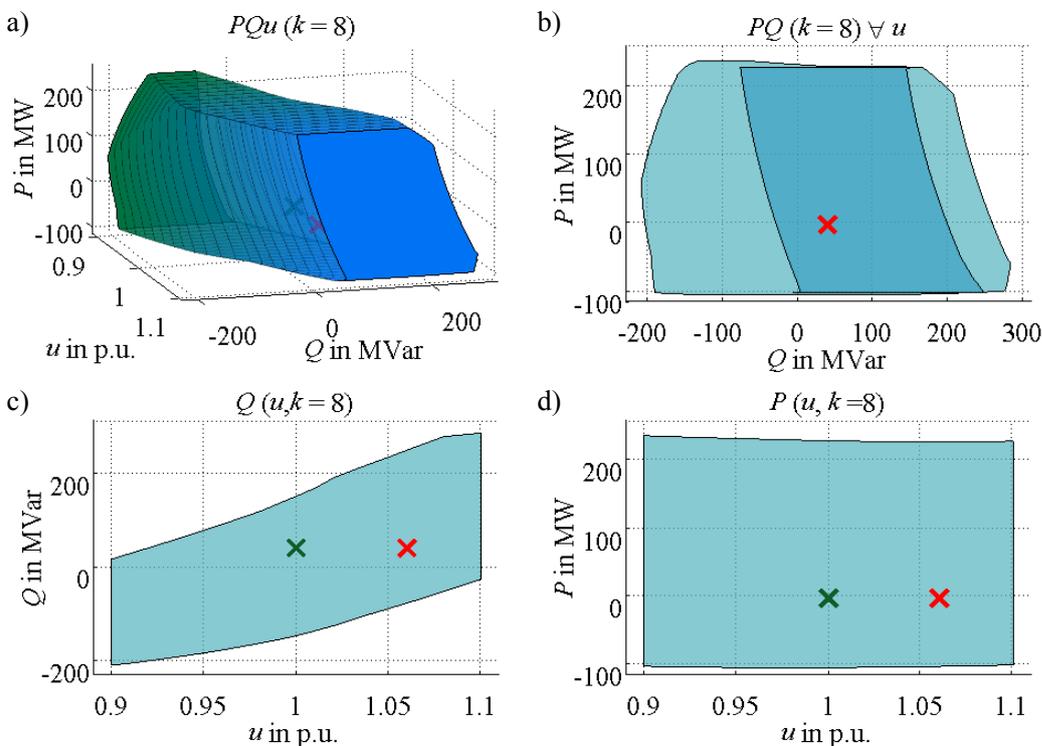


Abb. 5.24: C30_HS $PQu(k=8)$ -Kapazität-Plot des Szenarios 11 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz)

Ausgehend von dem initialen Arbeitspunkt $AP_{\text{NVP,d}}$ von $P = -12,15$ MW, $Q = 12,01$ MVar und $u = 1,0$ p.u. muss vom VNB des Ci_MS der neue Arbeitspunkt $P_{\text{Soll}} = -12,35$ MW,

$Q_{\text{Soll}} = 11,03$ MVar und $u_{\text{Soll}} = 0,947$ p.u. umgesetzt werden. Unter Berücksichtigung des (n-1)-Netzwerksicherheitskriteriums berechnet der SCOPF die Anpassungsmaßnahmen der einzelnen betrieblichen Freiheitsgrade. Trotz der marginalen Änderungen von P und Q am NVP hat die geforderte Anpassung der Spannung u_{NVP} Auswirkungen auf das ganze Netz. So senkt sich die durchschnittliche Knotenspannung um rund 0,04 p.u.. Folglich müssen etwaige Spannungsabfälle über den Leitungen mittels kapazitiver Blindleistungsbereitstellung durch die betrieblichen Freiheitsgrade kompensiert werden. Für das ND3_NS am Knoten 11 ergibt sich ein neuer Arbeitspunkt am NVP mit $P_{\text{Soll}} = -0,06$ MW, $Q_{\text{Soll}} = 0,05$ MVar und $u_{\text{Soll}} = 0,954$ p.u., welcher vom unterlagerten VNB_{III} umgesetzt ist. Als Ergebnis der Optimierung stellt sich für das Ci_MS ein Arbeitspunkt am NVP von $P = -12,35$ MW, $Q = 11,03$ MVar und $u = 0,947$ p.u. ein (siehe Abb. 5.25).

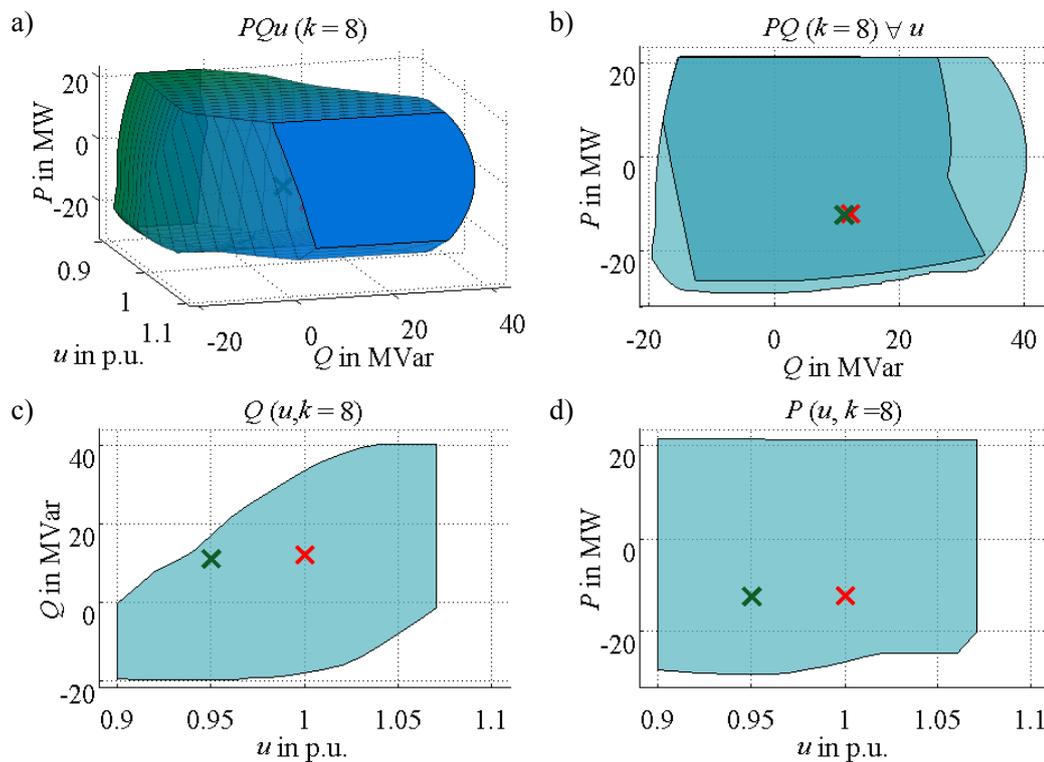


Abb. 5.25: Ci_MS $PQu(k=8)$ -Kapazität-Plot des Szenarios 11 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz)

Ausgehend vom Arbeitspunkt am NVP von $P = -0,09$ MW, $Q = 0,14$ MVar und $u = 1,0$ p.u. soll der Arbeitspunkt $P_{\text{Soll}} = -0,06$ MW, $Q_{\text{Soll}} = 0,05$ MVar und $u_{\text{Soll}} = 0,954$ p.u. eingestellt werden. Das Verfahren berücksichtigt in diesem Referenznetz aufgrund des Minderquerschnitts der Kabel sowie dessen Struktur [14] (siehe Abschnitt 5.2) keine (n-1)-Sicherheit. Im Rahmen der Anpassungen durch das Verfahren werden speziell die DSM-Potenziale der Verbraucher ausgenutzt, um deren Last zu erhöhen. Zum Senken des Blindleistungsbezugs am NVP wird kapazitive Blindleistung mittels den NVP nahen PV-Anlagen bereitgestellt. Abschließend bleibt festzuhalten, dass der geforderte Arbeitspunkt am NVP von $P = -0,06$ MW, $Q = 0,05$ MVar und $u = 0,954$ p.u. mittels der Anpassungen der betrieblichen Freiheitsgrade im Niederspannungsnetz ND3_NS abgebildet werden kann (siehe Abb. 5.26).

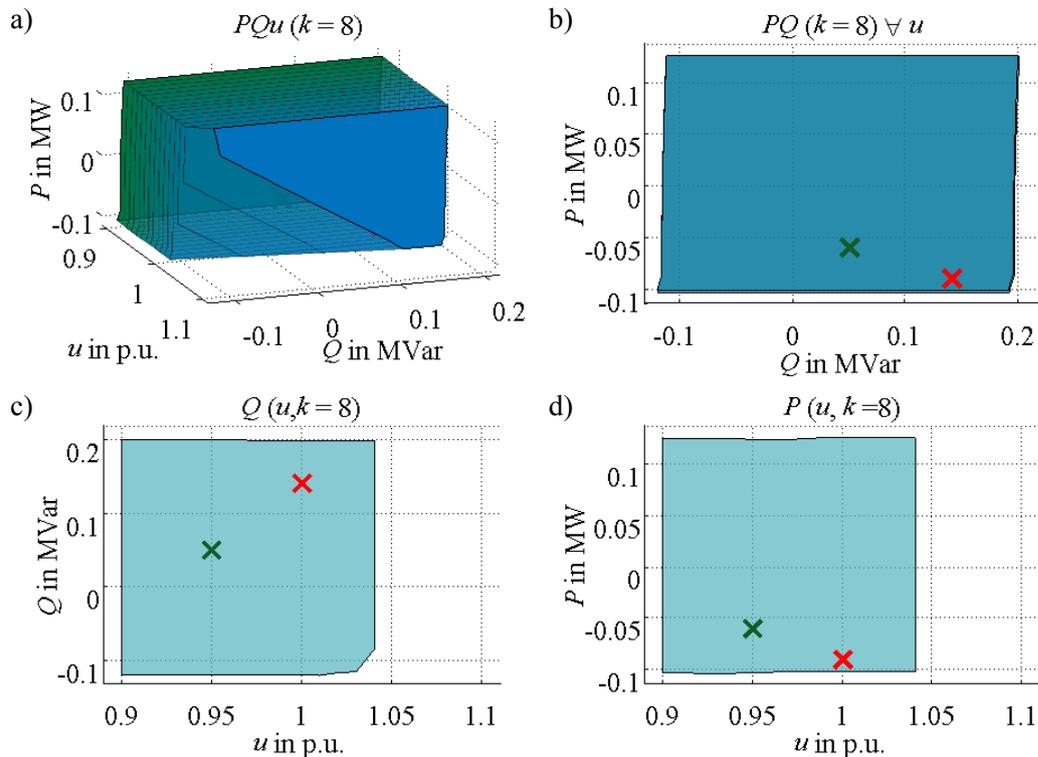


Abb. 5.26: ND3_NS $PQu(k=8)$ -Kapazität-Plot des Szenarios 11 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz)

Zwischenfazit

Anhand der durchgeführten numerischen Fallstudien hinsichtlich der Arbeitspunktänderung im Rahmen der Netzbetriebsführung kann festgestellt werden, dass die in dieser Arbeit vorgestellte Methode optimierte Anpassungsmaßnahmen der betrieblichen Freiheitsgrade berechnet, sodass der definierte Soll-Arbeitspunkt am NVP eingestellt werden kann. Dabei erfolgt in der Berechnung eine Berücksichtigung von u. a. der Netzanschlussnehmer mit ihren anlagenspezifischen Arbeitsbereichen und der unterlagerten Netze mit deren $PQu(t)$ -Kapabilitäten. Zudem findet, sofern es die Struktur und Betriebsmittelparmetrierung der einzelnen Referenznetze zulässt (siehe Abschnitt 5.2), das (n-1)-Netzwerksicherheitskriterium gemäß [16] Anwendung (siehe Abschnitt 4.3). Des Weiteren ermöglicht das Verfahren auch die Einstellung einzelner Größen unabhängig voneinander.

Gleichermaßen kann anhand der Untersuchungsergebnisse bewiesen werden, dass die $PQu(t)$ -Kapazität die Abbildung der betrieblichen Freiheitsgrade unterlagerter Netze unter Berücksichtigung der netzseitigen Restriktionen ermöglicht sowie die Zulässigkeit des beschriebenen Lösungsraumes an Arbeitspunkten.

5.4.3 Fazit

Die Hauptforschungsfrage der vorliegenden Dissertationsschrift lautet „**Wie können diese betrieblichen Freiheitsgrade zur Wahrung der Netzsicherheit ohne negative Rückwirkungen auf deren Anschlussnetz nutzbar gemacht werden?**“ (siehe F2). Der in Abschnitt 4.1.4 vorgestellte Vertikale Netzbetrieb bildet einen Ansatz zur Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen mit dem Ziel der Nutzbarmachung von betrieblichen Freiheitsgraden der verschiedenen Netzebenen zur Erfüllung betrieblicher Ziele unter Berücksichtigung netzebenenübergreifender

Phänomene. Der Untersuchungsfokus liegt hierbei auf den in den Abschnitten 4.2.3 und 4.3 vorgestellten Methoden hinsichtlich der Aggregation und Nutzbarmachung der betrieblichen Freiheitsgrade sowie der Abbildung unterlagerter Netze.

Anhand der für die Netzbetriebsplanung mittels $PQu(t)$ -Kapazität untersuchten Szenarien ist zu resümieren, dass die in dieser Arbeit vorgestellte $PQu(t)$ -Kapazität die Berücksichtigung der betrieblichen Freiheitsgrade unterlagerter Netze ermöglicht. Durch den hier beschriebenen Lösungsraum aller einstellbaren Arbeitspunkte am NVP können die Netzanschlussnehmer mit deren aggregierbaren Stellpotenzialen unter Beachtung der netzseitigen Restriktionen abgebildet werden. So entspricht diese im Idealfall einem Zylinder mit der Höhe definiert durch das zulässige Spannungsband Δu_{NVP} und einem Radius gemäß der maximalen Scheinleistung $S_{\max, NVP}$ am NVP. Existieren im Netz(gebiet) keine betrieblichen Freiheitsgrade, entspricht die $PQu(t)$ -Kapazität im Extremfall dem am NVP vorhandenen Arbeitspunkt. Somit können verschiedene Referenznetze nach dem im Abschnitt 4.2.3 beschriebenen Bottom-Up Ansatz (siehe Abb. 4.24 und Abb. 4.25), ohne direkte Verschaltung der Netze zu einem Gesamtsystem, einzeln berechnet werden.

Die entworfene Methode zur Arbeitspunktänderung im Rahmen der Netzbetriebsführung berücksichtigt bei der Ermittlung der Anpassungsmaßnahmen die anlagenspezifischen Arbeitsbereiche (siehe Anhang A.3) sowie die $PQu(t)$ -Kapazitäten unterlagerter Netze. Auf Basis der untersuchten Szenarien kann festgehalten werden, dass das Verfahren die definierten Arbeitspunkte am HöS/HS-NVP einstellen kann. Die sich hieraus für die unterlagerten Netze ergebenden Arbeitspunkte sind ebenso umsetzbar. Der kaskadierte Top-Down Ansatz auf Basis der $PQu(t)$ -Kapazität kann somit als valide betrachtet werden. Dabei ermöglicht das Verfahren in Kombination mit der $PQu(t)$ -Kapazität auch das Einstellen der einzelnen Größen P , Q oder u unabhängig voneinander am NVP.

Anhand der untersuchten Szenarien kann nachgewiesen werden, dass der vorgestellte Ansatz des Vertikalen Netzbetriebs mittels der $PQu(t)$ -Kapazität die Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen und die Aggregation sowie Nutzbarmachung der betrieblichen Freiheitsgrade in den Verteilernetzebenen ermöglicht. Dabei findet in allen vorgestellten Methoden das (n-1)-Netzsicherheitskriterium, sofern dies im Referenznetz möglich ist, Anwendung.

Anwendungsgebiete für Leitwarten

Aus den dargelegten numerischen Fallstudien lassen sich verschiedene Anwendungsgebiete der $PQu(t)$ -Kapazität für den Operator einer Leitwarte ableiten. So gibt diese neben dem vorhandenen Stellpotenzial zum Zeitpunkt k auch noch weitere Informationen an. U. a. ermöglicht der $PQu(t)$ -Kapazität-Plot (siehe bspw. Abb. 5.15) das Ablesen der zulässigen Knotenspannungen des NVPs. Dies gilt sowohl für die unterlagerten Netze als auch für das eigene. Diese zulässigen Spannungsbereiche können wiederum als Lösungsraum für die Spannungsregelung mittels z. B. Stufensteller vorgegeben werden. Durch die bereits in Abschnitt 4.2.2 beschriebene Abhängigkeit der Blindleistungsgrenzen von u_{NVP} (siehe auch Abb. 4.17) lässt sich über deren Festlegung direkt die mögliche Blindleistungsfahrweise/-stellbereich des unterlagerten Netzes bzw. der aggregierten betrieblichen Freiheitsgrade definieren.

Des Weiteren gibt die Lage des Arbeitspunkts eines Netzes im PQu -Körper eine Aussage, wie groß mögliche Leistungsänderungen ohne etwaige Grenzwertverletzungen sein dürfen. Damit lässt sich der sichere Bereich für den Netzbetrieb einschätzen. Zudem kann auch eine Auskunft über die bilanzielle Autarkie der Netze abgeleitet werden. Ist der Punkt $P = 0$ MW und $Q = 0$ MVar ein Teil

der $PQu(t)$ -Kapazität zum Zeitpunkt k , so kann dieses Gebiet in dem für die Berechnung definierten Zustand als bilanziell autark betrieben werden. Gleichzeitig ist die dafür nötige Knotenspannung am NVP ablesbar.

Des Weiteren lassen sich für die jeweiligen Netze durch das Abtragen der relativen Häufigkeiten der PQ -Bereiche $h_n(PQ\text{-Bereich})$ sogenannte Vertrauensbereiche ableiten (siehe bspw. Abb. 5.19). D. h., für den Operator wird sichtbar gemacht, wie häufig ein bestimmter PQ -Bereich innerhalb des betrachteten Zeitraums auftritt. Zudem gibt diese Art der Darstellung Auskunft über den theoretisch minimalen und maximalen P - sowie Q -Stellbereich am NVP während eines bestimmten Zeitraums.

Netzmodell

Im Zuge der numerischen Fallstudien können folgende Aussagen getroffen werden. Die in dieser Arbeit verwendeten Referenznetze können prinzipiell mit dem EE-Ausbau für das Jahr 2030 (siehe Anhang A.4) betrieben werden. Dafür bedarf es einer Drosselung der EE-Anlagen in den Mittel- und Hochspannungsnetzen auf 50%. Im Gros der untersuchten Szenarien liegt der „unbeeinflusste“ Arbeitspunkt, also jener der sich anhand der einzelnen Arbeitspunkte der Netzanschlussnehmer gemäß den Last- und Einspeiseprofilen einstellt, bei einer 100%-igen EE-Anlagenstufung im unzulässigen Bereich. Hierbei kommt es je nach Zeitschritt:

- zum Über- oder Unterschreiten der zulässigen Knotenspannungen nach DIN EN 50160 [36],
- zu Betriebsmittelüberlastungen,
- zum Verlassen des max. zulässigen Arbeitsbereichs am NVP oder
- zu keiner Konvergenz der Leistungsflussberechnung.

Daher werden die EE-Anlagen im Rahmen der numerischen Fallstudien grundlegend auf 50% gestuft. Somit ergibt sich ein theoretisches Regelpotenzial dieser Einheiten von $\pm 50\%$.

Gleichermaßen bedingen die nach dem NEP 2025 ermittelten Skalierungsfaktoren für den EE-Ausbau ein hohes Verhältnis von installierter EE-Anlagenleistung bezogen auf die installierte Last in einem Netz. So liegt dies in der Hochspannung und Niederspannung bei rund 1,5 und doppelt so groß in der Mittelspannung mit rund 3. Folglich kann die Last im Großteil der betrachteten Zeitschritte die EE-Einspeisung nicht ausgleichen. Dementsprechend liegen auch die unbeeinflussten Arbeitspunkte für eine EE-Anlagenstufung von 50% überwiegend im negativen Wirkleistungsbe-
reich der $PQu(t)$ -Kapazität. Diese Rückspeisung der unterlagerten Netze hat innerhalb der untersuchten Szenarien signifikante Auswirkungen auf die anschlussgebenden Netze, weshalb z. B. auch das C30_HS wie in Abschnitt 5.2 beschrieben angepasst wird. Summa summarum wird das aggregierbare Potenzial der betrieblichen Freiheitsgrade durch den jeweils vorliegenden Netzausbau bzw. dessen Übertragungskapazität limitiert.

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung

In immer mehr Ländern erfolgt klimapolitisch [3]–[6] motiviert ein Ausbau an Erneuerbaren Energien (EE). Die wetterabhängigen, volatil einspeisenden Windkraftanlagen und Photovoltaik haben dabei die größten Wachstumsraten (siehe Abb. 1.1) [7], [8]. In Deutschland kommt es zu einem signifikanten Wandel in seiner Erzeugungslandschaft. Durch das Atom-Moratorium gemäß [11], der klimapolitischen Ziele [3], [6], als auch der bevorzugten Abnahmen von Einspeisungen aus EE [6] und der damit einhergehenden Unwirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke, werden diese vermehrt abgeschaltet bzw. stillgelegt [12].

Die operative Herausforderung besteht somit zum einen in der Dezentralität der EE-Anlagen sowie deren vorrangiger Anschluss im Verantwortungsbereich der Verteilernetzbetreiber (VNB). Des Weiteren ist zukünftig das, durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke, entstehende Defizit an regelbarer Erzeugung zu kompensieren, um einen bedarfsfolgenden Netzbetrieb weiterhin hochzuverlässig zu ermöglichen und die dazu erforderlichen Systemdienstleistungen bereitzustellen. Netzanschlussnehmer in den Verteilernetzebenen bieten vermehrt für den Netzbetrieb nutzbares Stellpotenzial. Hier setzt die vorliegende Arbeit an, die sich der Fragestellung widmet, wie Netzbetriebsinstanzen im Rahmen einer vertikal durch die Netzebenen orientierten Netzbetriebsführung sinnvoll koordiniert werden können. Die Bearbeitung dieser Themenstellung erfolgt strukturiert anhand von vier eingangs formulierten Forschungsfragen F1 - F4, die im Folgenden zusammenfassend beantwortet werden sollen.

F1 Welche Potenziale bieten die betrieblich nutzbaren Freiheitsgrade der Verteilernetzebenen für den Netzbetrieb?

Das aggregierbare Wirkleistungsstellpotenzial in allen Netzebenen in Deutschland beträgt rund 10,8 GW, welches 13% der deutschen Spitzenlast von 84 GW entspricht. Durch die EE-Anlagen kann unter Berücksichtigung der geltenden Grenzwerte und Regularien wie bspw. dem TransmissionCode [30] oder der SDLWindV [170] ein signifikantes Blindleistungsstellpotenzial bereitgestellt werden. Wenngleich es sich bei Blindleistung um ein lokales Phänomen handelt und dessen direkte Übertragung aus dem Nieder- oder Mittelspannungsnetz in das Übertragungsnetz nicht möglich ist, kann die Blindleistungsbereitstellung wie eine Kaskade gesehen werden. Zur vollen Ausnutzung der möglichen Arbeitsbereiche der jeweiligen Anlagentypen bedarf es einer direkten Regelung.

F2 Wie können diese betrieblichen Freiheitsgrade für die Wahrung der Netzsicherheit ohne negative Rückwirkungen auf deren Anschlussnetz nutzbar gemacht werden?

