

# **Netzsicherheitsmanagement in Verteilnetzen mit Redispatch und weiteren Flexibilitätsoptionen**

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen  
zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Ingenieurwissenschaften  
genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Tom Kulms, M.Sc.  
aus Aachen

Berichter: Univ.-Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig  
Univ.-Prof. Antonello Monti, Ph.D.

Tag der mündlichen Prüfung: 04.09.2024

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten  
der Universitätsbibliothek online verfügbar.



## Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während und nach meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik (IFHT, 2014-2019) und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW, 2019-2020) der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule in Aachen.

Ich danke Herrn Prof. Andreas Ulbig für die Betreuung meiner Dissertation, das mir entgegen gebrachte Vertrauen und zahlreiche fachliche Diskussionen, die wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Großer Dank gilt auch Prof. Antonello Monti für die Übernahme des Korreferats. Weiterhin möchte ich Prof. Armin Schnettler meinen Dank aussprechen für die anfängliche Betreuung der Arbeit und seine Impulse bei der Themenfindung. Mein Dank gilt außerdem Prof. Andrei Vescan und Prof. Janina Fels für die Übernahme des Vor- bzw. Beisitzes meiner Promotionsprüfung.

Eine zentrale Stütze für das Gelingen dieser Arbeit war das kollegiale, von einer starken Gemeinschaft und konstruktivem Austausch geprägte Umfeld an beiden Instituten. Ein besonderer Dank gilt daher allen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen für die anregenden inhaltlichen Diskussionen, insbesondere in den Teams „Dezentrale Energiesysteme“, „Netzplanung und -betrieb“ sowie der Forschungsgruppe „Netzbetrieb und Digitalisierung“. Neben der fachlichen Ebene war auch das Miteinander am Institut und zahlreiche Aktivitäten außerhalb des Instituts ein Grundstein dieser Arbeit und vieler Freundschaften. Besonders danken möchte ich Carlo Schmitt für die regen Gedankenaustausche zum methodischen Teil der vorliegenden Arbeit sowie Marcel Kurth und Thomas Offergeld für die Durchsicht der schriftlichen Ausfertigung dieser Arbeit und wertvollen Kommentare. Darüber hinaus danke ich allen Studierenden, die ich im Rahmen von Abschluss- sowie studentischen Hilfsarbeiten betreuen durfte.

Herzlich danken möchte ich meiner ganzen Familie, die Zeit meines Lebens für mich da war, mir meinen Lebensweg ermöglicht und mich auf diesem bedingungslos unterstützt hat. Ich bedanke mich bei allen Freunden für den Zuspruch und die stete Motivation im Verlauf dieser Arbeit.

Mein größter Dank gilt meiner Frau Katrin für ihre Geduld, ihren Rückhalt und die stetige Ermutigung in den letzten Jahren. All die Spät- und Wochenendschichten, die in diese Arbeit auch nach meiner Institutszeit geflossen sind, waren eine lange Prüfung, die uns viele gemeinsame Stunden gekostet hat. Der Abschluss dieses Kapitels ist unser gemeinsamer Erfolg und der Eintritt in ein neues Kapitel, mit mehr Zeit für uns und weitere wichtige, bereichernde Dinge im Leben.



# Kurzfassung

## Motivation, Ziel und Aufgabenstellung der Arbeit

Der Transformationsprozess der Energieversorgung in ein klimaneutrales System ist Treiber des flächendeckenden Ausbaus emissionsarmer, elektrischer Erzeugungsanlagen und der zunehmenden Elektrifizierung weiterer Energiesektoren. Die Folge ist ein stetiger Zuwachs an installierter Leistung meist in elektrischen Verteilnetzen angeschlossener Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen. Ferner resultieren aus der volatilen Stromerzeugung und den betrieblichen Freiheitsgraden flexibler Verbrauchs- und Speicheranlagen veränderte Nutzungsmuster der Netzinfrastruktur. Die sukzessiv steigende Auslastung der Verteilnetze verstärkt den Bedarf, den sicheren Netzbetrieb unter Einsatz markt- und netzbezogener Maßnahmen zu gewährleisten sowie Wechselwirkungen zwischen Spannungsebenen durch netzebenen-übergreifende Koordination zu beachten. Neben dem in Deutschland regulierten Zugriff des Netzbetreibers auf Erzeugungs- und Speicheranlagen, der als marktbezogene Maßnahme ab einer Mindestanlagenleistung verfügbar ist, rücken zunehmend marktbasierende Zugriffskonzepte für Anlagen unterhalb der Mindestschwelle und Verbrauchsanlagen in den Fokus, welche bislang unzugänglich sind und hochgradig individuelle Abrufkosten aufweisen.