Der hier vorgeschlagene „Vertikale Netzbetrieb“ ist die *Koordination und Nutzbarmachung betrieblicher Freiheitsgrade der verschiedenen Netzebenen zur Erfüllung betrieblicher Ziele unter Berücksichtigung netzebenenübergreifender Phänomene*. Er verfolgt die Maßgabe, dass jeder Netzbetreiber ein grundsätzliches Mitspracherecht hinsichtlich aller betrieblicher Maßnahmen in seinem Netzgebiet haben muss. Der Ansatz wahrt die heutigen Netzverantwortlichkeiten und belässt überwiegend die vorhandene Zuständigkeitsaufteilung für die betrieblichen Aufgaben/Maßnahmen. Eine Erweiterung des Aufgabenbereichs des VNBs besteht u. a. in der Absicherung der Maßnahmenstellbereiche. Zudem kann gewährleistet werden, dass ein Maßnahmenabruf an einem betrieblichen Freiheitsgrad keine negativen Auswirkungen auf dessen anschlussgebendes Netz hat. Damit ist eine bessere Nutzbarmachung der betrieblichen Freiheitsgrade zur Wahrung der Netzsicherheit

möglich. Kern des Ansatzes bildet die sogenannte „ $PQu(t)$ -Kapazität“ am Netzverknüpfungspunkt (NVP) zwischen den Netzbetriebsinstanzen. Sie beschreibt den möglichen Lösungsraum aller am NVP einstellbaren Arbeitspunkte. Deren Berechnung erfolgt während der Netzbetriebsplanung von jedem Netzbetreiber einzeln für dessen Netz auf Basis seiner Netz- und Prognosedaten sowie der betriebsrelevanten Daten seiner betrieblichen Freiheitsgrade unter Berücksichtigung seiner Netzrestriktionen und Zielfunktion. Der Planungsprozess erfolgt netzebenenübergreifend nach dem Bottom-Up Prinzip beginnend bei den Netzbetreibern der Niederspannungsebene. Von dort aus werden die $PQu(t)$ -Kapazitäten kaskadiert bis zum NVP des ÜNBs bestimmt. Somit kennt am Ende der Planungsphase jeder Netzbetreiber abgangsscharf das betriebliche Stellpotenzial seiner Netzanschlussnehmer für den betrachteten Zeitraum ΔT .

Kommt es im Rahmen der Netzbetriebsführung zu einem Engpass oder einem Spannungsproblem, müssen diesbezüglich Gegenmaßnahmen getroffen werden. Hierfür wird ein Verfahren zur Arbeitspunktänderung am NVP vorgeschlagen. Die entworfene Methode ermittelt unter Berücksichtigung der Netzrestriktion und den jeweiligen anlagenspezifischen Arbeitsbereichen respektive den $PQu(t)$ -Kapazitäten abgangsscharf die Arbeitspunktänderungen. Die Arbeitspunktänderung erfolgt nach dem Top-Down Prinzip, wobei jeder Netzbetreiber diese je nach im eigenen Netz vorhandenen betrieblichen Freiheitsgrade anteilig kaskadiert an seine unterlagerten Netzbetreiber weitergibt.

F3 Bedarf es im Zuge dessen eine Anpassung der Zuständigkeiten bzw. Aufgabenbereiche der Netzbetreiber?

Während heutzutage VNBs nur bedingt an der Umsetzung von Maßnahmen wie bspw. dem Redispatch oder Spannungsanpassungen am NVP beteiligt sind, erwachsen für sie aus den zukünftig überwiegend in den Verteilernetzen vorhandenen betrieblichen Freiheitsgraden neue Aufgaben. Im Sinne des Vertikalen Netzbetriebs ist der VNB direkt für die Umsetzung aller Maßnahmen im quasi-stationären Betrieb verantwortlich. Dabei gilt das Kaskadenprinzip. D. h., der überlagerte Netzbetreiber ist insofern weisungsberechtigt, wie es die vom unterlagerten Netzbetreiber berechnete $PQu(t)$ -Kapazität zulässt.

F4 Welche betriebliche Schnittstelle zwischen Netzbetreibern erwächst aus der Nutzbarmachung betrieblicher Freiheitsgrade in verschiedenen Netzebenen?

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Schnittstelle auf Basis der $PQu(t)$ -Kapazität vorgeschlagen. Diese ist ein komplexer Körper und beschreibt je Zeitpunkt alle möglichen Arbeitspunkte, die an einem NVP von den sich im Netz befindlichen aktiven und passiven Netzanschlussnehmer eingestellt werden können (siehe Abb. 6.1). Während in der Literatur häufig der Arbeitsbereich für alle Anlagen gleich bzw. stark vereinfacht abgebildet wird, erfolgt hier eine dedizierte anlagenspezifische Modellierung der Betriebsgrenzen. Gleichmaßen berücksichtigt die Methode Netzrestriktionen sowie die $(n-1)$ -Sicherheit. Numerische Fallstudien haben gezeigt, dass sich die $PQu(t)$ -Kapazität als Koordinationsgrundlage von Netzbetreibern eignet. Der hier vorgestellte Ansatz erlaubt bei der Berechnung die Entkopplung eines komplexen elektrischen Energiesystems in Teilnetze. Mittels der $PQu(t)$ -Kapazität kann das unterlagerte Netz inklusive seiner betrieblichen Freiheitsgrade sowie Netzrestriktionen abgebildet werden. Rechenintensive Gesamtnetzsimulationen sind so in handhabbare Teilsimulationen zerlegbar.

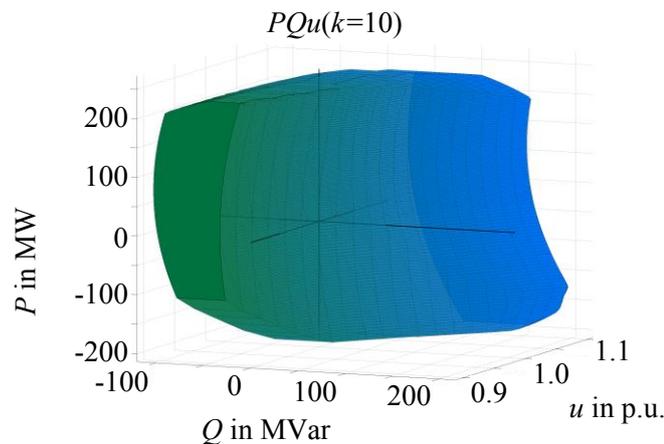


Abb. 6.1: Darstellung einer exemplarischen $PQu(t)$ -Kapazität für den Zeitschritt $k = 10$

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wurden folgende neue wissenschaftliche Beiträge erarbeitet und Erkenntnisse gewonnen:

- Untersuchung und Ermittlung der Wirk- und Blindleistungsstellpotenziale betrieblicher Freiheitsgrade in den Verteilernetzebenen
- Ansatz für die Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen (Vertikale Netzbetrieb), welcher sich in den lege artis Netzbetrieb Deutschlands eingliedern lässt.
- Entwurf der $PQu(t)$ -Kapazität, welche die Abbildung von anschlussnehmenden Netzen und ihrer betrieblichen Freiheitsgrade ermöglicht. Folglich lässt sie eine Dekomposition des Gesamtsystems für die Berechnung in Teilsysteme zu, wodurch es nicht eines vollständigen Datensatzes für Berechnungen bedarf. Gleichmaßen ist die $PQu(t)$ -Kapazität sowohl für die vertikale als auch horizontale Koordination zwischen Netzbetreibern geeignet.
- Entwurf eines Verfahrens zur Bestimmung der $PQu(t)$ -Kapazität, welches sich als zusätzliches Modul in heutige Netzleittechniken einbetten lässt.
- Entwurf eines Verfahrens (Security Constraint OPF) zur Umsetzung einer Arbeitspunktänderung am NVP hinsichtlich der Größen P , Q und u unter Berücksichtigung der $PQu(t)$ -Kapazitäten unterlagerter Netze sowie die anlagenspezifischen Arbeitsbereiche der betrieblichen Freiheitsgrade.
- Erarbeitung von Referenznetzen verschiedener Netzebenen für den Zeithorizont 2030 zur Untersuchung der Nutzbarmachung von betrieblichen Freiheitsgraden
- Nachweis der Machbarkeit des vorgeschlagenen Ansatzes des Vertikalen Netzbetriebs anhand quasi-stationärer leistungsflussbasierten Zeitreihensimulationen

6.2 Ausblick

Wie bereits in Abschnitt 2.1 erläutert, sind die einzelnen nutzbaren Maßnahmen wie z. B. Last- oder Einspeisungsanpassung abhängig vom Systemzustand. Daher ist die Berücksichtigung des vorliegenden Systemzustands in die Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität auch zukünftig denkbar. Erste Grundlagen hierfür wurden bereits vom Autor in [129] für die Berechnung einer systemzustandsabhängigen PQ -Kapazität (in Abb. 6.2 mit PQB abgekürzt) gelegt. Der hier beschriebene Ansatz umfasst ein Vorgehensmodell zwischen den verschiedenen VNBs und Anlagenbetreiber (AB) (siehe Abb. 6.3) sowie eine Methode zur Bewertung des eigenen Netzes ähnlich wie in [20]. Auf

Basis des ermittelten Systemzustands konnten anschließend die möglichen Handlungsoptionen abgeleitet werden, welche signifikanten Einfluss auf den möglichen PQ -Bereich haben. Die Implementierung der einzelnen Aspekte, sowie die Gesamtkoordination sind in späteren Arbeiten auszuarbeiten und entsprechend zu evaluieren.

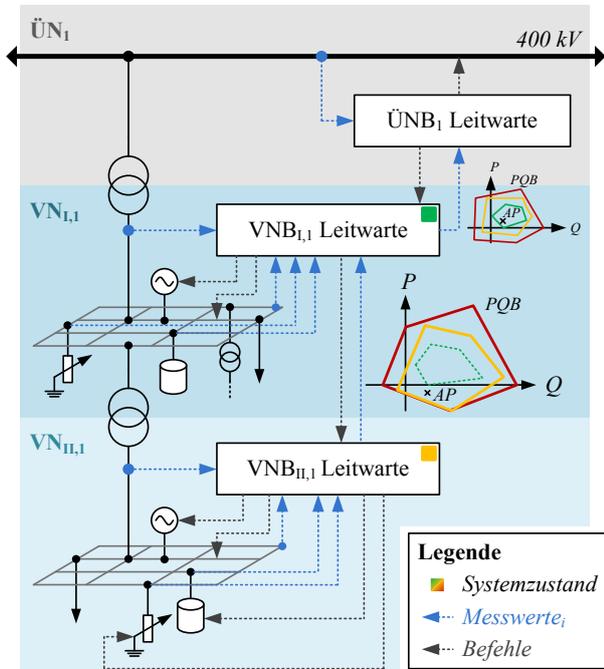


Abb. 6.2: Systemzustandsabhängige PQ -Kapazität nach [129]

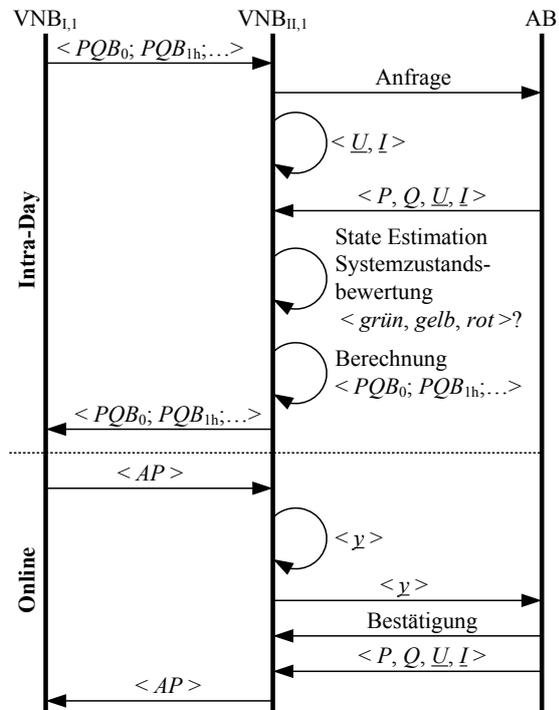


Abb. 6.3: Sequenzdiagramm nach [129]

Des Weiteren erörtert die vorliegende Arbeit die $PQu(t)$ -Kapazität für einen NVP. In weiterführenden Forschungsarbeiten ist die Auswirkung mehrerer NVP zu analysieren. Aufgrund von sich aufteilenden Leistungsflüssen sowie Transitflüssen hat jede Maßnahme eine direkte Auswirkung auf alle galvanisch verbundenen NVP. Folglich sind die Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität sowie die Verschiebung von Arbeitspunkten im Gesamten zu betrachten. Dabei scheint die Einführung von Sensitivitätsbereichen als sinnvoll. So kann ermittelt werden, welchen Einfluss einzelne betriebliche Freiheitsgrade auf den jeweiligen NVP respektive dessen $PQu(t)$ -Kapazität haben. Dies soll mittels Abb. 6.4 am zweidimensionalen Beispiel des PQ -Bereichs (PQB) visualisiert werden. Die eingefärbten flexiblen Lasten und Generatoren repräsentieren hierbei die betrieblichen Freiheitsgrade. Bedingt ihrer Sensitivitäten können diese unterschiedliche PQ -Bereiche bereitstellen.

Gleichermaßen lassen sich für die Arbeitspunktänderung benötigte Ausgleichregelungen für unanzustastende Arbeitspunkte am NVP auf deren Basis ermitteln. Ein weiterer zu untersuchender Aspekt wäre die Anwendung der $PQu(t)$ -Kapazität für die horizontale Kopplung verschiedener Netze mittels AC- oder auch DC-Verbindungen sowie deren Wechselwirkungen aufeinander und auf die $PQu(t)$ -Kapazität.

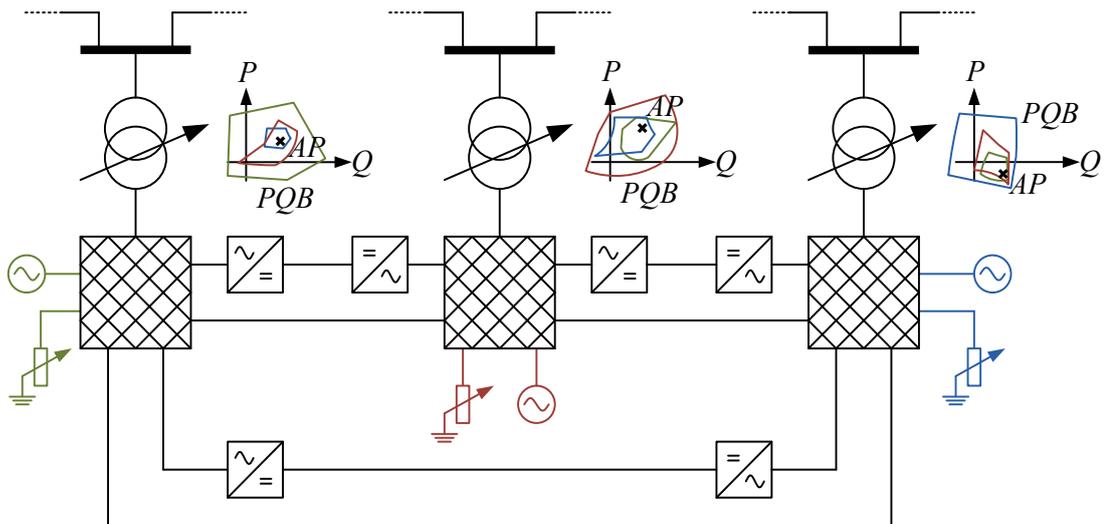


Abb. 6.4: Einführung Sensitivitätsbereiche am Bsp. der $PQu(u=1 \text{ p.u.}, t_0)$ -Kapazität für Verteilernetze mit horizontalen Kopplungen von einem oder mehreren VNBS mittels AC- oder DC-Verbindungen

Der in Abschnitt 4.1.4 vorgestellte Ansatz des Vertikalen Netzbetriebs umfasst neben den statischen Phänomenen auch eine Beschreibung für die Leistungs-Frequenz-Regelung. Eine folgende Forschungsarbeit sollte daher diesen Ansatz implementieren und untersuchen. Speziell die Zulässigkeit der $PQu(t)$ -Kapazität hinsichtlich dynamischer Aspekte bleibt noch zu untersuchen. Der Fokus sollte hierbei auf den Auswirkungen von Über- und Unterschwingverhalten der Regler liegen. Eine erste Validierung des Konzepts ist [17], [18] zu entnehmen.

Ein weiteres Forschungsfeld ist die Erarbeitung eines für den Vertikalen Netzbetrieb geeigneten Marktmodells. Ausgehend von den heutigen Produkten wie z. B. Redispatch oder Regelleistung sowie deren Anbietern ist eine Umsetzung des Vertikalen Netzbetriebs nicht möglich. Speziell die Umsetzung der etwaigen Maßnahmen erfordert sowohl einen größeren Handlungsspielraum für die Anschlussnetzbetreiber, als auch eine Vergütung für die zusätzlichen Aufgaben, die sie übernehmen respektive leisten. So gehen damit auch Fragestellungen wie der Zulässigkeit des heutigen Kostenwälzungsmechanismus einher.

7 Literaturverzeichnis

- [1] K. Heuck, K.-D. Dettmann and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 7th ed. Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2007.
- [2] E. Santacana, G. Rackliffe, Le Tang and X. Feng, “Getting Smart,” *IEEE Power and Energy Mag*, vol. 8, no. 2, pp. 41–48, 2010.
- [3] Bundesregierung, “Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung,” Sep. 2010.
- [4] Latvian Presidency of the Council of the European Union, “Submission by Latvia and the European Commission on behalf of the European Union and its member states,” Mar. 2015, [Online]. Available: <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Latvia/1/LV-03-06-EU%20INDC.pdf> (Zuletzt geprüft 07.07.2016).
- [5] The White House’s Office of the Press Secretary, “U.S. Reports its 2025 Emissions Target to the UNFCCC: U. S. Cover Note, INDC and Accompanying Information,” Mar. 2015, [Online]. Available: <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/United%20States%20of%20America/1/U.S.%20Cover%20Note%20INDC%20and%20Accompanying%20Information.pdf> (Zuletzt geprüft 07.07.2016).
- [6] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014): EEG 2014*, 2014.
- [7] World Wind Energy Association, *Worldwide wind market booming like never before: wind capacity over 392 gigawatt*, [Online]. Available: <http://www.wwindea.org/hyr2015/> (Zuletzt geprüft 07.07.2016).
- [8] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, “Photovoltaics Report,” Jun. 2016, [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf> (Zuletzt geprüft 07.07.2016).
- [9] REN21, “Renewables 2015 Global Status Report,” Paris, 2016, [Online]. Available: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/> (Zuletzt geprüft 07.07.2016).
- [10] EnergyMap.info, *EEG-Anlagenregister: Deutschland Stand November 2014*, [Online]. Available: <http://www.energymap.info/download.html> (Zuletzt geprüft 09.08.2016).
- [11] *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*, 2011.
- [12] Bundesnetzagentur, *Liste der Kraftwerksstilllegungsanzeigen*, [Online]. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgung-sicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html.
- [13] Bundesregierung, “Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung,” Aug. 2009.
- [14] O. Weinmann, U. Kranz, S. Albayrak, J. F. Krems and D. Westermann, “Steigerung der Effektivität und Effizienz der Applikationen Wind-to-Vehicle (W2V) sowie Vehicle-to-Grid (V2G) inklusive Ladeinfrastruktur,” Abschlussbericht zum Verbundvorhaben, Hamburg, Oct. 2011, [Online]. Available: <http://www.erneuerbar-mobil.de/de/projekte/foerderprojekte-aus-dem-konjunkturpaket-ii-2009-2011/pkw-feldversuche/abschlussberichte/abschlussbericht-gl-v2.0.pdf> (Zuletzt geprüft 26.06.2016).
- [15] M. Agsten, *Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung*, 1st ed. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau, 2012.

- [16] S. Schlegel, *Wahrung der Netzsicherheit durch Nutzung flexibler Lasten am Beispiel des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen*, 1st ed. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau, 2016.
- [17] R. Schwerdfeger, S. Schlegel, T. Jiang and D. Westermann, "Systemarchitektur zur Erbringung von Netzunterstützungsmaßnahmen durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugflotten," *at - Automatisierungstechnik*, no. 11, pp. 900–910, 2015.
- [18] R. Schwerdfeger, S. Schlegel, T. Jiang and D. Westermann, "Approach for load frequency control participation by decentralized energy devices," in *Proc. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5.
- [19] ENTSO-E, "Towards smarter grids: Developing TSO and DSO roles and interactions for the benefit of consumers," Mar. 2015, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150303_ENTSO-E_Position_Paper_TSO-DSO_interaction.pdf. (Zuletzt geprüft 04.09.2016).
- [20] 50Hertz Transmission GmbH, "10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber und des Übertragungsnetzbetreibers der Regelzone 50Hertz: zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen," Sep. 2014, [Online]. Available: http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Positionspapiere/10_Punkte_Programm_Systemsicherheit-Langfassung.pdf (Zuletzt geprüft 28.04.2016).
- [21] H. Englert, H. Hoppe-Oehl, G. Buchweitz, R. Schwerdfeger and et al, "VDE-Studie Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen: MODUL C – Netzleittechnik," VDE, Frankfurt am Main, Apr. 2016.
- [22] A.-K. Marten and D. Westermann, "Schedule for converters of a meshed HVDC grid and a contingency schedule for adaption to unscheduled power flow changes," in *Proc. 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5.
- [23] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG*, 2005.
- [24] H. Frohne, K.-H. Löcherer, H. Müller, *Moeller Grundlagen der Elektrotechnik*, 19th ed. Stuttgart/Leipzig/Wiesbaden: B. G. Teubner GmbH, 2002.
- [25] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 7th ed. s.l.: Springer-Verlag, 2011.
- [26] C. Coffrin, D. Gordon and P. Scott, "NESTA: The Nicta Energy System Test Case Archive," May. 2015, [Online]. Available: <https://arxiv.org/pdf/1411.0359.pdf> (Zuletzt geprüft 26.06.2016).
- [27] J. Gläser and G. Laudel, *Experteninterviews und qualitative Inhaltsanalyse als Instrumente rekonstruierender Untersuchungen*, 4th ed. Wiesbaden: VS Verlag, 2010.
- [28] ENTSO-E, "Technical Report - Bidding Zones Review Process," ENTSO-E, Brüssel, Jan. 2014, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/140123_Technical_Report_-_Bidding_Zones_Review__Process.pdf#search=IDCF (Zuletzt geprüft 18.09.2016).
- [29] *Continental Europe Operation Handbook*, 2009.
- [30] *TransmissionCode 2007 - Netz-und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, 2007.
- [31] *DistributionCode 2007 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen*, 2007.
- [32] Swissgrid AG, *Betriebsführungshandbuch Netzbetrieb CH*, 2011.

- [33] S. Schlegel, R. Schwerdfeger, D. Westermann and A. Küster, “Modelling of transmission system operation in Europe for enhanced security of supply,” in *Proc. 2013 IEEE EUROCON*, pp. 1222–1226.
- [34] FNN, “Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung,” FNN, Jun. 2012, [Online]. Available: <https://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/systemdienstleistungen/FNNTHLastabwurf2012-07-05.pdf> (Zuletzt geprüft 08.05.2016).
- [35] B. R. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen: Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern*, 1st ed. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2009.
- [36] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, DIN EN 50160:2010, 2011.
- [37] B. S. Howington and G. J. Ramon, “Dynamic Thermal Line Rating Summary and Status of the State-of-the-Art Technology,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 2, no. 3, pp. 851–858, 1987.
- [38] A. Safdarian, M. Z. Degefa, M. Fotuhi-Firuzabad and M. Lehtonen, “Benefits of Real-Time Monitoring to Distribution Systems: Dynamic Thermal Rating,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 2023–2031, 2015.
- [39] M. Benning, *Congestion Management: Anreize zum Ausbau von Netzengpässen im europäischen Strommarkt*, 1st ed. Bremen: CT Salzwasser-Verl, 2007.
- [40] C. König, *Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung*, 1st ed. Baden-Baden: Nomos, 2013.
- [41] *TransmissionCode 2007 - Anhang A: Formularblätter zur Umsetzung der Systemverantwortung*, 2007.
- [42] frontier economics and CONSenTEC, “Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung: Bericht für die Bundesnetzagentur,” Oct. 2011, [Online]. Available: <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/10/GutachtenPreiszonenLang.pdf> (Zuletzt geprüft 08.07.2016).
- [43] *Festlegung zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen: BK6-11-098*, 2012.
- [44] A.-C. Agricola, H. Seidl and Mischinger, S. et. al, *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Endbericht. Berlin, 2014.
- [45] D. Westermann and M. Kratz, “A Real-Time Development Platform for the Next Generation of Power System Control Functions,” *IEEE Trans. Ind. Electron*, vol. 57, no. 4, pp. 1159–1166, 2010.
- [46] *TransmissionCode 2007 - Anhang D2 - Teil1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*, 2009.
- [47] *TransmissionCode 2007 - Anhang D2 - Teil2: Anforderungen für die Umsetzung des SRL-Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern*, 2009.
- [48] *INCREASE Homepage*, [Online]. Available: <http://www.project-increase.eu/> (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [49] L. Vandeveld and B. Meersman, “INCREASE: Increasing the penetration of renewable energy sources in the distribution grid by developing control strategies and using ancillary ser-

- vices,” [Online]. Available: http://www.project-increase.eu/cms_files/hofer/IN-CREASE_Folder%20-%20high%20resolution_as%20of%2024.08.2015.pdf (Zuletzt geprüft 28.08.2016).
- [50] *Dream Homepage*, [Online]. Available: <http://www.dream-smartgrid.eu/> (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [51] R. Kamphuis and et al, “DREAM: Framework for active distribution grids: Common capabilities,” [Online]. Available: <http://www.dream-smartgrid.eu/downloads> (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [52] *IDE4L Homepage*, [Online]. Available: <http://ide4l.eu/> (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [53] S. Repo and I. Cairo, “IDE4L Deliverable 2.1: Specification of Active Distribution Network Concept,” [Online]. Available: <http://webhotel2.tut.fi/units/set/ide4l/d21.pdf> (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [54] A. Riccobono, A. Angioni and M. Hormigos, “IDE4L Deliverable 3.1: Distribution Automation Concept,” [Online]. Available: http://webhotel2.tut.fi/units/set/ide4l/D3.1_Final.pdf (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [55] *evolvDSO Homepage*, [Online]. Available: <http://www.evolvdsso.eu/> (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [56] D. Six, M. Albert and E. Rivero Puente, “EvolvDSO Deliverable 1.2: Evaluation of current market architectures and regulatory frameworks and the role of DSOs,” [Online]. Available: <http://www.evolvdsso.eu/getattachment/70a9e337-5fb3-4300-a7d5-0b5b0b56ab1f/Deliverable-1-2.aspx> (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [57] *DISCERN Homepage*, [Online]. Available: <http://www.discern.eu/index.html> (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [58] *Projektbeschreibung DG Demonetz*, [Online]. Available: <http://www.smartgridssalzburg.at/forschungsfelder/stromnetze/dg-demonetz/> (Zuletzt geprüft 20.08.2016).
- [59] *Projektbeschreibung DG Demonetz Konzept und Validierung*, [Online]. Available: <http://www.vorarlbergnetz.at/inhalt/at/673.htm> (Zuletzt geprüft 20.08.2016).
- [60] *Smart Nord Homepage*, [Online]. Available: <http://smarnord.de/projekt/> (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [61] *Smart Nord TP 4*, [Online]. Available: <http://smarnord.de/projekt/tp4/> (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [62] *Smart Nord TP 5*, [Online]. Available: <http://smarnord.de/projekt/tp5/> (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [63] *Smart Nord TP 1*, [Online]. Available: <http://smarnord.de/projekt/tp1/> (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [64] *Smart Nord TP 2*, [Online]. Available: <http://smarnord.de/projekt/tp2/> (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [65] *SysDL 2.0 Homepage*, [Online]. Available: <http://www.sysdl20.de/> (Zuletzt geprüft 28.08.2016).
- [66] *Stromnetze Homepage - Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen: SysDL 2.0*, [Online]. Available: <http://forschung-stromnetze.info/projekte/systemdienstleistungen-aus-flaechenverteilnetzen/> (Zuletzt geprüft 28.08.2016).
- [67] *Stromnetze Homepage - Systemdienstleistungen aus der Nieder- und Mittelspannungsebene: DeF-Neg*, [Online]. Available: <http://forschung-stromnetze.info/projekte/systemdienstleistungen-aus-der-nieder-und-mittelspannungsebene/> (Zuletzt geprüft 18.09.2016).

- [68] *WindNODE Homepage*, [Online]. Available: <http://www.windnode.de/konzept/> (Zuletzt geprüft 18.09.2016).
- [69] T. Benz, P. Schegner, M. Zdrallek, M. Ebert, et al, “VDE-Studie Der zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende,” VDE, Frankfurt am Main, Jun. 2015.
- [70] M. Klobasa, S. v. Roon, T. Buber and A. Gruber, “Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland,” Aug. 2013, [Online]. Available: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf (Zuletzt geprüft 30.09.2016).
- [71] R. Apel, T. Aundrup, B. M. Buchholz and Z. A. Styczynski et al, “Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenziale in Deutschland,” Informationstechnik eV, Verband der Elektrotechnik Elektronik, Frankfurt am Main, Germany, Jun. 2012.
- [72] *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten): AbLAV*, 2012.
- [73] S. von Roon, T. Gobmaier, “Demand Response in der Industrie: Status und Potenziale in Deutschland,” Dec. 2010, [Online]. Available: https://www.ffe.de/download/article/353/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [74] J. Bertsch, M. Bettzüge, C. Growitsch and H. Hecking, et al, *Trendstudie Strom 2022: Belastungstest für die Energiewende*. Endbericht, 2013.
- [75] “dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025,” Endbericht, Berlin, Nov. 2010.
- [76] I. Stadler, “Demand Response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,” Habilitation, Oct. 2005, [Online]. Available: <http://www.gbv.de/dms/ilmenau/toc/509412807stadl.PDF> (Zuletzt geprüft 11.05.2016).
- [77] *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Endbericht: Zentral- und Landesbibliothek Berlin; ZLB. Senatsbibliothek, 2012.
- [78] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, “Programm zur Marktaktivierung für Elektrofahrzeuge - 100.000 Stück bis Ende 2014,” Berlin, Jun. 2009, [Online]. Available: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/marktaktivierung_elektroauto_hintergrund_bf.pdf (Zuletzt geprüft 30.09.2016).
- [79] O. Donner and S. Brühl, *Status Quo und Potenzialanalyse von Speichertechnologien, Energieinfrastrukturen und Lastmanagement für Unternehmen in der Metropolregion Hamburg*. Hamburg: Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH, 2015.
- [80] N. Krzikalla, S. Achner, S. Brühl, “Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien: Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie,” 2013, [Online]. Available: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf (Zuletzt geprüft 29.08.2016).
- [81] T. Gobmaier, W. Mauch, M. Beer and S. von Roon, et al, “Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens,” Ffe, Jun. 2012, [Online]. Available: <https://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/256> (Zuletzt geprüft 11.05.2016).

- [82] C. Elberg, C. Growitsch, F. Höffler, J. Richter and A. Wambach, "Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign," Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln, Mar. 2012, [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publicationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsfahigen-strommarktdesign.pdf> (Zuletzt geprüft 11.05.2016).
- [83] F. Adamek, T. Aundrup, W. Glausinger, M. Kleimaier, H. Landinger, M. Leuthold, B. Lunz, A. Moser, "Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050," VDE, Frankfurt am Main, Jun. 2012.
- [84] T. Breithaupt, A. Dammasch, S. Garske, M. Blank and A. Nieße, "Smart Nord: Evaluationsszenarien für die Teilprojekte 1-4," 2013.
- [85] S. von Roon, T. Gobmaier and M. Huck, "Demand Side Management in Haushalten: Analyse des praktischen potenzials zur Bereitstellung von Reserveleistung bis 2020," [Online]. Available: https://www.ffe.de/download/wissen/20100406_Methodik_DSM.pdf (Zuletzt geprüft 29.08.2016).
- [86] M. Stötzer, P. Gronstedt and Z. Styczynski, "Demand Side Management Potential: A case study for Germany," in *Proc. CIRED 2011*.
- [87] M. Klobasa, "Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten," Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zürich, Zürich, 2007.
- [88] "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge," München, Energiesysteme der Zukunft, Nov. 2015.
- [89] M. Malsch and S. Prinz, "Demand-appropriate utilisation of free reactive power potentials from Renewable Energy plants in the framework of system management of the 110 kV distribution grids," in *Proc. International ETG Congress 2015: Die Energiewende. Blueprints for the new energy age*, pp. 302–309.
- [90] M. Malsch, S. Prinz, J. Zeidler, W. Becker and R. Halbauer, "Blindleistungsbereitstellung durch EEG-Anlagen: Potenziale und Grenzen im Hinblick auf die Netzbetriebsführung in den Verteilungsnetzen," in *Proc. Internationaler ETG-Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*.
- [91] M. Greve, J. Schwippe, T. Noll and C. Rehtanz, "Vertical Provision of Reactive Power for Voltage Stability," in *Proc. 2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*.
- [92] E. Kämpf, M. Braun, A. Schweer and W. Becker, et al, "Reactive Power Provision by Distribution System Operators," in *Proc. Cigré Session 2014*.
- [93] CEDEC, EDSO, entsoe, eurelectric and GEODE, "General Guidelines for reinforcing the cooperation between TSOs and DSOs," Brüssel, Nov. 2015, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_pp_TSO-DSO_web.pdf (Zuletzt geprüft 30.09.2016).
- [94] E. Kämpf, S. Schmidt, B. Walther and S. Wildenhues, et al, "Einhaltung definierter Blindleistungsbänder an HS/MS Übergabestellen durch Einsatz der Blindleistungsfähigkeit dezentraler Einspeiser," in *Proc. Internationaler ETG-Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*.
- [95] W. Bartels, F. Ehlers, J.-M. Salzmann et al, "Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen

- am Mittelspannungsnetz,” BDEW, Jun. 2008, [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf) (Zuletzt geprüft 21.04.2016).
- [96] “Spezifikation zu Einrichtungen für die Reduzierung der Einspeiseleistung und Vorgabe der Blindleistung bei Erzeugungsanlagen (Einspeisemanagement),” Jan. 2015, [Online]. Available: https://www.new-netz-gmbh.de/fileadmin/new-netz-gmbh_de/Einspeisung/Spezifikation_Einspeisemanagement.pdf (Zuletzt geprüft 23.06.2016).
- [97] “TAB Mitteldeutschland: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz,” BDEW, Jul. 2012, [Online]. Available: https://www.stadtwerke-zittau.de/cms/_data/TAB-Mitteldeutschland_NS.pdf (Zuletzt geprüft 21.04.2016).
- [98] R. Leonhart and S. Lichtenberg, *Lehrbuch Statistik: Einstieg und Vertiefung*, 2nd ed. Bern: Huber, 2009.
- [99] “Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015: Zweiterer Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,” Feb. 2016, [Online]. Available: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf (Zuletzt geprüft 09.09.2016).
- [100] *Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende*
- [101] BDEW, “Stellungnahme Zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende,” Berlin, Oct. 2015, [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/282C884A4C99BCB8C1257EDC00307CAA/\\$file/20151009_BDEW-Stellungnahme%20zum%20RefE%20Gesetz%20zur%20Digitalisierung%20der%20Energiewende_final_ohne%20A.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/282C884A4C99BCB8C1257EDC00307CAA/$file/20151009_BDEW-Stellungnahme%20zum%20RefE%20Gesetz%20zur%20Digitalisierung%20der%20Energiewende_final_ohne%20A.pdf) (Zuletzt geprüft 28.06.2016).
- [102] I. Hauer, A. Naumann, M. Stotzer and Z. A. Styczynski, “Communication interface requirements during critical situations in a Smart Grid,” in *Proc. 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pp. 1–7.
- [103] W. C. Hu and N. Kaabouch, *Big data management, technologies, and applications*. Hershey, Pa.: Information Science Reference, 2014.
- [104] *Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung: BK6-10-097*, 2011.
- [105] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6, *Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung: BK6-10-098*, 2011.
- [106] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6, *Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve: BK6-10-099*, 2011.
- [107] R. Schwerdfeger and D. Westermann, “Approach for ancillary service provision by decentralized energy devices with the focus on load frequency control,” 2014.
- [108] *Continental Europe Operation Handbook - Policy 1 - Load Frequency Control and Performance*, 2009.
- [109] Z. Li, Q. Guo, H. Sun and J. Wang, “Coordinated Transmission and Distribution AC Optimal Power Flow,” *IEEE Trans. Smart Grid*, p. 1, 2016.
- [110] Smart Grid Task Force EG 3, “EG3 First Year Report: Options on handling Smart Grids Data,” European Commission, Brüssel, Jan. 2013, [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force> (Zuletzt geprüft 25.09.2016).
- [111] E. Puente, D. Six, A. Ramos, M. Maenhoudt and A. Ulian, “Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks,” pp. 35–36.

- [112] L. Castanheira, G. Ault, M. Cardoso and J. McDonald, et al, "Coordination of transmission and distribution planning and operations to maximise efficiency in future power systems," in *Proc. 2005 International Conference on Future Power Systems*, p. 5 pp-5.
- [113] L. Yuquan, Y. Meng, W. Ke and G. Ming, "Research on transmission and distribution network reactive power/voltage coordinated control technology of large receiving-end urban power grid," in *Proc. 2014 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, pp. 1990–1994.
- [114] R. Schwerdfeger, *Entwurf eines Betriebsführungsverfahrens für Mittel- und Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung von bidirektionalem vertikalem Leistungsfluss*, 1st ed. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau, 2013.
- [115] R. Schwerdfeger and D. Westermann, "Design of an energy distribution management system for the vertical management of volatile infeed," in *Proc. 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5.
- [116] R. Schwerdfeger and D. Westermann, "Storage management algorithm for schedule based DSO system operation with respect to TSO's system responsibility," in *Proc. Power Systems Computation Conference (PSCC) 2014*, pp. 1–7.
- [117] R. Schwerdfeger, M. Agsten and D. Westermann, "Ein Beitrag zur Betriebsführung von Mittel- und Niederspannungsnetzen mit Fokus auf den bidirektionalen vertikalen Leistungsfluss," in *Proc. VDE-Kongress 2012: International Track*.
- [118] A. Saint-Pierre and P. Mancarella, "Active Distribution System Management: A Dual-Horizon Scheduling Framework for DSO/TSO Interface Under Uncertainty," *IEEE Trans. Smart Grid*, pp. 1–12, 2016.
- [119] F. Marten, K. Diwold, L. Lower and L. M. Faiella, et al, "Analysis of a reactive power exchange between distribution and transmission grids," in *Proc. 2013 IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES)*, pp. 52–57.
- [120] E. Kämpf, H. Abele, S. Stepanescu and M. Braun, "Reactive power provision by distribution system operators - Optimizing use of available flexibility," in *Proc. 2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1–5.
- [121] Z. Li, Q. Guo, H. Sun and J. Wang, "Coordinated Economic Dispatch of Coupled Transmission and Distribution Systems Using Heterogeneous Decomposition," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–14, 2016.
- [122] A. Kasembe, K. Maslo, L. Hanka and Z. Hruska, "Interaction of transmission and distribution systems from voltage control and protection settings point of view," in *Proc. CIRED 2009*.
- [123] M. Zerva and M. Geidl, "Contribution of active distribution grids to the coordinated voltage control of the swiss transmission system," in *Proc. Power Systems Computation Conference (PSCC) 2014*, pp. 1–8.
- [124] J. Morin, F. Colas, X. Guillaud, S. Grenard and J.-Y. Dieulot, "Rules based voltage control for distribution networks combined with TSO- DSO reactive power exchanges limitations," in *Proc. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1–6.
- [125] G. Valverde and T. van Cutsem, "Control of dispersed generation to regulate distribution and support transmission voltages," in *Proc. 2013 IEEE PowerTech*, pp. 1–6.
- [126] ENTSO-E, "Supporting Document for the Network Code on Operational Security," ENTSO-E, Brüssel, Sep. 2013, [Online]. Available: http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130924-AS-NC-OS_Supporting_Document_2nd_Edition_final.pdf (Zuletzt geprüft 18.07.2016).

- [127] BDEW, “Smart Grids Ampelkonzept: Ausgestaltung der gelben Phase,” Diskussionspapier, Mar. 2015, [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/\\$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf) (Zuletzt geprüft 18.07.2016).
- [128] D. Westermann, S. Schlegel, S. Köthe and R. Schwerdfeger, “Next generation distributions system operation taking into account the demands of a transmission system operator,” in *Proc. Cigré Session 2014*.
- [129] R. Schwerdfeger, S. Schlegel, M. Lutter, M. Junghans and D. Westermann, “Methodology for next generation system operation between DSO and DSO,” in *Proc. Cigré Session 2016*.
- [130] R. Schwerdfeger, S. Schlegel and D. Westermann, “Approach for N-1 Secure Grid Operation with 100% Renewables,” in *Proc. 2016 IEEE Power & Energy Society General Meeting*.
- [131] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung I: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 4th ed. Berlin/Heidelberg: Springer, 2015.
- [132] “WSCC 9-Bus System,” Illinois Center for a Smarter Electric Grid, Illinois, [Online]. Available: <http://publish.illinois.edu/smartergrid/wsc/> (Zuletzt geprüft 30.05.2016).
- [133] J. Scheel, R. Dib, D. Westermann and F. Wirtz, “Maximization of the feed-in of renewable energy into high-voltage grids by optimal switching,” in *Proc. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1–5.
- [134] G. Schnyder and H. Glavitsch, “Security enhancement using an optimal switching power flow,” in *Proc. Power Industry Computer Application Conference 1989*, pp. 25–32.
- [135] R. Bacher and H. Glavitsch, “Network Topology Optimization with Security Constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 1, no. 4, pp. 103–111, 1986.
- [136] G. Schnyder and H. Glavitsch, “Security enhancement using an optimal switching power flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 2, pp. 674–681, 1990.
- [137] C. Lowery and M. O'Malley, “Impact of Wind Forecast Error Statistics Upon Unit Commitment,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 760–768, 2012.
- [138] J.-J. Deng and H.-D. Chiang, “Convergence Region of Newton Iterative Power Flow Method: Numerical Studies,” *Journal of Applied Mathematics*, vol. 2013, no. 3, pp. 1–12, 2013.
- [139] W. Domschke, A. Drexler, R. Klein and A. Scholl, *Einführung in Operations Research*, 9th ed. Berlin, Heidelberg: Springer Gabler, 2015.
- [140] F. Glover, “Future paths for integer programming and links to artificial intelligence,” *Computers & Operations Research*, vol. 13, no. 5, pp. 533–549, 1986.
- [141] V. Černý, “Thermodynamical approach to the traveling salesman problem: An efficient simulation algorithm,” *J Optim Theory Appl*, vol. 45, no. 1, pp. 41–51, 1985.
- [142] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt, JR and M. P. Vecchi, “Optimization by simulated annealing,” *Science (New York, N.Y.)*, vol. 220, no. 4598, pp. 671–680, 1983.
- [143] G. Dueck and T. Scheuer, “Threshold accepting: A general purpose optimization algorithm appearing superior to simulated annealing,” *Journal of Computational Physics*, vol. 90, no. 1, pp. 161–175, 1990.

- [144] M. Dorigo, V. Maniezzo and Alberto Colomi, "Positiv feedback as a search theory," Mailand Report n. 91-016, Jun. 1991, [Online]. Available: <http://citeserx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.52.6342&rep=rep1&type=pdf> (Zuletzt geprüft 21.09.2016).
- [145] J. H. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems: An introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*, 1st ed. Cambridge Mass. u.a.: MIT Press, 1992.
- [146] R. Eberhart and J. Kennedy, "A new optimizer using particle swarm theory," in *Proc. Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science MHS'95*, pp. 39–43.
- [147] F. Glover, "Heuristics for integer programming using surrogate constraints," *Decision Sciences*, vol. 8, no. 1, pp. 156–166, 1977.
- [148] M. Gendreau and J.-Y. Potvin, "Metaheuristics in Combinatorial Optimization," *Ann Oper Res*, vol. 140, no. 1, pp. 189–213, 2005.
- [149] Z. Michalewicz and D. B. Fogel, *How to Solve It: Modern Heuristics*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2004.
- [150] C. Koulamas, S. Antony and R. Jaen, "A survey of simulated annealing applications to operations research problems," *Omega*, vol. 22, no. 1, pp. 41–56, 1994.
- [151] N. E. Collins, R. W. Eglese and B. L. Golden, "Simulated Annealing – An Annotated Bibliography," *American Journal of Mathematical and Management Sciences*, vol. 8, no. 3-4, pp. 209–307, 1988.
- [152] R. A. Rutenbar, "Simulated annealing algorithms: An overview," *IEEE Circuits Devices Mag*, vol. 5, no. 1, pp. 19–26, 1989.
- [153] B. Suman and P. Kumar, "A survey of simulated annealing as a tool for single and multi-objective optimization," *J Oper Res Soc*, vol. 57, no. 10, pp. 1143–1160, 2006.
- [154] G. Schnyder, "Verfahren zur Bestimmung des optimalen und N-1 sicheren Energieübertragungsnetzes," 1988.
- [155] *Continental Europe Operation Handbook - Policy 3 - Operational Security*, 2009.
- [156] BDEW, *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016): Foliensatz zur BDEW-Energie-Info*, [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/\\$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf).
- [157] "Appendix C: IEEE-30 Bus System Data," in *IEEE Press series on power engineering, Communication and control in electric power systems: Applications of parallel and distributed processing*, M. Shahidehpour and Y. Wang, Eds, Piscataway, NJ, Hoboken, N.J.: Wiley-Interscience, 2003, pp. 493–495.
- [158] G. Müller and B. Ponick, *Grundlagen elektrischer Maschinen*, 10th ed. Hoboken: Wiley, 2014.
- [159] R. W. Ferrero, S. M. Shahidehpour and V. C. Ramesh, "Transaction analysis in deregulated power systems using game theory," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 12, no. 3, pp. 1340–1347, 1997.
- [160] K. Corfee, D. Korinek, C. Hewicker, J. Zillmer and M. Pereira Morgado, "European Renewable Distributed Generation Infrastructure Study – Lessons Learned From Electricity Markets in Germany and Spain: California Energy Commission Report CEC-400-2011-011," KEMA Inc, Oakland, CA, Dec. 2011, [Online]. Available: <http://www.energy.ca.gov/2011publications/CEC-400-2011-011/CEC-400-2011-011.pdf> (Zuletzt geprüft 30.06.2016).

- [161] Conseil international des grands réseaux électriques, *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*. Paris: CIGRÉ, 2014.
- [162] Thüringer Energienetze, *Netzdaten* (Zuletzt geprüft 06.07.2016).
- [163] statista.de, *Verteilung des Stromverbrauchs in Deutschland nach Verbrauchergruppen im Jahr 2014**, [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/236757/umfrage/stromverbrauch-nach-sektoren-in-deutschland/> (Zuletzt geprüft 23.06.2016).
- [164] VDEW, "Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren - Step-by-step," Frankfurt am Main, VDEW Materialien M-23/2000, Jul. 2000, [Online]. Available: <http://www.allgaeunetz.com/download/vdewm232000umsetzungderanalytischenlastprofilv.pdf> (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [165] VDEW, "Zuordnung der VDEW-Lastprofile zum Kundengruppenschlüssel," Frankfurt am Main, VDEW Materialien M-24/2000, Aug. 2000, [Online]. Available: http://www.enervierernetzt.de/Portaldaten/1/Resourcen/_02_downloads/strom/technische_daten/M-24_2000.pdf (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [166] TenneT TSO GmbH, *Tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung*, [Online]. Available: http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solarenergieeinspeisung_land?lang=de_DE (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [167] TenneT TSO GmbH, *Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung*, [Online]. Available: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [168] Netztransparenz.de, *Redispatch-Maßnahmen*, [Online]. Available: https://www.netztransparenz.de/cps/rde/xchg/netztransparenz/hs.xsl/Redispatch.htm/papp/mac:838/ma-eeg_kwk-extranet/Redispatch.action (Zuletzt geprüft 20.09.2016).
- [169] BDEW, "Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis Juli 2016," Berlin, Aug. 2016, [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160629-fakten-und-argumente-redispatch-in-deutschland-de/\\$file/Fakten%20und%20Argumente%20-%20Redispatch%20in%20Deutschland.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160629-fakten-und-argumente-redispatch-in-deutschland-de/$file/Fakten%20und%20Argumente%20-%20Redispatch%20in%20Deutschland.pdf) (Zuletzt geprüft 30.08.2016).
- [170] *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen: SDLWindV*, 2009.
- [171] EnBW Transportnetze AG, RWE Transportnetz Strom GmbH, transpower stromübertragungs GmbH, Vattelfall Europe GmbH, "Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell "Stromtransport 2013")," Mar. 2009, [Online]. Available: <http://www.amprion.biz/sites/default/files/pdf/Uebersicht-ueber-die-voraussichtliche-Entwicklung-der-installierten-Kraftwerksleistung-und-der-Leistungsfluesse-in-den-Netzgebieten-der-deutschen-Uebertragungsnetzbetreiber-Regionenmodell-Stromtransport-2013-.pdf> (Zuletzt geprüft 30.10.2016).
- [172] M. Schlesinger, P. Hofer, A. Kemmler and A. Kirchner, et al, "Entwicklung der Energiemärkte: Energiereferenzprognose," [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endebericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zuletzt geprüft 29.08.2016).
- [173] Statistisches Bundesamt, "Bevölkerung und Erwerbstätigkeit: Entwicklung der Privathaushalte bis 2030 Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung," [Online]. Available:

- https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/HaushalteMikrozensus/EntwicklungPrivathaushalte5124001109004.pdf?__blob=publicationFile (Zuletzt geprüft 23.07.2016).
- [174] M. Stötzer, *Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen: Potenzialanalyse und Bewertung*, 1st ed. Magdeburg: Otto-von-Guericke-Univ. Magdeburg, 2012.
- [175] “Verordnung (EU) 2016/631 Der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanchlussbestimmungen für Stromerzeuger: NetworkCode,” in *Amtsblatt der Europäischen Union*, 2016.
- [176] *Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: VDE-AR-N 4105*, 2012.
- [177] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie ; eine Einführung*, 4th ed. Berlin: Springer Vieweg, 2015.
- [178] V. Crastan, *Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung*, 2nd ed. Berlin: Springer, 2009.
- [179] R. A. Zahoransky, *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*, 3rd ed. Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2007.
- [180] H. Watter, *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*, 4th ed. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [181] M. Kaltschmitt, H. Hartmann and H. Hofbauer, *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*, 3rd ed. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2016.
- [182] A. Binder, *Elektrische Maschinen und Antriebe: Grundlagen, Betriebsverhalten*, 1st ed. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012.
- [183] M. Kaltschmitt, A. Wiese and W. Streicher, *Erneuerbare Energien*. Berlin: Springer-Verlag Heidelberg Berlin New York, 2003.
- [184] J. Giesecke and E. Mosonyi, *Wasserkraftanlagen*, 5th ed. Stuttgart: Springer-Verlag Heidelberg Berlin, 2009.
- [185] E. Hau, *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 5th ed. Berlin: Springer Vieweg, 2014.
- [186] A. Wagner, *Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*, 2nd ed. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [187] R. Gasch, J. Twele, P. Bade and W. Conrad, et al, *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, 4th ed. Wiesbaden, s.l.: Vieweg+Teubner Verlag, 2005.
- [188] E. H. Enrique, “Generation Capability Curves for Wind Farms,” in *Proc. 2014 IEEE Conference of Technologies for Sustainability*.