Das Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines Frameworks zur Simulation und quantitativen Bewertung des Netzsicherheitsmanagements in Verteilnetzen mit Zugriff auf bewährte, marktbezogene Maßnahmen sowie mit erweitertem Zugriff auf bislang unerschlossene flexible Anlagentypen. Zentrale modelltechnische Anforderungen sind die Beachtung anlagenbetrieblicher Restriktionen und Abbildung netzbezogener Maßnahmen wie Regel-Transformatoren und Blindleistungsmanagement. Während in der Niederspannung praktische Lösungsansätze im Aufbau sind, herrscht insbesondere auf höheren Netzebenen weiterer Forschungsbedarf. Der Verfahrensschwerpunkt liegt daher auf Mittel- und Hochspannungsnetzen, deren Simulation zur Erfassung relevanter Wechselwirkungen netzebenen-übergreifend nachzubilden ist. Weitere Kernanforderung ist die Modellierung des Anlagenbetriebs involvierter Akteure, sodass die in Forschungsarbeiten oft vereinfacht abgebildeten Opportunitätskosten für Eingriffe in Anlagenfahrpläne, sowie auch die veränderte Netznutzung durch bewährte und neuartige Anlagenbetriebsstrategien berücksichtigt werden.

## Wesentliche wissenschaftliche Beiträge der Arbeit

Abgrenzend zum Stand der Technik, befähigt das entwickelte Verfahren Anwender erstmalig, Hochspannungsnetze einschließlich mehrerer unterlagerter Mittelspannungsnetze sowie dem Anlagenbetrieb zu simulieren und modellendogen

Wechselwirkungen zu analysieren. Dies ermöglicht eine agentenbasierte, modulare Verfahrensarchitektur, welche im Zuge einer Parallelisierung von Berechnungsprozessen eine verteilte Simulation erlaubt. Unter Nutzung des Hochleistungsrechners der RWTH Aachen wird das skalierbare Verfahren exemplarisch auf das Hochspannungsnetz einer Windausbauregion mit 42 unterlagerten Mittelspannungsnetzen systematisch für 12 kombinierte Varianten von Anlagen- und Netzbetriebsszenarien angewendet. Der Verfahrensablauf berücksichtigt regulatorische Prozesse und Priorisierungsgrundsätze der Interaktion zwischen Netzbetreibern. Die Netzsicherheitsrechnungen und Maßnahmendimensionierung werden je Netz modular realisiert, wobei limitierende Anforderungen an den Wirk- und Blindleistungsaustausch der Netzschnittstellen abgebildet werden können. Anlagenseitig werden Verbraucher der Sektoren Wohngebäude, Gewerbe und Industrie, sowie installierte Großanlagen (Wärmeleistungswerke, volatile Erzeugung- und Speicheranlagen, Elektrolyseure, Großwärmepumpen) des Versorgungsgebietes modelliert. Es wird ein eigenverbrauchsoptimierter Betrieb der Verbraucher mit statischen bzw. dynamischen Stromtarifen und ein marktoptimierter Betrieb der verbrauchernahen Anlagen als Anlagenverbund simuliert. Die entwickelten Optimierungsmodelle des Anlagen- und Netzbetriebs basieren auf Verfahren der gemischt-ganzzahlig linearen Programmierung, wobei der Netzbetriebsalgorithmus angelehnt an die Newton- Methode als iterativ-approximatives Verfahren mit einer Schrittweitenbegrenzung erfolgt.

Auf Ebene des Anlagenbetriebs zeigt sich ein hohes ökonomisches Potenzial, die Versorgungskosten der Akteure durch eine stärkere Marktkopplung erheblich zu reduzieren (dynamische Stromtarife und auch im Verbundbetrieb). Beide Betriebsweisen verursachen eine erhöhte Netzbelastung und erfordern vor allem im Mittelspannungsbereich die Ergreifung zusätzlicher Maßnahmen (Netzbetrieb und -ausbau). Die Netzintegrationskosten gebäudebezogener Flexibilitätsoptionen (insbesondere Speicher, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) können hierbei in dieser Spannungsebene um bis zu 25 % reduziert werden, wenn die Technologien flexibel in die Netzbetriebsführung eingebunden werden. Die Engpassbehebungskosten im betrachteten Hochspannungsnetz können bei netzbetrieblicher Nutzung von Flexibilitäten um bis zu 16 % reduziert werden, wobei im Mittelspannungsnetz installierte Flexibilitätsoptionen bis zu 9 % zur potenziellen Kostensenkung beitragen. Im Hochspannungsbereich zeigt sich zudem ein signifikantes Potenzial zur Minderung der Engpassbehebungskosten im Fall einer reduzierten Vorhaltung von Sicherheitsreserven in erzeugungsdominierten Netznutzungsfällen (Lockerung (n-1)-Sicherheit). Ferner zeigt die Modellierung und Analyse des Wirk- und Blindleistungsaustauschs an der Netzschnittstelle Hoch- und Mittelspannung, dass die Einhaltung zulässiger Grenzwerte nach aktuellen Anwendungsrichtlinien in Einzelfällen zu Redispatch in der Mittelspannung führen kann.