A. Anhang

A.1 Vorgehensweise Literaturrecherche

Im Rahmen des **Kapitel 2** erfolgt eine Darstellung der bestehenden Forschungsansätze. Dafür werden zum einen bestehende nationale und internationale Projekte und Forschungsvorhaben hinsichtlich der Thematiken

- Erbringung von Systemdienstleistung aus unterlagerten Netzebenen,
- aktives Smart Grid,
- aktives Microgrid,
- Koordination VNB-VNB,
- Koordination ÜNB-VNB und
- Netz-/Betriebsführung mit einem hohen Anteil an EE

analysiert und kurz zusammengefasst. Zudem erfolgt anhand selbiger Schlagwortsuche für die zugängliche Fachliteratur auf im Bereich Elektrotechnik gängigen Plattformen ieeexplore⁶, google scholar⁷ und der Cigré Datenbank⁸ eine Gegenüberstellung bestehender Forschungsansätze zur Koordination zwischen Netzbetreibern (siehe Abschnitt 4.2.1).

A.2 Hochrechnung - Wirkleistungspotenzial

Der folgende Abschnitt befasst sich mit der Hochrechnung der nutzbaren Wirkleistungspotenziale für Deutschland für die Studien, welche diese nicht explizit ausgewiesen haben.

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland [70]

Alle Angaben der Agora-Studie beziehen sich auf den Bereich Süddeutschland, bestehend aus Baden-Württemberg und Bayern. Um eine adäquate Hochrechnung durchzuführen, wurde das Regionenmodell „Stromtransport 2013“ der ÜNBs [171] herangezogen. Die betrachteten Regionen und ihre jeweilige Last sind Tab. A.1 zu entnehmen.

Tab. A.1: Lasten der betrachteten Regionen je Szenario

Region	Szenario A	Szenario B	Szenario C	Szenario D
transpower 5	5.147 MW	4.850 MW	3.228 MW	2.718 MW
transpower 6	4.498 MW	4.733 MW	2.186 MW	2.086 MW
RWE 6	1.795 MW	1.790 MW	870 MW	890 MW
EnBW 1	3.913 MW	3.917 MW	2.048 MW	2.031 MW
EnBW 2	7.287 MW	9.280 MW	3.970 MW	3.972 MW

Die Gesamtlasten für Süddeutschland und Deutschland sind Tab. A.2 zu entnehmen.

⁶ ieeexplore.ieee.org ist die digitale Online-Bibliothek des IEEE.

⁷ scholar.google.com ist ein Ableger der Google Suchmaschine für wissenschaftliche Arbeiten.

⁸ <http://www.e-cigre.org/Search> ist die digitale Online-Bibliothek des Cigré.

Tab. A.2: Last für Süddeutschland und Deutschland nach Regionenmodell „Stromtransport 2013“

Szenario	Deutschland	Süddeutschland
A - Starklast/Schwachwind	79.359 MW	22.640 MW
B - Starklast/Starkwind	87.831 MW	24.570 MW
C - Schwachlast/Starkwind	42.685 MW	12.302 MW
D - Schwachlast/Schwachwind	39.275 MW	11.697 MW

Der Anteil Süddeutschlands an der Gesamtlast liegt in einem Bereich von 28,5% - 30%, weshalb näherungsweise ein Mittelwert von 29,29% angenommen wird. Mit den Ergebnissen der Studie und dem Anteil Süddeutschlands an der Gesamtlast lassen sich die Angaben für Deutschland hochrechnen:

$$P_{\text{Deutschland}} = \frac{P_{\text{Süddeutschland}}}{29,29\%} \cdot 100\% \quad (\text{A.1})$$

dena-Verteilnetzstudie [77]

Die dena-Verteilnetzstudie beschreibt das Wirkleistungspotenzial für eine einzelne Hochspannungsmasche, einen Mittelspannungs- und Niederspannungsstrang sowie deren Jahresstromverbrauch. Dabei liegen diesen Zahlen Simulationen mit diversen Zielfunktionen zu Grunde. [77]

Die Hochrechnung der ausgewiesenen Potenziale für Deutschland erfolgt anhand eines Skalierungsfaktors n . Dieser berechnet sich aus den angegebenen Jahresstromverbräuchen der Sektoren in der HS-Masche von 1.008 GWh, 900 GWh und 1.756 GWh für Haushalt Gewerbe und Industrie [77] in Relation zu dem für 2030 prognostizierten deutschen Bruttostromverbrauch (BSV) von 559 TWh [172].

$$n = \frac{E_{\text{BSV, Deutschland}}}{E_{\text{Haushalt}} + E_{\text{Gewerbe}} + E_{\text{Industrie}}} \quad (\text{A.2})$$

$$n = \frac{559 \text{ TWh}}{1008 \text{ GWh} + 900 \text{ GWh} + 1756 \text{ GWh}} = 152,56 \quad (\text{A.3})$$

Somit ergibt sich für die Wirkleistungspotenzialangaben nach [77] folgendes Gesamtpotenzial:

$$|P_{\text{Deutschland, bil.}}| = n \cdot (P_{\text{Haushalt, bil.}} + P_{\text{Gewerbe, bil.}} + P_{\text{Industrie, bil.}}) \quad (\text{A.4})$$

$$|P_{\text{Deutschland, bil.}}| = 152,56 \cdot (3,88 \text{ MW} + 9,80 \text{ MW} + 10,73 \text{ MW}) = 3.729,99 \text{ MW} \quad (\text{A.5})$$

Smart Nord [84]

Das Smart Nord Projekt weist lediglich einzelne Potenziale technischer Einheiten sowie deren Durchdringung im Haushalt auf, welche Tab. A.3 zusammenfasst.

Tab. A.3: In Smart Nord [84] angenommene Technische Einheiten, deren durchschnittliche Leistung und Durchdringung

Technische Einheit	Waschmaschine	Wäschetrockner	Geschirrspüler	Kühlschrank	Gefrierschrank	Wärmepumpe
Durchschnittliche Wirkleistung P_{TE} in kW	2	2	2	0,138	0,142	2
Durchdringung p_{TE} in %	95	39,4	62	106	52	2

Das theoretische Potenzial ist somit die Summe aller Einzelprodukte von Wirkleistungspotenziale P_{TE} und Durchdringungsgrad p_{TE} (siehe Tab. A.3) multipliziert mit der Anzahl der Haushalte in Deutschland ($n = 39.993.000$ laut [173]). Für die Ermittlung des ökonomischen Potenzials sind zudem noch weitere Restriktionen wie z. B. die DSM-Beteiligung, welche nach [77] mit 20% ($k = 0,2$) veranschlagt werden kann, zu berücksichtigen. Des Weiteren weist [174] Gleichzeitigkeitsfaktoren g für einzelne Geräte im Haushalt aus. Für Geräte, die zeitlich unterschiedliche Leistungsaufnahmen aufweisen, führt [174] zudem einen Korrekturfaktor KF ein, welcher dies berücksichtigt (siehe Tab. A.4). Aufgrund dass [174] keine Angaben für g und KF für Wäschetrockner und Geschirrspüler macht, sind diese in Anlehnung abgeleitet. So ist davon auszugehen, dass ein Wäschetrockner dieselbe Gleichzeitigkeit wie eine Waschmaschine aufweist. Im „worst case“ kann dies auch für einen Geschirrspüler angenommen werden. Zudem ist wie bei der Waschmaschine auch die Leistungsaufnahme eines Geschirrspülers nicht zeitlich konstant, weshalb hierfür ein KF von 0,1 veranschlagt wird.

Tab. A.4: Gleichzeitigkeits- und Korrekturfaktoren in Anlehnung an [174]

Technische Einheit	Waschmaschine	Wäschetrockner	Geschirrspüler	Kühlschrank	Gefrierschrank	Wärmepumpe
Gleichzeitigkeitsfaktor g	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
Korrekturfaktor KF	0,1	1	0,1	1	1	1

Somit ergibt sich nach Gl. (A.6) folgendes ökonomisches Potenzial für Deutschland.

$$P_{\text{ökonom., Deutschland}} = n \cdot k \cdot \sum_{i=1}^m P_{TE,i} \cdot p_{TE,i} \cdot g_{TE,i} \cdot KF_{TE,i} \quad (\text{A.6})$$

$$\begin{aligned}
 P_{\text{ökonom., Deutschland}} &= 39.993.000 \cdot 0,2 \cdot (2\text{kW} \cdot 0,95 \cdot 0,1 \cdot 0,1 + 2\text{kW} \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1 \dots \\
 &\quad + 2\text{kW} \cdot 0,62 \cdot 0,1 \cdot 0,1 + 0,138\text{kW} \cdot 1,06 \cdot 0,2 \cdot 1 \dots \\
 &\quad + 0,142\text{kW} \cdot 0,52 \cdot 0,2 \cdot 1 + 2\text{kW} \cdot 0,066 \cdot 0,3 \cdot 1) \\
 &= 1.719,89\text{MW}
 \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030 [81]

Die Berechnung des technischen Potenzials anhand der durchschnittlich pro Tag verfügbaren Potenziale erfolgt nach Gl. (A.8) anhand der ausgewiesenen anwendungsspezifischen Verlagerungspotenziale ($P_{\text{Anwendung}}$) sowie deren maximalen Verlagerungszeiten (Δt_{max}).

$$P_{\text{Szenario,Sektor}} = \sum P_{\text{Anwendung}} \cdot \frac{\Delta t_{\text{max}}}{24\text{h}} \quad (\text{A.8})$$

Somit ergeben sich die Potenziale der Sektoren je Szenario wie folgt:

$$\begin{aligned} P_{9a,\text{Haushalt}} &= (3\text{GW} + 3,3\text{GW} + 8\text{GW} + 3,1\text{GW}) \cdot \frac{1\text{h}}{24\text{h}} + 1,35\text{GW} \cdot \frac{2\text{h}}{24\text{h}} \dots \\ &+ 0,8\text{GW} \cdot \frac{5\text{h}}{24\text{h}} + 5,9\text{GW} \cdot \frac{6\text{h}}{24\text{h}} + 14,9\text{GW} \cdot \frac{12\text{h}}{24\text{h}} + (9,2\text{GW} + 6,3\text{GW}) \cdot \frac{18\text{h}}{24\text{h}} \\ &= 21.554,17\text{MW} \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

$$P_{9a,\text{Gewerbe}} = (1,35\text{GW} + 0,8\text{GW}) \cdot \frac{2\text{h}}{24\text{h}} = 179,17\text{MW} \quad (\text{A.10})$$

$$P_{9a,\text{Industrie}} = 400\text{MW} \cdot \frac{1\text{h}}{24\text{h}} + 100\text{MW} \cdot \frac{4\text{h}}{24\text{h}} = 33,33\text{MW} \quad (\text{A.11})$$

$$\begin{aligned} P_{9b,\text{Haushalt}} &= 3,7\text{GW} \cdot \frac{2\text{h}}{24\text{h}} + (5\text{GW} + 5,4\text{GW}) \cdot \frac{3\text{h}}{24\text{h}} + (4,6\text{GW} + 4,9\text{GW}) \cdot \frac{4\text{h}}{24\text{h}} \dots \\ &+ 1,3\text{GW} \cdot \frac{5\text{h}}{24\text{h}} + (9,6 + 24,8\text{GW}) \cdot \frac{12\text{h}}{24\text{h}} + (3,2\text{GW} + 6\text{GW}) \cdot \frac{18\text{h}}{24\text{h}} \\ &= 27.562,50\text{MW} \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

$$P_{9b,\text{Gewerbe}} = 2,1\text{GW} \cdot \frac{2\text{h}}{24\text{h}} + 4,9\text{GW} \cdot \frac{4\text{h}}{24\text{h}} = 991,67\text{MW} \quad (\text{A.13})$$

$$P_{9b,\text{Industrie}} = 3.700\text{MW} \cdot \frac{1\text{h}}{24\text{h}} + 800\text{MW} \cdot \frac{4\text{h}}{24\text{h}} = 287,50\text{MW} \quad (\text{A.14})$$

A.3 Modellierung der Arbeitsbereiche für Erzeuger und Lasten

Die Modellierung der jeweiligen PQ -Bereiche bedarf die Berücksichtigung sowohl der Gesetze und Regularien, technischen Richtlinien als auch anlagespezifischen, technischen Grenzen. Im Rahmen dieses Abschnittes werden deshalb beide Aspekte analysiert und entsprechende Arbeitsbereiche für die einzelnen Netzanschlussnehmer abgeleitet.

A.3.1 Regularien, Technische Richtlinien und Verordnungen

In den Mitgliedsstaaten der EU gilt grundlegend für den Anschluss von Stromerzeugungseinheiten die *Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger* (NetworkCode). Neben grundsätzlichen Definitionen wie z. B.

synchrone und nichtsynchrone⁹ Stromerzeugungsanlage kategorisiert diese auch die einzelnen Anlagen hinsichtlich ihrer Signifikanz in die Typen A bis D (siehe Tab. A.5). [175]

Tab. A.5: Kategorisierung der Anlagen Signifikanz nach [175] für Kontinentaleuropa

Typ	Definition
A	Der Netzanschlusspunkt liegt unterhalb 110 kV mit einem P_{\max} von mindestens 0,8 kW.
B	Der Netzanschlusspunkt liegt unterhalb 110 kV mit einem P_{\max} ab einem Schwellenwert x . Dieser kann von jedem verantwortlichen ÜNB für seinen Verantwortungsbereich unter der Maßgabe $x \leq 1$ MW definiert werden.
C	Der Netzanschlusspunkt liegt unterhalb 110 kV mit einem P_{\max} ab einem Schwellenwert x . Dieser kann von jedem verantwortlichen ÜNB für seinen Verantwortungsbereich definiert werden, unter der Maßgabe dass $1 \text{ MW} < x \leq 50 \text{ MW}$ liegt.
D	Der Netzanschlusspunkt liegt mindestens bei 110 kV oder ein P_{\max} größer gleich dem vom ÜNB definierten Schwellenwert x . Dabei gilt $50 \text{ MW} < x \leq 75 \text{ MW}$.

Anhand der hier vorgenommenen Kategorisierung beschreibt [175] die sich daraus für die einzelnen Typen ergebenden Anforderungen. So müssen sich alle Anlagen ab Typ B an der Spannungshaltung beteiligen. Für Stromerzeugungsanlagen der Typen C und D werden zusätzlich Anforderungen bzgl. der Blindleistungsbereitstellung bei unterschiedlichen Spannungen seitens ANB in Abstimmung mit dem verantwortlichen ÜNB definiert. Dabei unterscheiden sich die Grenzwerte bzw. Bereiche der U - Q/P_{\max} -Profile für synchrone und nichtsynchrone Anlagen (siehe Abb. A.1)¹⁰. [175]

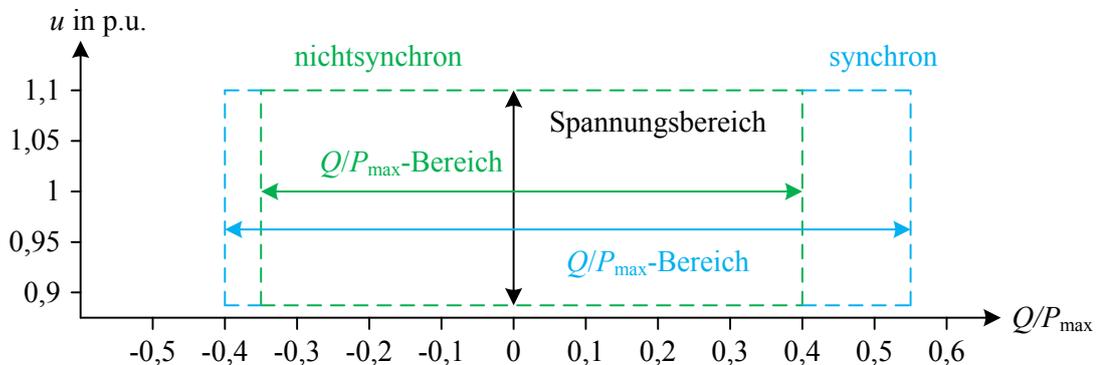


Abb. A.1: u - Q/P_{\max} -Profile für kontinentaleuropäische synchrone und nichtsynchrone Erzeugungsanlagen nach [175]

Des Weiteren müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen während des Betriebs auch für $P < P_{\max}$ Blindleistung innerhalb ihres P - Q/P_{\max} -Profils nach Abb. A.2 bereitstellen. Dies gilt unter der

⁹ Nach [175] ist „nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage“ eine asynchrone oder mittels Leistungselektronik an das Netz angeschlossene Einheit bzw. Reihe von Einheiten zur Stromerzeugung, welche über einen einzelnen Netzanschlusspunkt verfügt.

¹⁰ Das U - Q/P_{\max} -Profil kann prinzipiell jede Form annehmen. Die dargestellten Diagramme geben lediglich Auskunft hinsichtlich der unterschiedlichen Grenzen wieder. Dabei gilt die Anforderung an die Blindleistungskapazität für den Netzanschlusspunkt. Lage und Form des inneren Rahmens dienen lediglich als Beispiel. Folglich muss der gesamte Blindleistungsbereich nicht bei allen Spannungen im statischen Zustand verfügbar sein. [175]

Maßgabe, dass alle Einzelanlagen technisch zur Verfügung stehen, anderenfalls sind die Blindleistungskapazitäten der Verfügbarkeiten anzupassen.

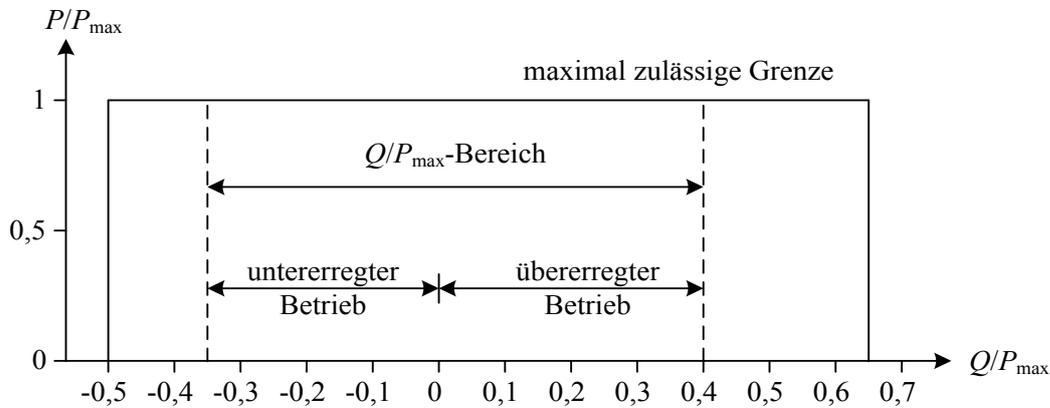


Abb. A.2: P - Q/P_{\max} -Profil für kontinentaleuropäische nichtsynchrone Erzeugungsanlagen nach [175]

Die nationalen Rahmenbedingungen unterliegen somit [175], können aber nach dem Subsidiaritätsprinzip durch die jeweiligen nationalen Gesetzgebungen zusätzlich spezifiziert werden. Deren grundsätzliche technische Umsetzung beschreiben in Deutschland der TransmissionCode [30] und DistributionCode [31]. Für die netzseitige Blindleistungsbereitstellung der Anlagen mit Anschluss in den Netzebenen 1 bis 3 definiert der TransmissionCode [30] drei Varianten (vgl. Abb. A.3), wie bereits in Abschnitt 3.3 erläutert.

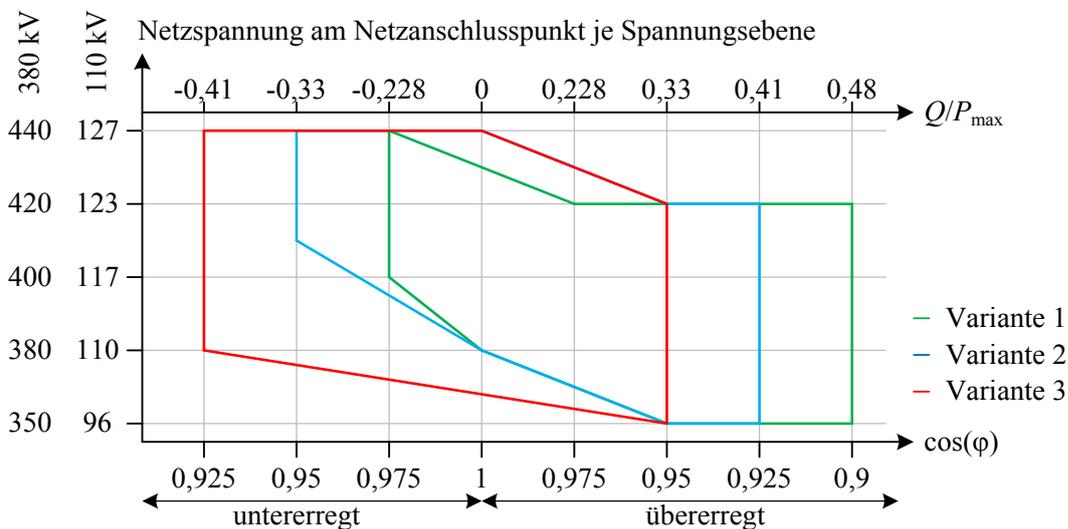


Abb. A.3: Varianten der Mindestanforderungen zur netzseitigen Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungseinheiten nach [30] im Vergleich

Ferner unterliegen Windkraftanlagen (WKA) der Verordnung zu Systemdienstleistung durch Windenergieanlagen (SDLWindV) [170]. Dabei gelten für alle ab dem 30. Juni 2010 an Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossenen WKAs die Anforderungen nach dem TransmissionCode. Hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung werden die Anlagen verpflichtet, auch für eine momentane Wirkleistungen P_{mom} kleiner des Nennbetriebspunkts diese zu gewährleisten. Eine WKA

muss jeden Arbeitspunkt innerhalb des nach Anlage 1 Teil II Nummer 5 definierten P - Q -Diagramms einnehmen können. Angelehnt an den Varianten des TransmissionCodes (vgl. Abb. A.3) beschreibt die SDLWindV hierfür drei Varianten (siehe Abb. A.4) mit der zur Verfügung zu stellenden Blindleistung Q_{vb} bezogen auf den Betrag der betriebsbereiten installierten Wirkleistung $|P_{bb\ inst}|$ hinsichtlich $P_{mom} / |P_{bb\ inst}|$. Dabei gilt seit der 2. Verordnung zur Änderung der SDLWindV vom 13. April 2011 der Teillastbetrieb als P_{mom} bezogen auf $|P_{bb\ inst}|$ größer gleich 10% und kleiner 100%. Für $0\% < P_{mom} / |P_{bb\ inst}| < 10\%$ sind die WKA verpflichtet, maximal 10% des Betrags der vereinbarten Anschlusswirkleistung aufzunehmen oder abzugeben. Kann die WKA innerhalb dieses Bereichs mit einer Regelung der zur Verfügung stehenden Blindleistung betrieben werden, ist diese Fahrweise mit den verantwortlichen Netzbetreibern abzustimmen. Des Weiteren müssen nach § 2 SDLWindV WKA welche am Mittelspannungsnetz und nach 30. Juni 2010 angeschlossen wurden, die Anforderungen der *Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz* des BDEWs [95] erfüllen. [170]

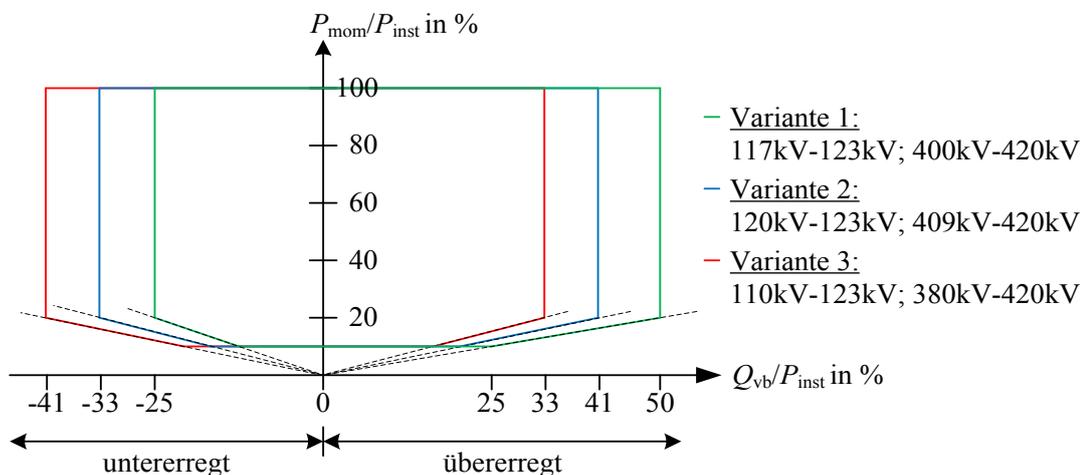


Abb. A.4: Varianten der einzuhaltenden P - Q -Diagramm nach [170]

Der DistributionCode gibt die Rahmenbedingungen für die Netzebenen 4 bis 7 an. Dabei obliegt es jedem Netzbetreiber diese weiter mittels der TAB zu spezifizieren (vgl. Tab. 3.21 und Tab. 3.22). Bedingt der zunehmenden umrichterbasierten Einspeisung in den unteren Spannungsebenen und derer netz- sowie systemtechnischen Relevanz definiert die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [176] grundsätzliche Anforderungen für derartige Erzeugungsanlagen. Laut [176] haben sich dabei diese zukünftig durch eine gezielte Blindleistungsbereitstellung an der statischen Spannungshaltung zu beteiligen. Dafür werden den Anlagen je nach installierter Leistung Blindleistungsbereiche zugewiesen:

- 3,68 kVA bis 13,8 kVA: $\cos \varphi_{kap} = 0,95$ bis $\cos \varphi_{ind} = 0,95$
- 13,8 kVA bis 30,0 kVA: $\cos \varphi_{kap} = 0,90$ bis $\cos \varphi_{ind} = 0,90$
- 30,0 kVA bis 100 kVA: $\cos \varphi_{kap} = 0,90$ bis $\cos \varphi_{ind} = 0,90$
- >100 kVA: $\cos \varphi_{kap} = 0,90$ bis $\cos \varphi_{ind} = 0,90$

Zudem definiert [176] die Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz sowie das Anlagen mit einer installierten Leistung größer 100 kVA über eine Fernwirkschnittstelle verfügen müssen.