# Abstract

## Motivation, Goal and Task of the Dissertation

The process of transforming the energy supply into a climate-neutral system is driving the widespread expansion of low-emission electrical generation plants and the increasing electrification of other energy sectors. The result is a steady increase in the installed capacity of generation, consumption and storage systems, most of which are connected to electrical distribution grids. Furthermore, volatile electricity generation and the operational degrees of freedom of flexible consumption and storage systems result in changing usage patterns of the grid infrastructure. The successively increasing utilization of the distribution grids enhances the need to ensure secure grid operation using market and grid-related measures. Continuously, interactions between voltage levels must also be coordinated across grid levels. In addition to the grid operator's regulated access to generation and storage systems (as a "market-based measure") above a fixed minimum installed plant capacity, new market-based control concepts are attracting attention. The subject of these concepts are mostly generation plants below the minimum threshold and consumption units that were previously inaccessible and whose access costs are highly individual.

The aim of this work is therefore to develop a framework for the simulation and quantitative evaluation of grid security management in distribution grids with access to established, market-based measures, as well as with extended access to unused flexible system types. Central modeling requirements are the consideration of system operational restrictions and the mapping of grid-related measures such as regulating transformers and reactive power management. While practical solutions are being developed for low voltage, there is a particular need for further research at higher grid levels. The process focus is therefore on medium and high-voltage grids, the simulation of which must be simulated across all grid levels in order to assess relevant interactions. Another core requirement is the modeling of the system operation of the actors involved, so that the opportunity costs for interventions in system schedules, which are often depicted in a simplified form in research work, as well as the changed grid usage due to proven and innovative system operation strategies are taken into account.

## Major Scientific Contributions

In contrast to the state of the art, the method developed enables users for the first time to simulate real-scale high-voltage grids, including the underlying medium-voltage grids and system operation, and to analyze model-endogenous interactions. This enables an agent-based, modular process architecture, which allows a

distributed simulation in the course of a parallelization of calculation processes. Using the high-performance computer at RWTH Aachen University, the scalable method is systematically applied to the high-voltage grid of a wind expansion region with 42 subordinate medium-voltage grids for 12 combined variants of system and grid operation scenarios. The procedure takes into account regulatory processes and prioritization principles of interaction between grid operators. The grid security calculations and dimensioning of measures are realized modularly for each grid, whereby limiting requirements for the active and reactive power exchange of the grid interfaces can be mapped. On the system side, consumers from all sectors (residential, commercial, industrial) and installed large-scale systems (thermal power plants, volatile generation and storage systems, electrolyzers, large heat pumps) in the supply area are modeled. A self-consumption-optimized operation of the consumers with static or dynamic electricity tariffs and a market-optimized operation of the consumer-related systems as a system network are simulated.

At the level of system operation, there is a high economic potential to significantly reduce the supply costs of the players through stronger market coupling (dynamic electricity tariffs and also in interconnected operation). Both operating scenarios cause an increased grid load and require additional measures to be applied (grid operation and expansion), particularly in the medium-voltage grids. The grid integration costs of building-related flexibility options (in particular storage, heat pumps, electric vehicles) can be reduced by up to 25 % at this voltage level if the technologies are flexibly integrated into the grid operation management. The congestion costs in the exemplarily considered high-voltage grid scenario can be reduced by up to 16 % if flexibilities are used in grid operation, with flexibility options installed in the medium-voltage grid contributing up to 9 % to the potential cost reduction. There is strong potential in the high-voltage grid by relaxing the (n-1) security requirement: Abandoning (n-1) security for generation volumes of renewable energy while maintaining (n-1) security for connected consumers reduces the congestion management costs here by up to 77%. Furthermore, the modeling and analysis of active and reactive power exchange at the high and medium voltage grid interface shows that compliance with permissible limit values according to current application guidelines can lead to redispatch in the medium voltage in individual cases.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b> .....	<b>iii</b>
<b>Kurzfassung</b> .....	<b>v</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>vii</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>ix</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivation und Hintergrund .....	1
1.2 Stand der Forschung.....	7
1.3 Zielsetzung und wissenschaftlicher Beitrag der Arbeit.....	13
<b>2 Analyse</b> .....	<b>17</b>
2.1 Technischer und regulatorischer Rahmen im Verteilnetz .....	17
2.1.1 Aufbau elektrischer Netze der öffentlichen Stromversorgung..	17
2.1.2 Gesetzliches und regulatorisches Umfeld.....	19
2.1.3 Technische Grenzwerte im Kontext der Netzsicherheit.....	20
2.1.4 Netzbetreiberprozesse.....	24
2.2 Netzbezogene Maßnahmen .....	30
2.2.1 Blindleistungsmanagement.....	30
2.2.2 Stufung von Transformatoren und Kompensationselementen ..	33
2.2.3 Topologieänderungen durch Schaltmaßnahmen.....	33
2.2.4 Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder .....	34
2.3 Marktbezogene Maßnahmen und Flexibilitätsoptionen .....	35
2.3.1 Technologien und betriebliche Restriktionen .....	36
2.3.2 Akteure und Betriebsstrategien.....	41
2.3.3 Anlagenzugriffs- und Vergütungsmechanismen.....	46
2.4 Abzubildende Verfahrensbestandteile.....	49
<b>3 Methodischer Ansatz</b> .....	<b>51</b>
3.1 Mathematische Problemstruktur .....	51
3.2 Analyse geeigneter methodischer Ansätze.....	53
3.2.1 Modellierung elektrischer Netze.....	53
3.2.2 Optimierungsverfahren und Ansätze zur Komplexitätsreduktion .....	57