A.3.2 Elektrische Erzeugungsanlagen

Prinzipiell können die elektrischen Erzeugungseinheiten in konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare Energien unterteilt werden. In Deutschland sind nach BDEW Biomasse-, Photovoltaik-, Wasserkraft- sowie Windkraftanlagen die vier wichtigsten regenerativen Stromerzeugungsanlagen [156].

Trotz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien lag der Anteil **konventioneller Kraftwerke** an der deutschen Bruttostromerzeugung in Form von Braun-, Steinkohle und Erdgas- und Kernkraftwerken im Jahr 2014 bei 68,9% und 2015 bei 65,1% mit einer summierten erzeugten Energiemenge von ca. 857 TWh [156]. Hinsichtlich des sich klar abzeichnenden Trends der sinkenden Einspeisung derartiger Anlagen sowie den avisierten Plänen nach EEG und Moratorium [11] werden auch zukünftig noch konventionelle Kraftwerke als Regelkraftwerke im Portfolio zur Verfügung stehen. Bereits heute erfolgt nach § 13a Abs. 1 EnWG eine Bewertung seitens Bundesnetzagentur, welche Kraftwerke trotz der in Kapitel 1 beschriebenen speziell ökonomischen Problematik am Netz bleiben müssen. Bei den oben aufgezählten konventionellen Einheiten handelt es sich um thermische Kraftwerke. Heutzutage werden in thermischen Kraftwerken fast ausschließlich Drehstromsynchrongeneratoren verwendet [25]. Dessen P - Q -Diagramm ist durch die thermische Grenze des Statorstroms S beschrieben und in Abb. A.5 skizziert. Dabei wird der zulässige Arbeitsbereich zudem durch die statische Stabilitätsgrenze, beschrieben mittels Polradwinkel δ (in der Praxis meist mit 70° veranschlagt [177]), begrenzt. Diese wird am Punkt $-(u_N^2/x_d)$, welcher der maximalen kapazitiven Belastung des Generators entspricht, abgetragen. Des Weiteren limitiert die maximale Wirkleistung der Turbine die Wirkleistungsabgabe des Generators. Für thermische Kraftwerke gilt zudem P_{\min} für die Turbine [178]. Die thermische Grenze des Rotorstromes e_{\max} wiederum beschränkt die maximale, induktive Blindleistungsabgabe. [25], [131], [177]

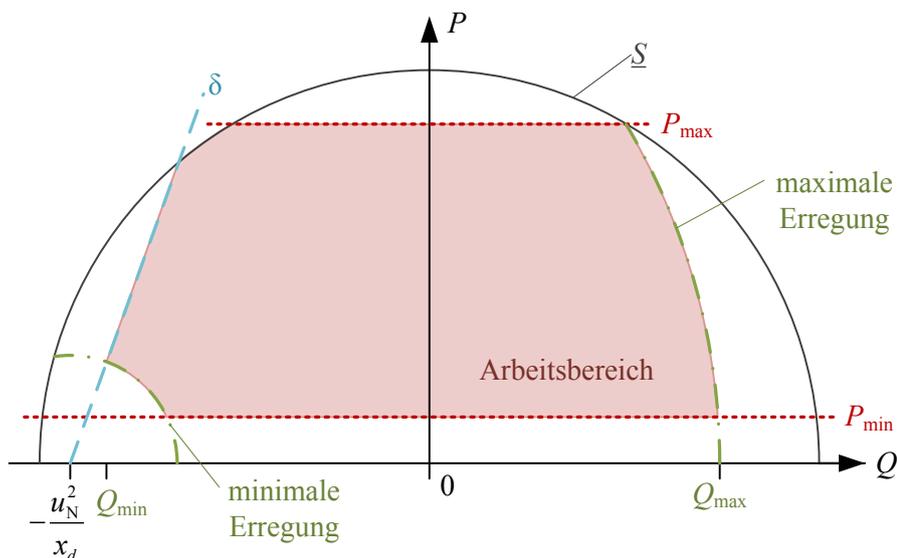


Abb. A.5: P - Q -Diagramm eines Synchrongenerators inkl. Arbeitsbereich in Anlehnung an [25], [131], [177]

Biomasse- bzw. **Biogasanlagen** sind nach WKA der zweitgrößte regenerative Erzeuger elektrischer Energie in Deutschland. In den Jahren 2014 und 2015 speisten sie insgesamt ca. 88 TWh in das

elektrische Netz [156]. Die energetische Wirkungskette basiert auf der Biomasseverwertung, welche im Fermenter innerhalb eines anaeroben Prozesses bakteriell vergast wird [179], [180]. Das dabei entstehende Biogas kann mittels Blockheizkraftwerk in elektrische Energie umgewandelt werden [180], [181]. Bedingt der Tatsache, dass asynchrone Generatoren stets ein vorhandenes Netz und induktive Blindleistung benötigen [182], [183] sowie Bezug nehmend auf [25] kann hierfür das P - Q -Diagramm eines Synchrongenerators (siehe Abb. A.5) zu Grunde gelegt werden.

Wasserkraftwerke werden heutzutage stark genutzt und erzeugten in Deutschland in den Jahren 2014 und 2015 zusammen ca. 39 TWh elektrische Energie [156]. Sie können im Allgemeinen in Gletscher-, Gezeiten-, Wellen-, Depressions-, Speicher- und Laufwasserkraftwerke unterschieden werden [184]. Ist die installierte Leistung einer Anlage kleiner 1 MW, so bezeichnet man es in Deutschland als Kleinwasserkraftwerk [183]. Dabei sind für Deutschland die letzteren beiden von Relevanz. Neben Biomasseanlagen werden Laufwasserkraftwerke zur Grundlastdeckung eingesetzt [184]. Speicherkraftwerke, speziell Pumpspeicherkraftwerke, finden vorwiegend Anwendung als Regelkraftwerke zum Ausgleich etwaiger Lastschwankungen sowie zur Deckung der Spitzenlast [184]. Dabei wird die potenzielle bzw. kinetische Energie des Wassers genutzt, um diese mittels eines erzeugten Durchflusses in der Turbine in mechanische Energie umzuwandeln. Durch deren Kopplung mit einem Generator erfolgt hier wiederum die Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische. Als Generator wird überwiegend ein Synchrongenerator verwendet [158], [177], [185]. Somit können auch für die Wasserkraftwerke das in Abb. A.5 beschriebene P - Q -Diagramm angenommen werden.

Photovoltaikanlagen (PVA) speisten in den Jahren 2014 und 2015 insgesamt ca. 74 TWh elektrische Energie in das elektrische Netz ein [156]. Deren Stromgestehung basiert auf dem photovoltaischen Effekt. Der dabei erzeugte Gleichstrom wird mittels Wechselrichter entsprechend umgewandelt und in das Netz gespeist. Die Steuerung des photovoltaischen Effekts ist nicht möglich. Somit erfolgt eine Anpassung der Wirk- bzw. Blindleistungsabgabe mit Hilfe des Wechselrichters. [183], [186]

Bedingt der signifikanten Installation von PVA in der Niederspannungsebene (siehe Abb. 1.2) kommt es durch deren Einspeisung von Wirkleistung dort zu einem erheblichen Anstieg der Spannung. Trotz der vergleichsweise schwachen spannungsregulierenden Wirkung, aufgrund des hohen R/X -Verhältnisses, ist nach [95] und [176] eine Bereitstellung von Blindleistung auf Niederspannungsebene ab einer Anlagenleistung von 3,68 kVA verpflichtend. Dabei können die Wechselrichter eine PV-Anlage theoretisch im 4-Quadrantenbetrieb arbeiten [186]. Nach [175] sowie [176] ist eine Wirkleistungsaufnahme für diese Anlagen nicht bindend. Folglich ergibt sich ein Arbeitsbereich nach Abb. A.6 a).

In den Jahren 2014 und 2015 haben **Windkraftanlagen** (WKA) insgesamt eine Energie von ca. 144 TWh in das deutsche elektrische Netz eingespeist [156]. Sie wandeln die kinetische Energie strömender Luftmassen durch das Verdrängen der Rotorblätter in mechanische Rotationsenergie um. Die Nabe des Rotors ist mit einem Generator gekoppelt, welcher als elektrisch-mechanischer Wandler fungiert. Je nach Ausführungsart sind ein Getriebe und / oder ein Wechselrichter vorhanden [183], [185], [187].

Dabei kann die elektrische Energie über einen Generator direkt oder mittels Wechselrichter in das elektrische Netz eingespeist werden. Laut [185] sind WKA überwiegend mittels Wechselrichter mit

dem Netz gekoppelt. Grundsätzlich müssen alle WKAs in den Netzebenen 1 und 3 die Anschlussbedingungen nach SDLWindV erfüllen. Unter Berücksichtigung von [188] wird daher folgender Arbeitsbereich nach Abb. A.6 b) für die WKAs angenommen.

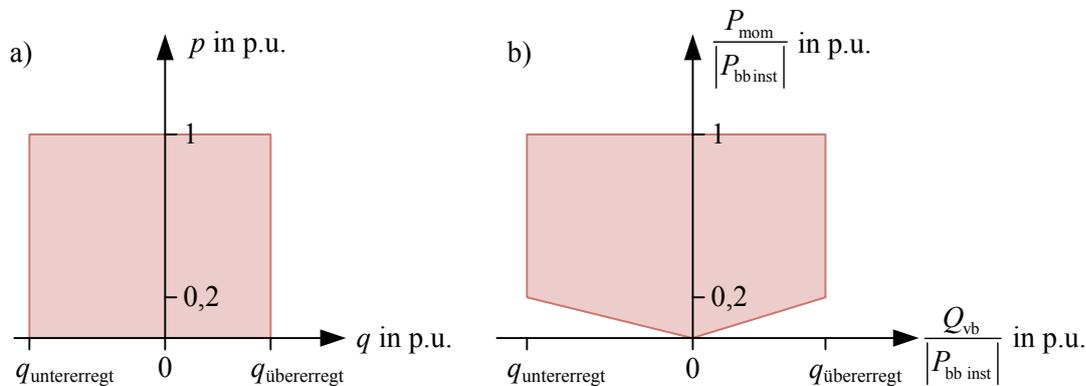


Abb. A.6: Arbeitsbereich einer a) PV-Anlage und b) WKA

Die Abbildung der in Kapitel 3 ermittelten Potenziale für die Sektoren Industrie, GHD und Haushalt bedarf ebenso die Annahme eines Arbeitsbereichs. Während Industrieanlagen häufig mit Kompensationsanlagen für deren Blindleistungshaushalt ausgestattet sind, besteht für GHD und Haushalte bedingt derer $\cos \varphi$ eine direkte P - Q -Abhängigkeit. Unter der Annahme, dass zukünftig auch die Kompensationsanlagen für die Netzbetriebsführung als Freiheitsgrad zur Verfügung stehen, können Industrielasten mit einem Arbeitsbereich gemäß Abb. A.7 a) abgebildet werden. Für die Lasten der Sektoren Haushalt und GHD gilt, bei einem fixen P -Wert geht $\Delta Q \rightarrow 0$. Bedingt der direkten P - Q -Abhängigkeit über $\cos \varphi$ ist eine Änderung des Blindleistungswerts an eine Adaption des P -Werts gebunden. Für die betragsmäßige Betrachtung ergibt sich somit nach Gl. (A.15) und (A.16).

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (\text{A.15})$$

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad (\text{A.16})$$

$$Q = P \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} \quad (\text{A.17})$$

In Konsequenz ergeben sich die Arbeitsbereiche für die Lasten je Sektor wie folgt (siehe Abb. A.7).

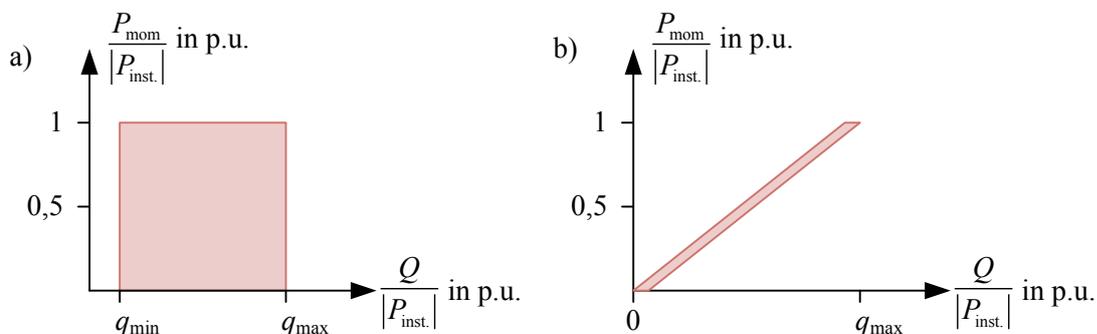


Abb. A.7: Arbeitsbereich a) Industrielast sowie b) Haushalt und GHD

A.4 Modellierung Referenznetze

Dieser Abschnitt umfasst eine detaillierte Beschreibung der Modellierung der verwendeten Referenznetze (siehe Tab. 5.3). Zur besseren Verständlichkeit der in den Abschnitten A.4.1 bis A.4.4 beschriebenen Netzanschlussnehmerverteilungen und -parametrierungen sind diese exemplarisch für das Ci_MS in Abb. A.14 visualisiert.

A.4.1 Lastverteilung je Spannungsebene

Für die Aufteilung der Netzlast je Netzebene werden die Höchstentnahmelastdaten der Thüringer Energienetze aus dem Jahre 2015 genutzt [162]. Dabei erfolgt die Aufteilung unter der Annahme, dass es nur geringe zeitliche Unterschiede in den Lastverhältnissen gibt.

Tab. A.6: Höchstentnahmelast Thüringer Energienetze [162]

NE	Beschreibung	P in kW	Summe in kW	prozentualer Anteil der Spitzenlast der Netzebenen an der Gesamtlast
3	Höchstentnahmelast in kW am 20.08.15 12:00 Uhr	1.356.459	1.388.818	18,17%
	Summe der erzeugten Leistung in kW (dezentrale Erzeugung + Rückspeisung) am 20.08.15, 12:00 Uhr	32.359		
4	Höchstentnahmelast in kW am 12.11.15 18:00 Uhr	1.113.988	1.136.474	20,68%
	Summe der erzeugten Leistung in kW (dezentrale Erzeugung + Rückspeisung) am 12.11.15 18:00 Uhr	22.486		
5	Höchstentnahmelast in kW am 23.01.15 9:45 Uhr	677.242	849.251	26,95%
	Summe der erzeugten Leistung in kW (dezentrale Erzeugung + Rückspeisung) am 23.01.15 9:45 Uhr	172.009		
6	Höchstentnahmelast in kW am 29.11.15 11:45 Uhr	463.433	474.979	0,49%
	Summe der erzeugten Leistung in kW (dezentrale Erzeugung + Rückspeisung) am 29.11.15 11:45 Uhr	11.546		
7	Höchstentnahmelast in kW am 12.11.15 18:00 Uhr	456.051	468.111	33,71%
	Summe der erzeugten Leistung in kW (dezentrale Erzeugung + Rückspeisung) am 12.11.15 18:00 Uhr	12.060		

A.4.2 Verteilung der Lasten und unterlagerter Netze

Die Lasten der Niederspannungsnetze teilen sich nach Tab. 5.6 wie folgt auf die Typen Haushalt (H0) und Gewerbe (G0) auf (siehe Tab. A.7 bis Tab. A.10) auf die Knoten #.

Tab. A.7: Verteilung der Lasttypen im Ci_NS

Knoten	$P_{inst.}$	H0	G0
0	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
1	190,00 kW	109,40 kW	80,60 kW
2:10	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
11	14,25 kW	14,25 kW	0,00 kW
12	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
13	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
14	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
15	49,40 kW	49,40 kW	0,00 kW
16	52,25 kW	52,25 kW	0,00 kW
17	33,25 kW	33,25 kW	0,00 kW
18	44,65 kW	44,65 kW	0,00 kW
Summe	383,80 kW	303,20 kW	80,60 kW

Tab. A.8: Verteilung der Lasttypen im ND1_NS

Knoten	$P_{inst.}$	H0	G0
0	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
1	66,40 kW	66,40 kW	0,00 kW
2:5	9,60 kW	9,60 kW	0,00 kW
6	193,60 kW	120,86 kW	72,74 kW
7:11	9,60 kW	9,60 kW	0,00 kW
Summe	346,40 kW	273,66 kW	72,74 kW

Tab. A.9: Verteilung der Lasttypen im ND2_NS

Knoten	$P_{inst.}$	H0	G0
0	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
1	91,50 kW	49,60 kW	41,90 kW
2	28,50 kW	28,50 kW	0,00 kW
3	4,50 kW	4,50 kW	0,00 kW
4	10,50 kW	10,50 kW	0,00 kW
5	22,50 kW	22,50 kW	0,00 kW
6:33	1,50 kW	1,50 kW	0,00 kW
Summe	199,50 kW	157,60 kW	41,90 kW

Tab. A.10: Verteilung der Lasttypen im ND3_NS

Knoten	$P_{inst.}$	H0	G0
0	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
1	112,50 kW	57,69 kW	54,81 kW
2	49,50 kW	49,50 kW	0,00 kW
3	4,50 kW	4,50 kW	0,00 kW
4	13,50 kW	13,50 kW	0,00 kW
5:58	1,50 kW	1,50 kW	0,00 kW
Summe	261,00 kW	206,19 kW	54,81 kW

Bei der Parametrierung der Mittel- und Hochspannungsnetze sind die angeschlossenen Netze der unterlagerten Spannungsebene mit zu berücksichtigen. Ziel der Verteilung der Lasten und Netzen auf die einzelnen Knoten der Netze, ist ein ganzzahliges Vielfaches an unterlagerten Netzen zu haben unter Berücksichtigung von Tab. 5.6. Somit ist aus Sicht des Mittelspannungsnetzes Gewerbe, Industrie (I0) und Niederspannungsnetze angeschlossen. Deren Aufteilungen in den Netzen ist in den Tab. A.11 bis Tab. A.14 zusammengefasst.

Tab. A.11: Verteilung der Lasttypen und unterlagerter w Netze im Ci_MS

#	$P_{inst.}$	G0	I0	NS	w			
					Ci_NS	ND1_NS	ND2_NS	ND3_NS
0	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
1	14,99 MW	4,98 MW	1,68 MW	8,33 MW	7	7	7	7
2	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
3	0,28 MW	0,08 MW	0,00 MW	0,20 MW	0	0	1	0
4	0,43 MW	0,17 MW	0,00 MW	0,26 MW	0	0	0	1
5	0,73 MW	0,38 MW	0,00 MW	0,35 MW	0	1	0	0
6	0,55 MW	0,16 MW	0,00 MW	0,38 MW	1	0	0	0
7	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
8	0,59 MW	0,24 MW	0,00 MW	0,35 MW	0	1	0	0
9	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
10	0,48 MW	0,21 MW	0,00 MW	0,26 MW	0	0	0	1
11	0,33 MW	0,13 MW	0,00 MW	0,20 MW	0	0	1	0
12	14,99 MW	5,04 MW	1,68 MW	8,27 MW	7	7	8	6
13	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
14	0,21 MW	0,01 MW	0,00 MW	0,20 MW	0	0	1	0
Σ	33,57 MW	11,41 MW	3,36 MW	18,80 MW	15	16	18	15

Tab. A.12: Verteilung der Lasttypen und w unterlagerter Netze im C30_MS1

#	$P_{inst.}$	G0	I0	NS	w			
					Ci_NS	ND1_NS	ND2_NS	ND3_NS
12	11,20 MW	2,69 MW	0,84 MW	7,68 MW	6	6	10	5
13	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
14	6,20 MW	2,44 MW	0,72 MW	3,04 MW	0	5	0	5
15	8,20 MW	4,54 MW	1,33 MW	2,33 MW	0	5	3	0
16	3,50 MW	1,22 MW	0,36 MW	1,92 MW	5	0	0	0
18	3,20 MW	0,22 MW	0,06 MW	2,92 MW	5	0	5	0
19	9,50 MW	4,03 MW	1,19 MW	4,28 MW	5	0	4	6
23	3,20 MW	0,16 MW	0,00 MW	3,04 MW	0	5	0	5
Σ	45,00 MW	15,30 MW	4,50 MW	25,20 MW	21	21	22	21

Tab. A.13: Verteilung der Lasttypen und w unterlagerter Netze im C30_MS2

#	$P_{inst.}$	G0	I0	NS	w			
					Ci_NS	ND1_NS	ND2_NS	ND3_NS
9	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
10	5,80 MW	1,22 MW	0,36 MW	4,22 MW	5	0	5	5
11	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
17	9,00 MW	2,06 MW	0,61 MW	6,34 MW	6	5	5	5
20	2,20 MW	0,63 MW	0,19 MW	1,39 MW	0	4	0	0
21	17,50 MW	7,82 MW	2,30 MW	7,38 MW	6	8	5	5
22	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
Σ	34,50 MW	11,73 MW	3,45 MW	19,32 MW	17	17	15	15

Tab. A.14: Verteilung der Lasttypen und w unterlagerter Netze im C30_MS3

#	$P_{inst.}$	G0	I0	NS	w			
					Ci_NS	ND1_NS	ND2_NS	ND3_NS
24	8,70 MW	3,54 MW	1,04 MW	4,12 MW	0	6	5	4
25	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
26	3,50 MW	1,22 MW	0,36 MW	1,92 MW	5	0	0	0
27	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
29	2,40 MW	0,31 MW	0,09 MW	2,00 MW	0	0	10	0
30	10,60 MW	3,50 MW	1,03 MW	6,07 MW	0	10	0	10
Σ	25,20 MW	8,57 MW	2,52 MW	14,11 MW	5	16	15	14

Für das Hochspannungsnetz sind die Anschlüsse der unterlagerter Mittelspannungsnetze für die Referenznetze C30_MS1, C30_MS2 und C30_MS3 jeweils schon definiert. Die weitere Verteilung ist in Tab. A.15 zusammengefasst.

Tab. A.15: Verteilung der Lasttypen und unterlagerter w Netze im C30_HS

#	$P_{inst.}$	IO	MS	w			
				Ci_MS	C30_MS1	C30_MS2	C30_MS3
1	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
2	21,70 MW	21,70 MW	0,00 MW	0	0	0	0
3	2,40 MW	2,40 MW	0,00 MW	0	0	0	0
4	52,60 MW	7,60 MW	45,00 MW	0	1	0	0
5	94,20 MW	26,13 MW	68,07 MW	1	0	1	0
6	34,50 MW	0,00 MW	34,50 MW	0	0	1	0
7	22,80 MW	22,80 MW	0,00 MW	0	0	0	0
8	30,00 MW	30,00 MW	0,00 MW	0	0	0	0
28	25,20 MW	0,00 MW	25,20 MW	0	0	0	1
Σ	283,40 MW	110,63 MW	172,77 MW	1	1	2	1

A.4.3 Untersuchung der EE-Anlagenverteilung je Netzebene und -betreiber

Für eine allgemeingültige EE-Anlagenverteilung in den Referenznetzen ist neben der Untersuchung der installierten Leistung je EE-Anlagentyp je Spannungsebene (siehe Abb. 1.2) auch die Zugehörigkeit der EE-Anlagentypen je Netzbetreiber und folglich deren relative Anschlussleistung zu untersuchen. Letzteres wird hier als die installierte Leistung für n EE-Anlagen eines Typs je Netzebene NE und Netzbetreiber NB bezogen auf die installierte Leistung für n EE-Anlagen eines Typs über alle Netzebenen installierte Leistung je Netzbetreiber definiert (siehe Gl. (A.18)). Dabei werden die EE-Anlagen in die Typen Wasserkraft (WA), Windkraft (WKA), Photovoltaik (PV), Biomasse/-gas (BIO) sowie Klär- und Deponiegas (GAS) unterschieden. Die Analyse erfolgt auf dem Anlagenregister von [10].

$$P_{\text{relativ, NB, NE, Typ}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{Typ}}} P_{\text{inst., } i, \text{NB, NE, EE-Typ}}}{\sum_{j=1}^{NE} \sum_{i=1}^{n_{\text{Typ}}} P_{\text{inst., } i, \text{NB, } j, \text{EE-Typ}}} \quad (\text{A.18})$$

Die Darstellung der Anlagenverteilung je EE-Typ hinsichtlich ihrer relativen Anschlussleistung je Netzebene über alle Netzbetreiber geschieht mittels Boxplots [98]. Bei einem Boxplot wird um das Maß der zentralen Tendenz dem Median die namensgebende Box gezeichnet. Deren unteres Ende beschreibt die kumulierten 25% der Verteilung und das obere Ende die kumulierten 75% der Verteilung. Somit stellt die Box die mittleren 50% der Werteverteilung dar. Im Falle einer symmetrischen Verteilung liegt der Median in der Mitte der Box. Die Marge der Verteilung ohne Ausreißer und Extremwerte wird mit den schwarzen gestrichelten Linien ausgewiesen. Als Extremwerte werden die Werte definiert, die in Bereichen von mehr als der dreifachen Kantenlänge ober- oder unterhalb der Box liegen. Die Extremwerte werden in untenstehender Grafik durch kleine rote Kreuze gekennzeichnet. [98]

Für die Wasserkraftwerke lassen sich somit folgende Aussagen treffen (siehe Abb. A.8). In der Höchstspannungsebene ist keine Wasserkraftanlage angeschlossen. Gleichermäßen sind Anlagen in den Netzebenen 4 und 6 aufgrund ihrer geringen Anzahl vernachlässigbar. In der Mittelspannung machen deren installierte Leistung entweder 0-25% der Gesamtleistung des EE-Typs pro Netzbetreiber aus.

treiber aus. Die Netzebenen 2 und 7 weisen ebenfalls eine große Spreizung der relativen Anschlussleistung auf. Während in allen anderen Netzebenen die zentrale Tendenz bei rund 0% liegt, ist sie für die Wasserkraftwerke in der Netzebene 2 bei rund 40% mit einer symmetrischen Verteilung der mittleren 50% der Werteverteilung zwischen 1% und 77%. Des Weiteren sind bedingt von bspw. Kleinanlagen in den Niederspannungsnetzen bei einigen Netzbetreibern 100% der Anschlussleistung in der Netzebene 7. Unter Berücksichtigung der Extrema können sich auch in der Mittelspannungsebene bei Netzbetreibern 100% der Wasserkraftanlagenanschlussleistung in der Mittelspannung befinden. Folglich ist eine eindeutige Zuordnung der Wasserkraftanlagen je Netzebene nicht möglich.

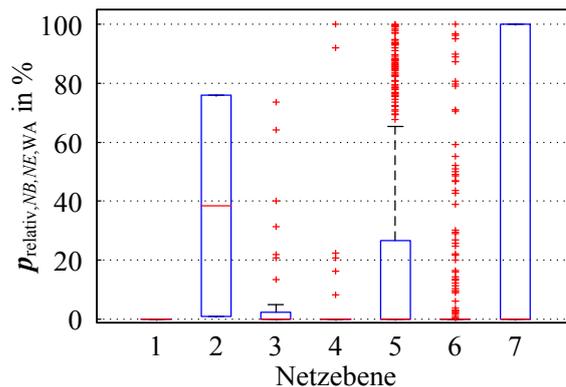


Abb. A.8: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Wasserkraftwerke je Netzbetreiber und Netzebene

Wie in Abb. A.9 zu erkennen, sind die WKAs vorrangig bzw. hauptsächlich in Hoch- bis Mittelspannung installiert. Bedingt der marginalen Anzahlen an Anlagen in den anderen Netzebenen können diese vernachlässigt werden. In der Hochspannung liegt die relative installierte Leistung der mittleren 50% zwischen 0 und 47%. Für Netzebene 4 ist die Spreizung der mittleren 50% mit 0-25% geringer. In der Mittelspannung liegt das untere Boxende bei 0 und das obere bei 98% der relativen installierten Leistung. Die Netzebenen 3 und 4 weisen einen Median von ungefähr 5-6% bei einer nicht symmetrischen Verteilung. In den anderen Netzebenen ist die zentrale Tendenz bei 0%. Die Marge der Verteilung ohne Ausreißer und Extremwerte in den Netzebenen 3 und 5 liegt bei 100%. Folglich ist eine eindeutige Zuordnung der Windkraftanlagen je Netzebene nicht möglich.

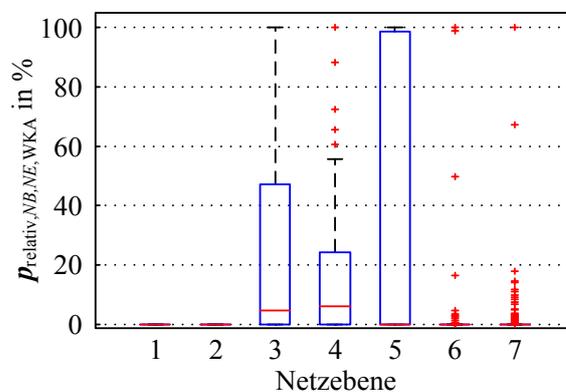


Abb. A.9: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Windkraftanlagen je Netzbetreiber und Netzebene

In Abb. 1.2 und Abb. A.10 ist deutlich zu erkennen, dass sich PV-Anlagen vorrangig in den Netzebenen 5 bis 7 befinden. Während in der Netzebene 6 entweder 0-10% mittleren 50% der relativen installierten Leistung angeschlossen sind, umfasst Mittelspannung rund 10-42% der installierten Leistung bezogen auf die gesamte PV-Erzeugungsleistung der jeweiligen Netzbetreiber bei einer mittleren Tendenz von 23% und einer symmetrischen Verteilung. In der Netzebene 7 sind über alle Netzbetreiber hinweg 62-100% der relativen installierten Leistung bei einer symmetrischen Verteilung um einen Median von 80% angeschlossen. Somit lässt sich unter Berücksichtigung von Abb. 1.2 festgehalten, dass bei 50% aller Netzbetreiber der Großteil an Photovoltaikanlagen in der Niederspannung installiert ist.

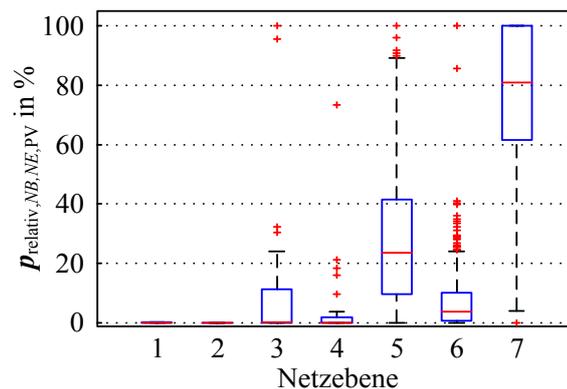


Abb. A.10: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Photovoltaikanlagen je Netzbetreiber und Netzebene

In den Netzebenen 1 und 2 sind keine Biomasse-/gasanlagen installiert. Der Boxplot (siehe Abb. A.11) zeigt für die Netzebenen 3, 4, 6 und 7 nur eine geringe Spreizung zwischen 0-10% bis 0-20% für die mittleren 50% der Werteverteilung. Während in allen anderen Netzebenen die zentrale Tendenz bei rund 0% ist, liegt sie für die Biomasse-/gasanlagen in der Netzebene 5 bei rund 67% mit einer asymmetrischen Verteilung der mittleren 50% der Werteverteilung zwischen 0% und 98%. Wenngleich nicht für jeden Netzbetreiber die Aussage zutrifft, ist das Gros der Anlagen in der Mittelspannung angeschlossen.

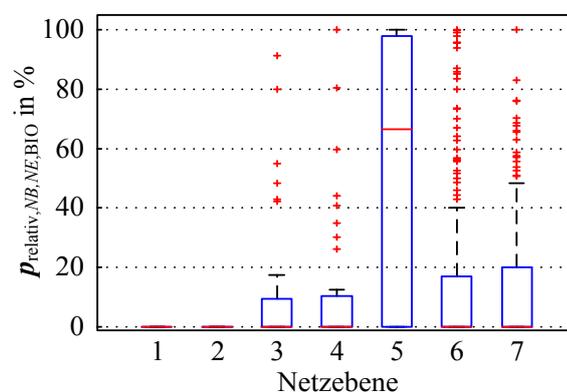


Abb. A.11: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Biomasse-/gasanlagen je Netzbetreiber und Netzebene

Aufgrund der geringen Anzahl an Einträgen im EE-Anlagenregister für Klär- und Deponiegas ist eine genaue Aussage bzgl. der Anlagenverteilung nicht möglich. Abb. A.12 zeigt in der Mittelspannung

nung eine Streuung der Extremwerte von 40-100%, in der Netzebene 6 Extremwerte von 0-100% und in der Niederspannung Extremwerte von 0-100% mit etwaigen Häufungen.

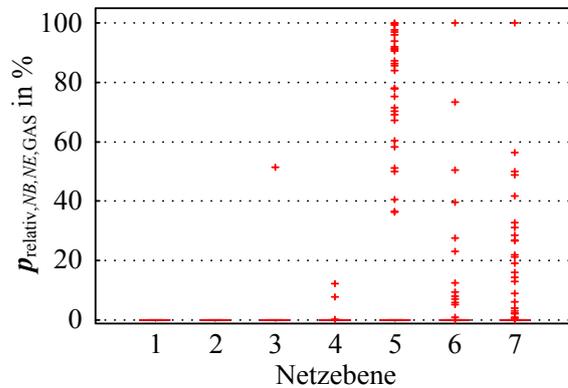


Abb. A.12: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Klär- und Deponiegasanlagen je Netzbetreiber und Netzebene

A.4.4 Dimensionierung und Verteilung der EE-Anlagen in den Referenznetzen

Die Modellierung der EE-Anlagenleistungen in den Referenznetzen geschieht anhand von Skalierungsfaktoren für das Jahr 2030. Hierfür werden zunächst die Ausbauszenarien Referenzszenario 2013, Szenario B 2025 und Szenario B 2035 des NEP 2025 [99] analysiert. Der Ausbau der Wasserkraftwerke kann aufgrund des geringen Zubaus vernachlässigt werden. Des Weiteren macht [99] Angaben zu Biomasse, Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Für die Referenznetze ist ausschließlich der Zubau von „onshore“ WKAs zu adressieren. Die Interpolation der Summenanlagenleistung je EE-Typ und Szenario ist in Abb. A.13 dargestellt. Gleichmaßen muss der Rückbau konv. Kraftwerke in der Modellierung der Netze berücksichtigt werden.

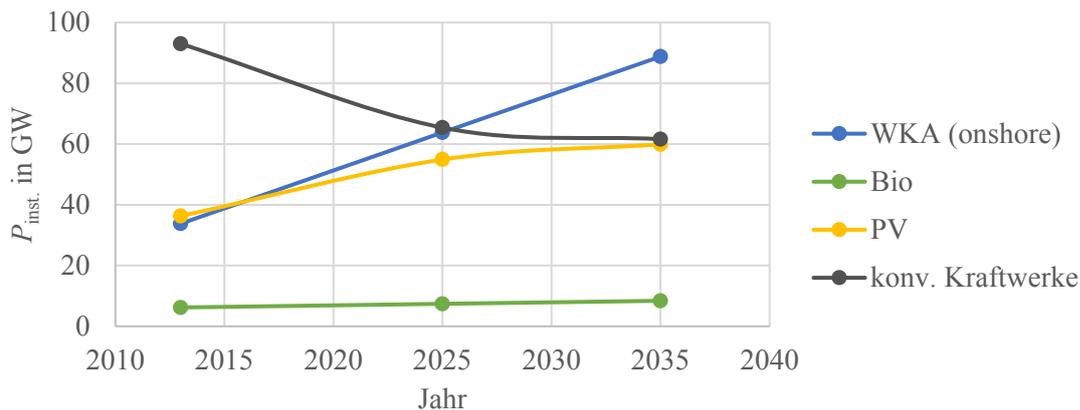


Abb. A.13: Zubau EE-Anlagen versus Abnahme konv. Kraftwerke von für das Referenzszenario 2013, Szenario B 2025 und Szenario B 2035 nach [99]

Die sich durch die Interpolation ergebenden Werte werden auf den Stand der EE-Anlagenregister vom November 2014 [10] bezogen, um die Skalierungsfaktoren für den EE-Ausbau je Typ zu ermitteln (siehe Tab. A.16). Für den Rückbau der konv. Kraftwerke im Jahre 2030 wird ein Faktor von 0,67 verwendet.

Tab. A.16: Erzeugungsleistung Erneuerbare Energien für 2015 und 2030 in GW

	Referenzjahr			Interpolation für 2030			Skalierungsfaktoren in p.u.		
	PV	Wind (onshore)	Bio	PV	Wind (onshore)	Bio	PV	Wind (onshore)	Bio
DE	36,3	32,3	6,2	58,6	76,3	7,9	1,61	2,36	1,27

Bedingt der Tatsache, dass keine allgemein gültige Verteilung für die EE-Anlagen bestimmt werden kann, sind deren Platzierung in den Referenznetzen anzunehmen. Für die Niederspannungsnetze gelte eine Gleichverteilung der PV-Anlagen basierend auf der relativen installierten EE-Anlagenleistung nach Tab. 5.9. Für die Anlagen in den Mittelspannungsnetzen ist eine Installation wie in Tab. A.17 bis Tab. A.20 veranschlagt.

Tab. A.17: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für Ci_MS

Knoten	Installierte Anlagenleistung in MW		
	WKA	PV	BIO
1	30,00	---	---
2	---	---	10,52
3	---	5,43	---
4	4,74	---	---
6	4,74	---	---
9	---	25,00	---
13	10,00	---	---
14	10,00	---	---

Tab. A.18: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für C30_MS1

Knoten	Installierte Anlagenleistung in MW		
	WKA	PV	BIO
12	34,73	---	---
13	---	40,79	---
14	15	---	---
15	---	---	---
16	15	---	---
18	---	---	---
19	15	---	---
23	---	---	14,10

Tab. A.19: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für C30_MS2

Knoten	Installierte Anlagenleistung in MW		
	WKA	PV	BIO
9	15	---	---
10	---	---	---
11	---	31,27	---
17	20	---	---
20	---	---	10,81
21	20	---	---
22	6,13	---	---

Tab. A.20: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für C30_MS3

Knoten	Installierte Anlagenleistung in MW		
	WKA	PV	BIO
24	14,65	---	---
25	---	---	---
26	---	---	7,9
27	30	---	---
29	---	---	---
30	---	22,84	---

Für das Hochspannungsnetz ist folgende EE-Anlagenverteilung angenommen.

Tab. A.21: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für C30_HS

Knoten	Installierte Anlagenleistung in MW			
	WKA	PV	BIO	konv. Kraftwerk
2	---	---	---	93,8
3	---	---	---	---
4	---	---	---	---
5	---	36,67	---	---
6	---	---	---	---
7	---	---	---	---
8	---	---	---	67
28	---	---	---	---

Der Berücksichtigung der Blindleistungsgrenzen der betrieblichen Freiheitsgrade liegen die Ausführungen von Abschnitt 5.1 zu Grunde. Somit sind je nach Anlagentyp gemäß der erarbeiteten Arbeitsbereiche abzubilden. Dabei sind die Werte für Q_{\max} und Q_{\min} der Anlagen Netzebenen abhängig. In den Niederspannungsnetzen gelten die Grenzwerte nach [176] (siehe Anhang A.3.1). Für EE-Anlagen in der Mittelspannung ist in dieser Arbeit die [85] verbindlich. In den Hochspannungsnetzen gelten für WKAs die Werte nach SDLWindV Variante 2 [170] und für alle anderen Anlagen die Angaben des TransmissionCodes Variante B [30].

A.4.5 Vollständiges Netzbild für Referenznetz Ci_MS

Zur besseren Verständlichkeit der in den Abschnitten A.4.1 bis A.4.4 beschriebenen Parametrierungen sind diese hier exemplarisch für das Ci_MS visualisiert (siehe Abb. A.14). Die ursprünglichen Lasten der Knoten nach [161] werden anhand der erarbeiteten Verteilungsschlüssel in Gewerbe (G0), Industrie (I0) und externe Netze aufgeteilt. Dabei sind letztere mit dem ganzzahligen Faktor w_n für die unterlagerten Anschlussnetze am Knoten n (siehe Tab. A.11).

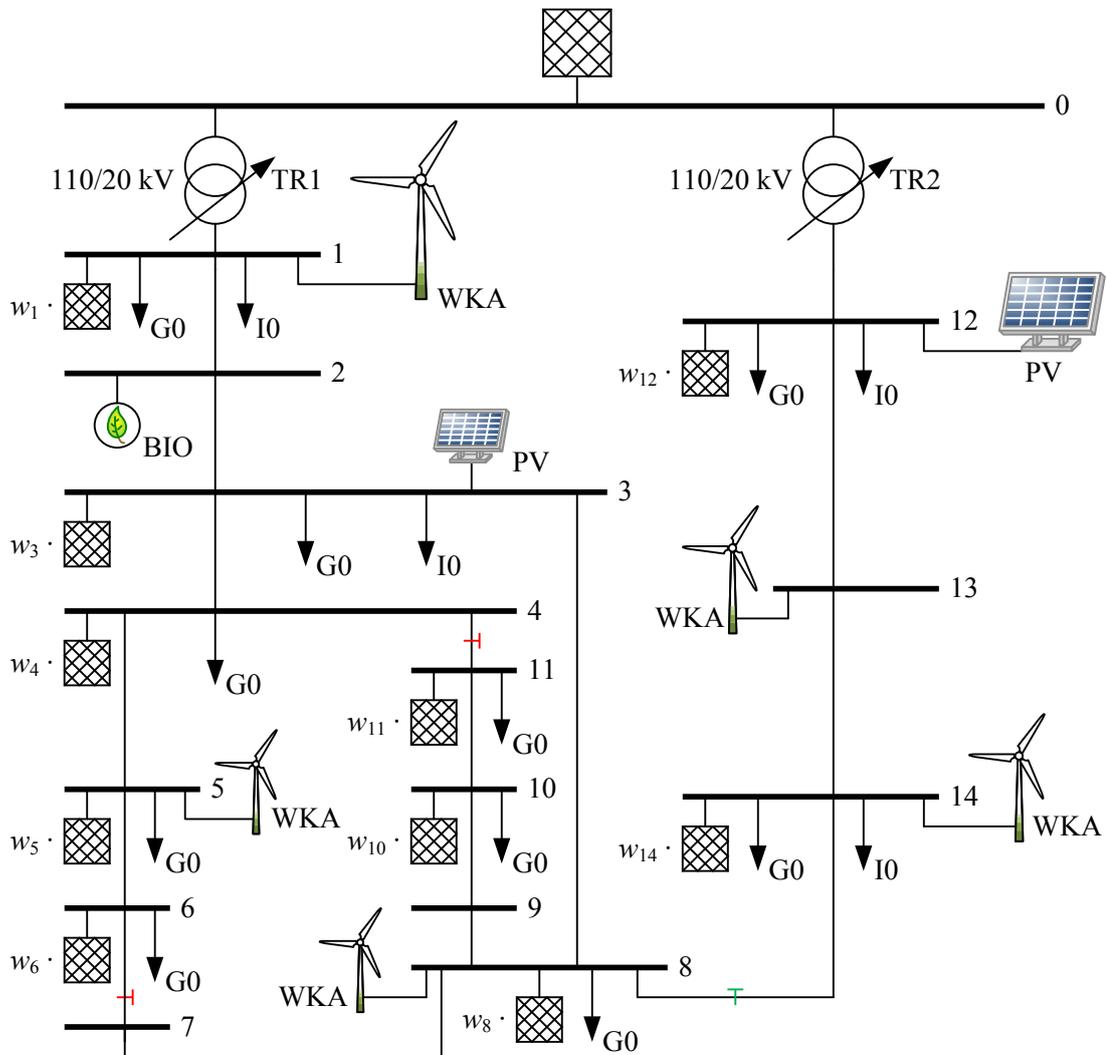


Abb. A.14: Vollständiges Netzbild für Referenznetz Ci_MS abgeleitet aus [114], [161]

A.5 $PQu(t)$ -Kapazität im DACF-Prozess für Szenario 10

Der im Rahmen dieser Arbeit adressierte Zeitbereich umfasst den D-1 und Intra-Day Bereich. Während im Abschnitt 5.4.1 die im IDCF-Prozess berechneten $PQu(t)$ -Kapazität-Plots für die Netze ND3_NS, Ci_MS und C30_HS vorgestellt und beschrieben werden, liegt der Fokus des nachfolgenden Abschnittes auf den Ergebnissen des DACF-Prozesses.

ND3_NS $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des DACF-Prozesses

Abb. A.15 bildet den $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für das Niederspannungsreferenznetz ND3_NS ab. Aufgrund der im Anhang A.4 dargelegten Modellierung der Netze, umfasst das Portfolio der betrieblichen Freiheitsgrade die PV-Anlagen sowie das DSM-Potenzial des Gewerbes und der Haushalte. Anhand der $PQu(t)$ -Kapazitäten für $k = 1$ und $k = 96$ (siehe a) und b) in Abb. A.15) ist deutlich zu erkennen, dass für Spannungen am NVP von $u_{NVP} = 1,04 \dots 1,06$ p.u. nur kleinere PQ -Bereiche aggregiert werden können. Die Bereitstellung von Blindleistungen bei erhöhter Spannung am definierten NVP resultiert in einer Überspannung am Knoten 4 (siehe Abb. 5.7).

Im Rahmen des DACF-Prozesses sind in Abb. A.15 c) und f) deutlich die Zeitverläufe der zwei dominierenden Netzanschlussnehmer zu erkennen. Grundsätzlich folgt der über alle u_{NVP} aggregierte PQ -Bereich $PQ(k)\forall u$ dem H0-SLP der Haushalte. Da das DSM-Potenzial prozentual von der Last abhängt, kann in den Abendstunden lastseitig ein größerer Stellbereich als in den Morgenstunden für den Netzbetrieb bereitgestellt werden. Des Weiteren vergrößert sich der mögliche Stellbereich der PV-Anlagen bedingt der Sonneneinstrahlung um die Mittagszeit herum, was sich direkt in der $PQ(k)\forall u$ widerspiegelt. Während der Wirkleistungsstellbereich stark mit der Zeit variiert, wird die Blindleistung bedingt dem Arbeitsbereich von Haushalt und Gewerbe (siehe Abb. A.7 b)) zum Gros durch die PV-Anlagen gemäß dem Arbeitsbereich nach Abb. A.6 a) bereitgestellt und ist somit relativ konstant. Die marginale zeitliche Variation von Q_{\max} und Q_{\min} (siehe Abb. A.15 e)) sowie die geringe Verzerrung des PQ -Bereichs (siehe Abb. A.15 c)) resultieren aus den in der Niederspannung dominierenden Haushaltslasten mit ihrem Verhalten nach dem H0-SLP und der $\cos \varphi$ -Charakteristik. Festzuhalten bleibt, dass für den Folgetag ein relativ konstanter Blindleistungsbe-
reich zwischen -0,1 bis 0,2 MVar durch das Referenznetz ND3_NS bereitgestellt werden könnte.

Zur Gewährleistung, dass der Abruf von betrieblichen Freiheitsgraden im Sinne einer Arbeitspunktänderung keine Netzrestriktionen verletzt, ist die Spannung am NVP speziell im Hinblick auf Über- oder Unterspannungen nur in einem gewissen Bereich zulässig. Dieser wird im $PQu(t)$ -Kapazität-Plot in Darstellung d) visualisiert. Er gibt Auskunft, in welchem Bereich sich die Knotenspannung u_{NVP} befinden darf, wenn zu diesem Zeitpunkt auch betriebliche Freiheitsgrade abrufbar sein sollen. Für das Szenario 10 liegt dieser bis auf einen Zeitbereich von 5 Stunden zwischen 0,9 bis 1,06 p.u. (siehe Abb. A.15 d)). Die Absenkung von $u_{NVP, \max}$ auf 1,05 p.u. im Zeitraum zwischen 0:15 bis 5:15 Uhr erklärt sich unter Berücksichtigung des H0-SLPs. Hier ist die Last für den gesamten Tag am niedrigsten. Durch das weitere Senken der Last basierend auf dem offerierten DSM-Potenzial geht diese nahe gegen Null. Dies wiederum führt zu relativ gesehen langen „leerlaufenden“ Leitungen. Aufgrund des Ferranti Effekts kommt es dabei zu Überspannungen u. a. an den Knoten 49 und 58 (siehe Abb. 5.7).

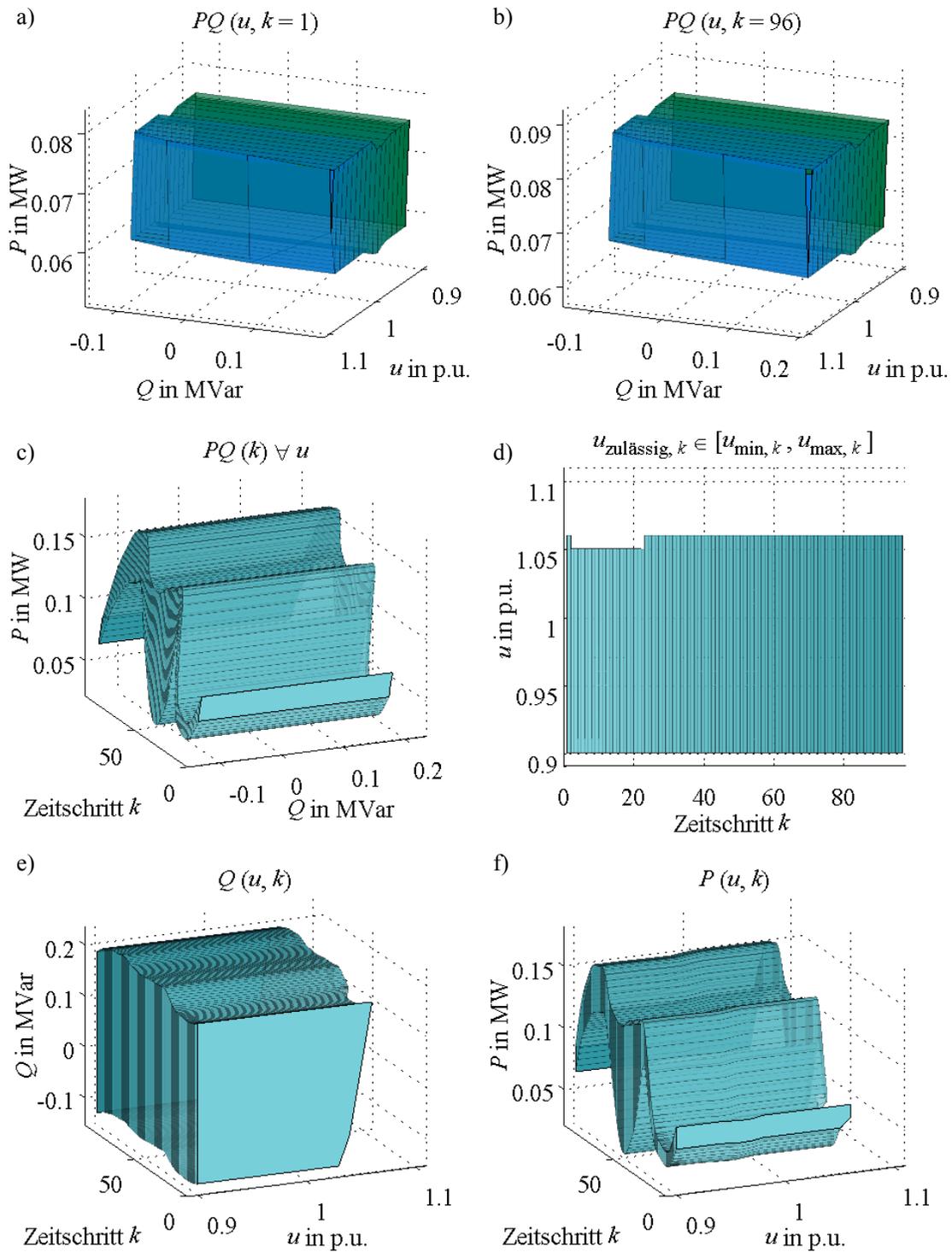


Abb. A.15: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des Referenznetzes ND3_NS im DACF für Szenario 10

C_i _MS $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des DACF-Prozesses

Beispielhaft für die Mittelspannung stellt Abb. A.17 den $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des Referenznetzes C_i _MS (siehe Abb. A.14) dar. Die lastseitigen Netzanschlussnehmer umfassen die unterlagerten Netze C_i _NS, ND1_MS, ND2_MS, ND3_MS sowie Gewerbe- und Industrielasten (siehe Tab. A.11). Als Einspeiser sind hier WKA, PV- und Biogasanlagen installiert (siehe Tab. A.17). Zur

besseren Verständlichkeit der Netzanschlussnehmerverteilung im Referenznetz ist das gesamte Netzbild für das Ci_MS in Abb. A.14 dargestellt. Im Vergleich der $PQu(t)$ -Kapabilitäten für $k = 1$ und $k = 96$ (siehe a) und b) in Abb. A.17) ist deutlich zu erkennen, dass sich diese vom PQu -Körper stark ähneln. Dabei ist die $PQu(t)$ -Kapazität für $k = 96$ um rund 10 MW bezogen auf die für $k = 1$ verschoben.

Angelehnt an der Beschreibung der Ergebnisse aus dem IDCF-Prozess werden im Folgenden die einzelnen Hüllflächenteilgrenzen der $PQu(t)$ -Kapazität am Bsp. des $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und e) für $k = 1$ erläutert. Abb. A.16 stellt die Frontansichten der $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und e) inklusive der Stützpunkte 1 bis 11 dar. Im Vergleich zum IDCF-Prozess ergibt sich für die $PQu(t)$ -Kapazität bei der Gesamtbetrachtung aufgrund des größeren Zeithorizonts eine zusätzliche Grenze, weshalb zwischen $SP3$ und $SP4$ noch $SP11$ liegt. Die Grenzen gleichen sich mit denen im IDCF-Prozess. Für die Teilgrenze $SP3$ nach $SP11$ ist ebenfalls der maximale Arbeitsbereich am NVP $S_{\max,NVP}$ erreicht. Während die Teilstrecke bis $SP4$ ($SP11$ - $SP4$) durch eine Überspannung am Knoten 7 definiert ist.

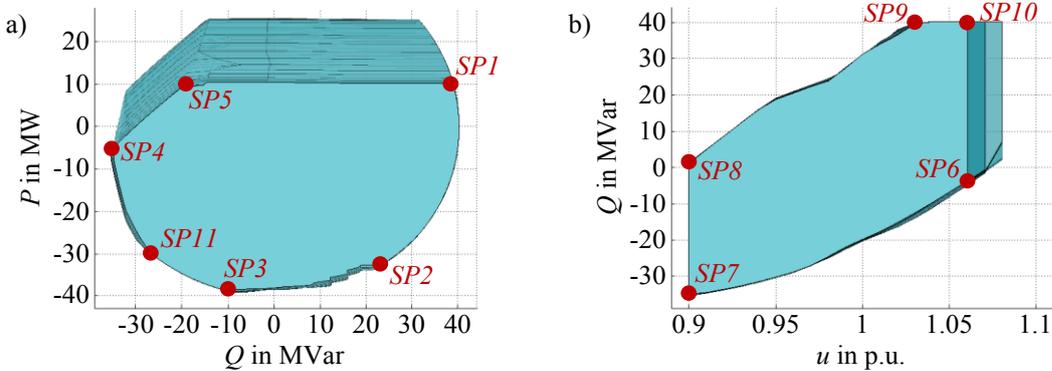


Abb. A.16: Frontansicht des a) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und b) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots e) für das Referenznetz Ci_MS des Szenarios 10 im DACF ($k = 1$)

Die Teilgrenzen für den $PQu(t)$ -Kapazität-Plot c) sind in Tab. A.22 zusammengefasst.

Tab. A.22: $PQ(k = 1) \forall u$ Teilgrenzen des Ci_MS für Szenario 10 im DACF-Prozess

SP	SP	Teilgrenze
1	2	max. Arbeitsbereich am NVP ($S_{\max,NVP} = 40$ MVA) erreicht
2	3	$i_{1-2} > i_{\text{zulässig}}$ auf der Leitung von Knoten 1 nach 2
3	11	max. Arbeitsbereich am NVP ($S_{\max,NVP} = 40$ MVA) erreicht
11	4	Spannungsbandverletzung: Überspannung am Knoten 7
4	5	Grenzen der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht
5	1	Grenzen der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht (max. Last bei Einspeisung = 0)

Die Teilgrenzen der Blindleistungsbetrachtung nach dem $PQu(t)$ -Kapazität-Plot e) decken sich mit der Analyse hinsichtlich des IDCF-Prozesses und sind in Tab. A.23 dargestellt.

Tab. A.23: $Q(k = l, u)$ Teilgrenzen des Ci_MS für Szenario 10 im DACF-Prozess

<i>SP</i>	<i>SP</i>	Teilgrenze
6	7	Spannungsbandverletzung: Überspannung am Knoten 7
8	9	Spannungsbandverletzung: Unterspannung am Knoten 6
9	10	max. Arbeitsbereich am NVP ($S_{\max, \text{NVP}} = 40 \text{ MVA}$) erreicht

Des Weiteren ist dem $PQu(t)$ -Kapazität-Plot d) zu entnehmen, dass die obere Spannungsgrenze zeitlich variiert. Der gesicherte Spannungsstellbereich am NVP liegt für den Tag von 0,9 bis 1,05 p.u. (siehe Abb. 5.13 d)).

Die obere Wirkleistungsgrenze in Abb. A.17 f) entspricht dem Segment **SP5 nach SPI**. Hier ist das Stellpotenzial der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht, d. h. maximale Last und keine Einspeisung. Folglich gleicht dessen zeitlicher Verlauf der Summenlast der Netzanschlussnehmer im Ci_MS. Während sich die untere Wirkleistungsgrenze je nach Zeitpunkt durch

- Grenzen der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht ($P_{\min} = P_{\Sigma \text{Erzeugung}} + P_{\Sigma \text{Last}}$ bei max. Erzeugung),
- bedingt $i_{1-2} > i_{\text{zulässig}}$ auf der Leitung von Knoten 1 nach 2,
- max. Arbeitsbereich am NVP ($S_{\max, \text{NVP}} = 40 \text{ MVA}$) erreicht

definiert. Es kann festgehalten werden, dass das innerhalb des Tages das maximale P bei rund 25 MW und das minimale P bei ca. -40 MW liegt. Dabei ist für den Spannungsbereich von $u = 0,9 \dots 1,05$ p.u. ein über den Tag gesichertes Wirkleistungsstellpotenzial am NVP von -25 bis 7 MW in Abb. A.17 f) abzulesen.

C30 HS $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des DACF-Prozesses

Die Netzanschlussnehmer im C30_HS umfassen die unterlagerten Mittelspannungsnetze Ci_MS, C30_MS1, C30_MS2, C30_MS3, Industrielasten (siehe Tab. A.15) sowie nach Tab. A.21 konv. Kraftwerke, WKA, und PV-Anlagen. Abb. A.19 bildet dessen $PQu(t)$ -Kapazität-Plot im DACF-Prozess für Szenario 10 ab. Es ist zu erkennen, dass sich die $PQu(t)$ -Kapazitäten für den Zeitschritt $k = 1$ und $k = 96$ (siehe a) und b) in Abb. A.19) ähneln, aber im Spannungsbereich für den NVP unterscheiden. Während für $k = 1$ ein Spannungsband von 0,9 bis 1,05 p.u. zulässig ist, kann zum Zeitpunkt $k = 96$ der komplette maximal mögliche Stellbereich genutzt werden (vgl. Abb. A.19 d)).

Angelehnt an der Beschreibung des IDCF-Prozesses (siehe Abschnitt 5.4.1) erfolgt hier eine Erläuterung der einzelnen Hüllflächenteilgrenzen der $PQu(t)$ -Kapazität am Bsp. des $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und e) für $k = 1$. Im Sinne der Vergleichbarkeit werden in Abb. A.18 die Frontansichten der $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und e) mit denselben Stützpunktbezeichnungen wie in Abb. 5.14 versehen. Somit entfallen in der Abbildung die Stützpunkte *SP4* und *SP7*. Obwohl sich die Fläche im Vergleich zu Abb. 5.14 von der Form her unterscheidet, sind die Grenzen zwischen den Stützpunkten dieselben.

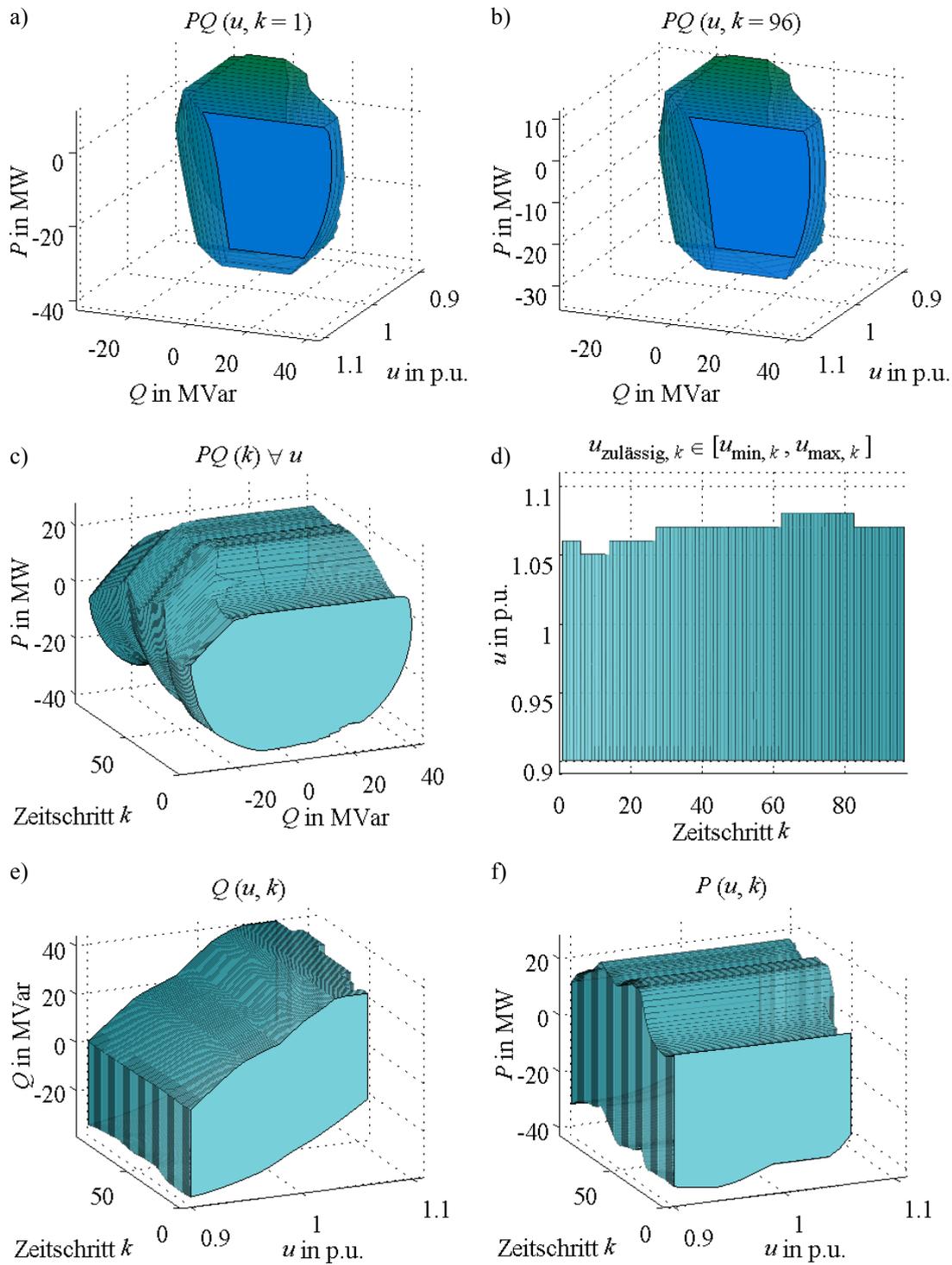


Abb. A.17: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für Referenznetz CiMS im DACF für Szenario 10

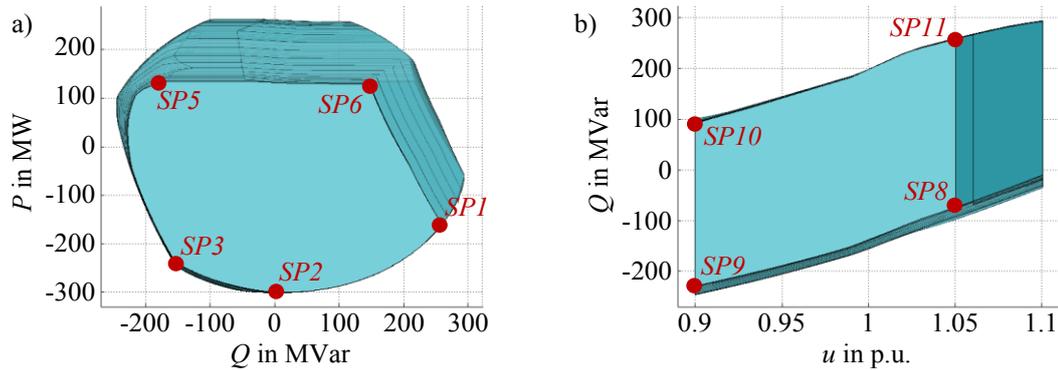


Abb. A.18: Frontansicht des a) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und b) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots e) des Referenznetzes C30_HS für Szenario 10 im DACF-Prozess ($k = 1$)

Die vorliegenden Teilgrenzen für den $PQu(t)$ -Kapazität-Plot c) fasst Tab. A.24 zusammen.

Tab. A.24: $PQ(k = 1) \forall u$ Teilgrenzen des C30_HS für Szenario 10 im DACF-Prozess

SP	SP	Teilgrenze
1	2	max. Arbeitsbereich am NVP ($S_{\max, \text{NVP}} = 300 \text{ MVA}$) erreicht
2	3	$i_{1-2} > i_{\text{zulässig}}$ auf der Leitung von Knoten 1 nach 2
3	5	Spannungsbandverletzung: Überspannung am Knoten 5
5	6	Grenzen der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht
6	1	Spannungsbandverletzung: Unterspannung am Knoten 5

Die Teilgrenzen der Blindleistungsbetrachtung des $PQu(t)$ -Kapazität-Plots e) sind identisch zu den beschriebenen aus dem IDCF-Prozess (siehe Abschnitt 5.4.1) und in Tab. A.25 zusammengefasst.

Tab. A.25: $Q(k = 1, u)$ Teilgrenzen des C30_HS für Szenario 10 im DACF-Prozess

SP	SP	Teilgrenze
8	9	Spannungsbandverletzung: Überspannung am Knoten 5
10	11	Spannungsbandverletzung: Unterspannung am Knoten 5

Dem $PQu(t)$ -Kapazität-Plot d) ist zu entnehmen, dass die obere Spannungsgrenze in den ersten 30 Zeitschritten stark variiert. Dabei kann für den ganzen Tag ein gesicherter Spannungsbereich am NVP von 0,9 bis 1,02 p.u. eingestellt werden (siehe Abb. A.19 d)).

Die Wirkleistungsgrenze in Abb. A.19 f) gleicht Segment **SP5 nach SP6**. Hier ist das Stellpotenzial der betrieblichen Freiheitsgrade erreicht, d. h. maximale Last und keine Einspeisung. Folglich entspricht dessen zeitlicher Verlauf der Summenlast der Netzanschlussnehmer im C30_HS. Die untere Wirkleistungsgrenze hingegen ist fast konstant. Somit ist über den ganzen Tag ein Wirkleistungstellpotenzial von -185 bis 100 MW garantiert. Mit einer geeigneten Spannungsadaption kann dieser Bereich auf -270 bis 100 MW vergrößert werden (siehe Abb. A.19 f)).

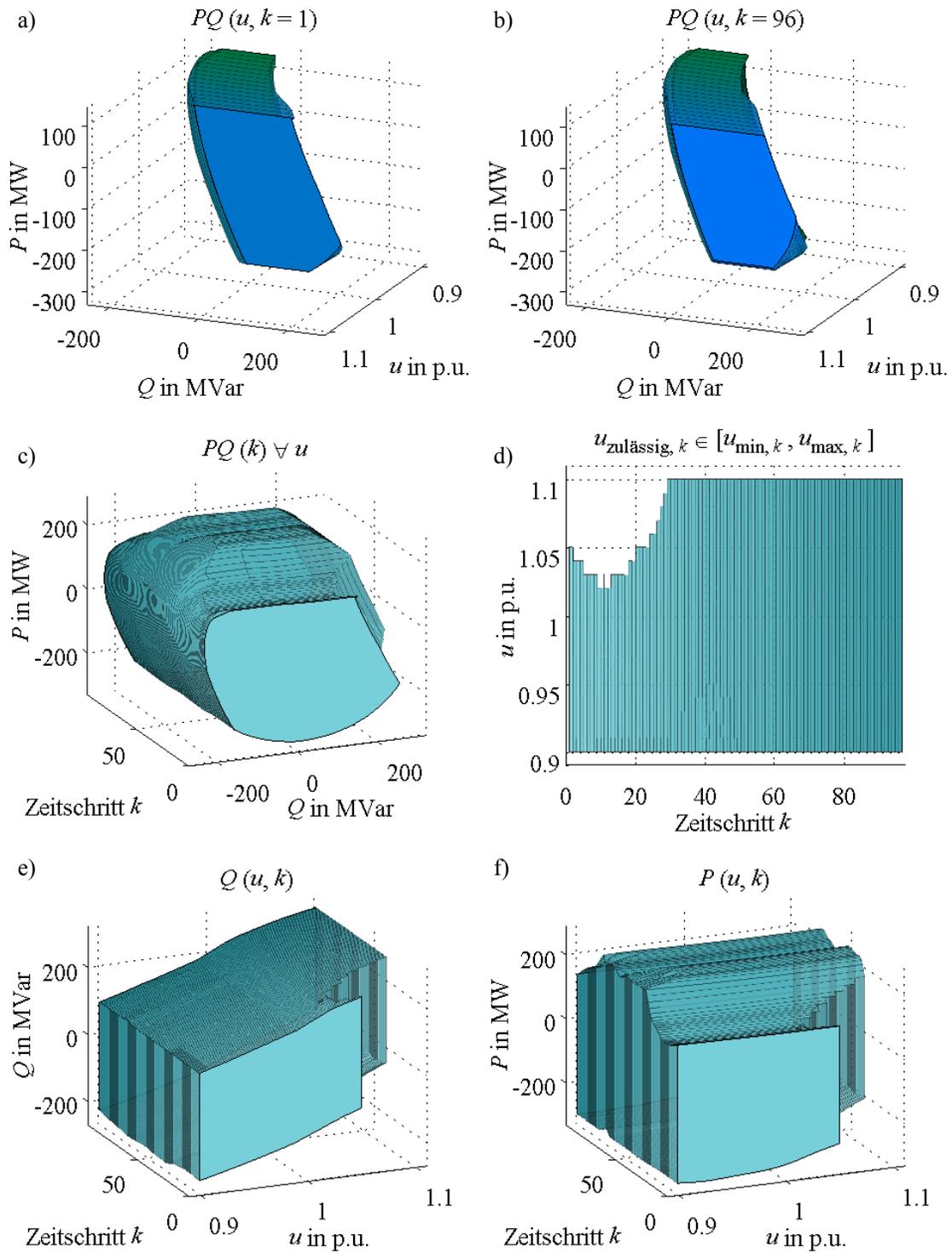


Abb. A.19: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für Referenznetz C30_HS3 im DACF für Szenario 10

B. Abkürzungsverzeichnis

ACE	Area Control Error
ANB	Anschlussnetzbetreiber
APÄ	Arbeitspunktänderung
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BIO	Biomasse-/-gasanlage
BSV	Bruttostromverbrauch
C30_HS	IEEE 30 Bus Test System Hochspannungsnetz (siehe Tab. 5.3)
C30_MS1	IEEE 30 Bus Test System Mittelspannungsnetz 1 (siehe Tab. 5.3)
C30_MS2	IEEE 30 Bus Test System Mittelspannungsnetz 2 (siehe Tab. 5.3)
C30_MS3	IEEE 30 Bus Test System Mittelspannungsnetz 3 (siehe Tab. 5.3)
Ci_MS	<i>Cigré Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources</i> Medium Voltage Distribution Network Benchmark European Configuration [161]
Ci_NS	<i>Cigré Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources</i> Low Voltage Distribution Network Benchmark European Configuration [161]
Cigré	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CE-OH	Continental European Operation Handbook
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
dena	Deutsche Energie-Agentur
DER	Decentralized Energy Resource
DRES	Decentralized Renewable Energy Source
DSI	Demand Side Integration
DSM	Demand Side Management
DSR, DR	Demand Side Response, Demand Response
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENTSO-E	European Transmission System Operator - Electricity
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
EZPS	Erzeugerzählpfeilsystem
FACTS	Flexible AC Transmission System
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft

GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GAS	Klär- und Deponiegas /-anlage
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktion
HGÜ, HVDC	Hochspannungsgleichstromübertragung
HöS, EHV	Höchstspannung
HS, HV	Hochspannung
IDCF	Intra-Day Congestion Forecast
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT, ICT	Informations- und Kommunikationstechnik
MRL	Minutenreserveleistung
MS, MV	Mittelspannung
NE	Netzebene
NS_ND1	Modellnetz 1 des Verbundvorhabens „Gesteuertes Laden V2.0“ [14]
NS_ND2	Modellnetz 2 des Verbundvorhabens „Gesteuertes Laden V2.0“ [14]
NS_ND3	Modellnetz 3 des Verbundvorhabens „Gesteuertes Laden V2.0“ [14]
NS, LV	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik /-anlage
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDL	Systemdienstleistung
SE	State Estimation
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung
TE	Technische Einheit
TP	Teilpaket
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB, TSO	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik
VNB, DSO	Verteilernetzbetreiber
VZPS	Verbraucherzählpfeilsystem
WA	Wasserkraft /-werk
WAP	Week Ahead Process
WKA	Windkraftanlage

C. Formelverzeichnis

Notation

Die im Rahmen dieser Arbeit genutzte Notation wird im Folgenden exemplarisch am Buchstaben „a“ beschrieben. Die Darstellung aller Variablen erfolgt anhand kursiver Buchstaben mit Serife (a). Eine Matrix wird mit einem fett geschriebenen Großbuchstaben gekennzeichnet (\mathbf{A}). Vektoren sind mittels einem fettgeschriebenen Kleinbuchstaben dargestellt (\mathbf{a}). Die Abbildung von skalaren Variablen erfolgt in physikalischen Größen als Groß- (A) und in bezogenen Größen als Kleinbuchstabe (a). Handelt es sich um eine komplexe Größe wird deren Variable unterstrichen dargestellt (\underline{a}). Des Weiteren gelte in dieser Arbeit $[A]_{A_{\min}}^{A_{\max}}$ als alternative Schreibweise für $[A_{\min}, \dots, A_{\max}]$.

Formelzeichen

ACE	Area Control Error
AP	Arbeitspunkt
c	Kostenvektor
δ	Polradwinkel
e	Polradspannung in p.u.
E	Energie
ε	Schwellenwert
Δf	Frequenzabweichung
h	Diskretisierungsschrittweite
\underline{I}	komplexer Strom
k	Zeitschritt
k_N	Netzkennzahl
l	Anzahl der Verbindungen bzw. Leitungen
λ	Schrittweitenfaktor
m	Anzahl der betrieblichen Freiheitsgrade
n	Anzahl der Knoten
N	Diskretisierungsgrad
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
ρ	Schwellenwert
R	Wirkwiderstand
s	Schrittweite
\underline{S}	Scheinleistung
t	Zeit
ΔT	betrachteter Zeithorizont
τ	Diskretisierungspunkt

\underline{U}	komplexe Knotenspannung
x	Rechenschritt
\underline{x}	Netzzustandsvektor
X	induktiver Widerstand
x_d	Synchrone Reaktanz in p.u.
w	Anzahl der unterlagerten Netze
\underline{Y}	Knotenadmittanzmatrix
z	Vektor der Wirk- und Blindleistungswerte der m betrieblichen Freiheitsgrade
z^*	Vektor der angepassten Wirk- und Blindleistungswerte der m betrieblichen Freiheitsgrade
ζ	Zielfunktion

Einheiten

A	Ampere, $[I] = A$
D	Tag, $[t] = D$
h	Stunde, $[t] = h$
Hz	Hertz, $[f] = Hz$
p.u.	per unit, Einheit für bezogene Größen
V	Volt, $[U] = V$
VA	Voltampere, $[S] = VA$
VAr	Voltampere reaktiv, $[Q] = VAr$
W	Watt, $[P] = W$
Wh	Wattstunde, $[E] = Wh$

D. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abb. 1.1: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate installierter EE-Anlagenleistung von Ende 2009 bis 2014 nach [9]	1
Abb. 1.2: Installierte Summenleistung in GW je EE-Typ und Netzebene für Deutschland (basierend auf den Daten aus [10] Stand November 2014)	2
Abb. 1.3: Mögliche Konstellationen der Netzzuständigkeiten bzw. -betreiber [21]	3
Abb. 2.1: Zeitbereiche des Netzbetriebs in Anlehnung an [16], [32]	6
Abb. 2.2: Zustandsdiagramm der heutigen Netzbetriebsführung [16], [33]	7
Abb. 2.3: Sequenzdiagramm der Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit nach [16], [30], [33]	9
Abb. 2.4: Interaktion zwischen den einzelnen Akteuren exemplarisch für ÜNB _I - VNB _{I,1} - VNB _{II,1} - Anbieter (abgeleitet aus den bestehenden Gesetzen, Verordnungen, Normen und technischen Richtlinien sowie Expertenbefragungen)	11
Abb. 3.1: Ergebnisse der Potenzialrecherche hinsichtlich Wirkleistung (Zuordnung der untersuchten Studien entsprechend Tab. 3.20)	32
Abb. 3.2: Ergebnisse der ausgewiesenen Potenziale je Studie für Deutschland	34
Abb. 3.3: Blindleistungspotenzial am 380/110-kV-Transformator eines 110-kV-Verteilernetzes mit in einer Schwachlastphase für das Jahr 2020 im VZPS nach [89]	34
Abb. 3.4: Theoretisches Blindleistungspotenzial je Netzebene für Deutschland nach [10]	36
Abb. 3.5: Theoretisches Blindleistungspotenzial Deutschlands je Netzebene für 2030	36
Abb. 4.1: Prinzip der Vorgabe von Sollwerten für P , Q und u beim zentralistischen Ansatz	40
Abb. 4.2: Prinzip der Vorgabe von Sollwerten für P , Q und u beim hierarchischen Ansatz	42
Abb. 4.3: Systemdienstleistungen in Anlehnung an [20]	45
Abb. 4.4: Systemkonstellation und -architektur aus Sicht VNB _{II,1}	46
Abb. 4.5: Signalfluss Beschaffungsprozess	47
Abb. 4.6: Signalfluss im Intra-Day Bereich	47
Abb. 4.7: Zentralistischer Ansatz für Leistungs-Frequenz-Regelung unter ein Bezug des ANB	48
Abb. 4.8: Hierarchische Umsetzung von P , Q und u Sollwerten beim Vertikalen Netzbetrieb	49
Abb. 4.9: Zeitliche Einordnung der Maßnahme hinsichtlich ihrer Allokation und dem physikalischen Phänomen sowie der aktiven Beteiligung der Netzbetreiber	50
Abb. 4.10: Schematische Darstellung von Wirkleistungsfahrplänen zwischen Netzbetreibern	52
Abb. 4.11: Systemzustände nach [126]	53
Abb. 4.12: Modellierung der PQ -Kapazität	54
Abb. 4.13: Zeitliche Abhängigkeit der $PQ(t)$ -Kapazität	55
Abb. 4.14: WSCC 9 Bus System	55
Abb. 4.15: Begrenzung der PQ -Kapazität im VZPS	56
Abb. 4.16: Begrenzung der PQu -Kapazität	56
Abb. 4.17: PQ -Kapazität für $u = 0,9$ p.u. (grün) und $u = 1,1$ p.u. (blau)	57
Abb. 4.18: PQu -Körper inklusive Ansichten	58
Abb. 4.19: Prinzipielle Darstellung der $PQu(t)$ -Kapazität	58
Abb. 4.20: Zeitliche Einordnung der Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität	59
Abb. 4.21: Darstellung einer a) Kugel versus eines b) PQu -Körpers	60

Abb. 4.22: Gegenüberstellung möglicher Varianten der Punkteverbindung zu einer äußeren Grenze	61
Abb. 4.23: Ausschnitt: Ablauf der P - und Q -Grenzen Ermittlung	64
Abb. 4.24: Bottom-Up Ansatz für die Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität des Gesamtsystems	65
Abb. 4.25: Ablauf der Ermittlung der $PQu(t)$ -Kapazität für alle Netzebenen.....	65
Abb. 4.26: Neuberechnung z^* für den Zeitschritt k	69
Abb. 4.27: Schematische Darstellung des Top-Down Ansatzes für die Arbeitspunktänderung am Beispiel einer angefragten Wirk- und Blindleistungsanpassung seitens $VNB_{I,1}$ an $VNB_{II,1}$ (rote Fläche entspricht der PQ -Kapazität des $VN_{II,1}$ für $u = 1$ p.u. am NVP)	69
Abb. 4.28: Ablauf: Arbeitspunktanpassung am Bsp. Anforderung seitens ÜNB	70
Abb. 4.29: Einbettung des Modules zur Berechnung der $PQu(t)$ -Kapazität in ein Netzleitsystem.....	70
Abb. 4.30: Ausschnitt: Ablauf des Abrufs und Datenaufbereitung	71
Abb. 4.31: Darstellung der Arbeitspunktänderung am Beispiel einer Leitungsüberlastung im $VN_{I,1}$	72
Abb. 5.1: Modulare Zusammensetzung des Gesamtsystems.....	75
Abb. 5.2: Referenznetz Hoch- und Mittelspannung in Anlehnung an IEEE 30 Bus Test System [157]	76
Abb. 5.3: Referenznetz Mittelspannung Cigré Benchmark System European Configuration [161].....	77
Abb. 5.4: Referenznetz Niederspannung Cigré Benchmark System European Configuration residential [161].....	77
Abb. 5.5: Referenznetz Niederspannung Modellnetz 1 nach [14].....	78
Abb. 5.6: Referenznetz Niederspannung Modellnetz 2 nach [14].....	78
Abb. 5.7: Referenznetz Niederspannung Modellnetz 3 nach [14].....	79
Abb. 5.8: Typtage Last nach [164], [165].....	83
Abb. 5.9: Typtage PV-Einspeisung nach [166]	83
Abb. 5.10: Typtage WKA-Einspeisung nach [167].....	84
Abb. 5.11: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot des Referenznetzes ND3_NS im IDCF für Szenario 10	87
Abb. 5.12: Frontansicht des a) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und b) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots e) des Referenznetzes Ci_MS für Szenario 10 im IDCF-Prozess ($k = 1$)	88
Abb. 5.13: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für Referenznetz Ci_MS im IDCF für Szenario 10.....	90
Abb. 5.14: Frontansicht des a) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und b) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots e) des Referenznetzes C30_HS für Szenario 10 im IDCF-Prozess ($k = 1$)	91
Abb. 5.15: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für Referenznetz C30_HS3 im IDCF für Szenario 10	92
Abb. 5.16: Beispielhafte Darstellung der relativen Häufigkeit einer $PQu(t)$ -Kapazität $\forall u, k$	94
Abb. 5.17: Gegenüberstellung der relativen Häufigkeit der $PQu(t)$ -Kapazität $\forall u, k$ der betrachteten Szenarien für die Referenznetze a) Ci_NS, b) ND1_NS, c) ND2_NS und d) ND3_NS	95
Abb. 5.18: Gegenüberstellung der relativen Häufigkeit der $PQu(t)$ -Kapazität $\forall u, k$ der betrachteten Szenarien für die Referenznetze a) Ci_MS, b) C30_MS1, c) C30_MS2 und d) C30_MS3	96
Abb. 5.19: Relative Häufigkeit der $PQu(t)$ -Kapazität $\forall u, k$ der betrachteten Szenarien für C30_HS.....	98
Abb. 5.20: Grenzwertverletzung auf Leitung von Knoten 5 nach 7 im C30_HS	99

Abb. 5.21: C30_HS $PQu(k = 8)$ -Kapabilität-Plot des Szenarios 10 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz).....	100
Abb. 5.22: Ci_MS $PQu(k = 8)$ -Kapabilität-Plot des Szenarios 10 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz).....	101
Abb. 5.23: ND3_NS $PQu(k = 8)$ -Kapabilität-Plot des Szenarios 10 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz).....	101
Abb. 5.24: C30_HS $PQu(k = 8)$ -Kapabilität-Plot des Szenarios 11 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz).....	102
Abb. 5.25: Ci_MS $PQu(k = 8)$ -Kapabilität-Plot des Szenarios 11 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz).....	103
Abb. 5.26: ND3_NS $PQu(k = 8)$ -Kapabilität-Plot des Szenarios 11 (alter Arbeitspunkt rotes Kreuz, neuer Arbeitspunkt grünes Kreuz).....	104
Abb. 6.1: Darstellung einer exemplarischen $PQu(t)$ -Kapabilität für den Zeitschritt $k = 10$	109
Abb. 6.2: Systemzustandsabhängige PQ -Kapabilität nach [129].....	110
Abb. 6.3: Sequenzdiagramm nach [129].....	110
Abb. 6.4: Einführung Sensitivitätsbereiche am Bsp. der $PQu(u=1 \text{ p.u.}, t_0)$ -Kapabilität für Verteilernetze mit horizontalen Kopplungen von einem oder mehreren VNBs mittels AC- oder DC-Verbindungen.....	111
Abb. A.1: u - Q/P_{\max} -Profile für kontinentaleuropäische synchrone und nichtsynchrone Erzeugungsanlagen nach [175].....	129
Abb. A.2: P - Q/P_{\max} -Profil für kontinentaleuropäische nichtsynchrone Erzeugungsanlagen nach [175].....	130
Abb. A.3: Varianten der Mindestanforderungen zur netzseitigen Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungseinheiten nach [30] im Vergleich....	130
Abb. A.4: Varianten der einzuhaltenden P - Q -Diagramm nach [170].....	131
Abb. A.5: P - Q -Diagramm eines Synchrongenerators inkl. Arbeitsbereich in Anlehnung an [25], [131], [177].....	132
Abb. A.6: Arbeitsbereich einer a) PV-Anlage und b) WKA.....	134
Abb. A.7: Arbeitsbereich a) Industrielast sowie b) Haushalt und GHD.....	134
Abb. A.8: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Wasserkraftwerke je Netzbetreiber und Netzebene.....	140
Abb. A.9: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Windkraftanlagen je Netzbetreiber und Netzebene.....	140
Abb. A.10: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Photovoltaikanlagen je Netzbetreiber und Netzebene.....	141
Abb. A.11: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Biomasse-/gasanlagen je Netzbetreiber und Netzebene.....	141
Abb. A.12: Aufschlüsselung relativer Anschlussleitungen für Klär- und Deponiegasanlagen je Netzbetreiber und Netzebene.....	142
Abb. A.13: Zubau EE-Anlagen versus Abnahme konv. Kraftwerke von für das Referenzszenario 2013, Szenario B 2025 und Szenario B 2035 nach [99].....	142
Abb. A.14: Vollständiges Netzbild für Referenznetz Ci_MS abgeleitet aus [114], [161].....	145
Abb. A.15: $PQu(t)$ -Kapabilität-Plot des Referenznetzes ND3_NS im DACF für Szenario 10 ...	147
Abb. A.16: Frontansicht des a) $PQu(t)$ -Kapabilität-Plots c) und b) $PQu(t)$ -Kapabilität-Plots e) für das Referenznetz Ci_MS des Szenarios 10 im DACF ($k = 1$).....	148
Abb. A.17: $PQu(t)$ -Kapabilität-Plot für Referenznetz CiMS im DACF für Szenario 10.....	150

Abb. A.18: Frontansicht des a) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots c) und b) $PQu(t)$ -Kapazität-Plots e) des Referenznetzes C30_HS für Szenario 10 im DACF-Prozess ($k = 1$)	151
Abb. A.19: $PQu(t)$ -Kapazität-Plot für Referenznetz C30_HS3 im DACF für Szenario 10	152
Tab. 3.1: Realisierbare Lastmanagementpotenziale bei energieintensiven Prozessen [70]	17
Tab. 3.2: Abschaltbare Leistung und Energie [73]	18
Tab. 3.3: Theoretisches DSI-Potenzial nach Verbrauchergruppen [71]	19
Tab. 3.4: Technisch nutzbares DSI-Potenzial nach Verbrauchergruppen [71]	19
Tab. 3.5: Ausgewiesene Einzelpotenziale des Hauptteils der dena-Netzstudie II [75]	20
Tab. 3.6: Ausgewiesene Einzelpotenziale des Anhangs B der dena - Netzstudie II [75]	21
Tab. 3.7: Ausgewiesene DSM-Potenziale der dena-Verteilnetzstudie [77]	23
Tab. 3.8: Übersicht über mögliche DSM-Flexibilitäten nach [79]	24
Tab. 3.9: Übersicht der DSM-Potenziale [80]	24
Tab. 3.10: Ausgewiesene DSM-Potenziale und Verfügbarkeiten für das Szenario „BAU“ [81]	25
Tab. 3.11: Ausgewiesene DSM-Potenziale und Verfügbarkeiten für das Szenario „DSM/DR“ [81]	26
Tab. 3.12: Durchschnittliche DSM-Potenziale pro Sektor und Szenario [81]	26
Tab. 3.13: Ausgewiesene DSM-Potenziale im Haushalt in GW laut [83]	27
Tab. 3.14: Durchdringung typischer Verbrauchseinheiten für Szenario 2030	27
Tab. 3.15: Datenbasis und Ergebnisse [85]	28
Tab. 3.16: DSM-Potenziale im Haushaltssektor nach [86]	29
Tab. 3.17: DSM-Potenziale im Gewerbesektor nach [86]	29
Tab. 3.18: Maximales Lastverlagerungspotenzial nach [87]	30
Tab. 3.19: DSM-Potenziale der Sektoren nach [88]	31
Tab. 3.20: Legende der untersuchten Quellen	33
Tab. 3.21: Maximale Verschiebungsfaktoren für MS- und NS-Netze	35
Tab. 3.22: Maximale Verschiebungsfaktoren je Erzeugungsanlagengröße nach [97]	36
Tab. 3.23: Ausgewiesene Wirkleistungsstellpotenziale der Studien nach Mittelwert und Median	37
Tab. 4.1: Beispiele für Trends die IKT, P -Regelung und U/Q -Regelung bei ÜNBs und VNBs betreffen	38
Tab. 4.2: Qualitative Stärken-Schwächen-Betrachtung	44
Tab. 4.3: Qualitative Stärken-Schwächen-Betrachtung des Vertikalen Netzbetriebs	51
Tab. 4.4: Angepasste Stellpotenziale des WSCC 9 Bus System	55
Tab. 4.5: Gegenüberstellung möglicher Vorgehensmodelle	61
Tab. 5.1: Kategorisierung der abgebildeten Netzanschlussnehmer	73
Tab. 5.2: Zeitliche Abbildung minimaler und maximaler Wirk- und Blindleistungsgrenzen des Arbeitsbereichs je betrieblichen Freiheitsgrad	74
Tab. 5.3: Übersicht der verwendeten Referenznetze	79
Tab. 5.4: Lastverteilung je Sektor und Netzebene	80
Tab. 5.5: Lastverteilung je Sektor, unterlagerter Netze und Netzebene	80
Tab. 5.6: Prozentuale Verteilung der DSM-Potenziale nach Abschnitt 3.4 je Sektor	81
Tab. 5.7: Installierte EE-Anlagenleistung in MW je Typ und Netzebene für 2014 nach [10]	81
Tab. 5.8: Installierte EE-Anlagenleistung in MW je Typ und Netzebene für 2030	82

Tab. 5.9: Relative installierte EE-Anlagenleistung je EE-Typ und Netz für 2030	82
Tab. 5.10: Übersicht betrachtete Szenarien	84
Tab. A.1: Lasten der betrachteten Regionen je Szenario	125
Tab. A.2: Last für Süddeutschland und Deutschland nach Regionenmodell „Stromtransport 2013“	126
Tab. A.3: In Smart Nord [84] angenommene Technische Einheiten, deren durchschnittliche Leistung und Durchdringung	127
Tab. A.4: Gleichzeitigkeits- und Korrekturfaktoren in Anlehnung an [174].....	127
Tab. A.5: Kategorisierung der Anlagen Signifikanz nach [175] für Kontinentaleuropa	129
Tab. A.6: Höchstentnahmelast Thüringer Energienetze [162]	135
Tab. A.7: Verteilung der Lasttypen im Ci_NS	136
Tab. A.8: Verteilung der Lasttypen im ND1_NS	136
Tab. A.9: Verteilung der Lasttypen im ND2_NS	136
Tab. A.10: Verteilung der Lasttypen im ND3_NS	137
Tab. A.11: Verteilung der Lasttypen und unterlagerter w Netze im Ci_MS	137
Tab. A.12: Verteilung der Lasttypen und w unterlagerter Netze im C30_MS1	138
Tab. A.13: Verteilung der Lasttypen und w unterlagerter Netze im C30_MS2	138
Tab. A.14: Verteilung der Lasttypen und w unterlagerter Netze im C30_MS3	138
Tab. A.15: Verteilung der Lasttypen und unterlagerter w Netze im C30_HS	139
Tab. A.16: Erzeugungsleistung Erneuerbare Energien für 2015 und 2030 in GW	143
Tab. A.17: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für Ci_MS	143
Tab. A.18: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für C30_MS1	143
Tab. A.19: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für C30_MS2	144
Tab. A.20: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für C30_MS3	144
Tab. A.21: Installierte EE-Anlagenleistung je Knoten für C30_HS.....	144
Tab. A.22: $PQ(k = l) \forall u$ Teilgrenzen des Ci_MS für Szenario 10 im DACF-Prozess	148
Tab. A.23: $Q(k = l, u)$ Teilgrenzen des Ci_MS für Szenario 10 im DACF-Prozess	149
Tab. A.24: $PQ(k = l) \forall u$ Teilgrenzen des C30_HS für Szenario 10 im DACF-Prozess	151
Tab. A.25: $Q(k = l, u)$ Teilgrenzen des C30_HS für Szenario 10 im DACF-Prozess	151