3.3	Wahl des Lösungsverfahrens .....	62
<b>4</b>	<b>Entwickeltes Verfahren.....</b>	<b>63</b>
4.1	Verfahrensablauf.....	64
4.2	Modellierung des Anlagenbetriebs.....	67
4.2.1	Vorverarbeitung.....	67
4.2.2	Betriebsführungsoptimierung .....	68
4.2.3	Ermittlung des Redispatchvermögens.....	71
4.3	Modellierung der Maßnahmendimensionierung .....	72
4.3.1	Vorverarbeitung der Eingangsdaten .....	72
4.3.2	Optimierung des Netzbetriebs .....	73
4.3.3	Freiheitsgrade aus netzbezogenen Maßnahmen.....	76
4.3.4	Freiheitsgrade aus marktbezogenen Maßnahmen .....	81
<b>5</b>	<b>Exemplarische Anwendung des Verfahrens .....</b>	<b>85</b>
5.1	Szenariorahmen.....	85
5.1.1	Netz- und versorgungstechnische Situation.....	85
5.1.2	Anlagen- und Netzbetriebsszenarien .....	88
5.2	Analyse des Anlagenbetriebs und der Netznutzung .....	90
5.2.1	Anlageneinsatz in Mittelspannungsnetzen.....	90
5.2.2	Anlageneinsatz im Hochspannungsnetz .....	97
5.2.3	Netzsituation in den Hoch- und Mittelspannungsnetzen .....	100
5.2.4	Diskussion und Fazit.....	106
5.3	Simulation und Analyse der Netzbetriebsoptimierung.....	107
5.3.1	Anwendung auf die betrachteten Mittelspannungsnetze.....	107
5.3.2	Anwendung auf das betrachtete Hochspannungsnetz .....	112
5.3.3	Analyse der gekoppelten Simulation HS- und MS-Netze.....	119
5.3.4	Analyse von Restriktionen der Netzschnittstelle Hoch- und Mittelspannung .....	121
5.3.5	Diskussion und Fazit.....	122
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>125</b>
6.1	Zusammenfassung.....	125
6.2	Ausblick und weiterer Forschungsbedarf.....	129
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>131</b>
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>133</b>

---

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>155</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>159</b>
<b>Lebenslauf</b> .....	<b>160</b>
<b>Publikationsliste</b> .....	<b>161</b>
<b>Betreute Abschlussarbeiten</b> .....	<b>163</b>
<b>Anhang</b> .....	<b>165</b>
A. Übersicht und Struktur der Eingangsdaten .....	165
B. Ergänzende Simulationsergebnisse.....	172



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Hintergrund

Der durch zahlreiche Forschungsarbeiten belegte globale Klimawandel ist der Auslöser internationaler Klimaabkommen, deren Ziel die Reduktion der anthropogen verursachten Treibhausgasemissionen (Dekarbonisierung) ist [UNO97], [UNO16]. Die Reduktion der Emissionen bedingt die Substitution des Anteils fossiler Energieträger am Endenergieverbrauch durch Erneuerbare Energien (EE) und wird getragen durch die Ordnungspolitik der Staaten [EUC14], [EUC18], [EU18], [IRE18]. Ein Portfolio energiepolitischer Fördermaßnahmen führt im Ergebnis in Deutschland zu einem EE-Anteil von 52 % am Bruttostromverbrauch (BSV) und 22 % am Bruttoendenergieverbrauch (BEV) in 2023 [AGE24]. In der elektrischen Energieversorgung ist die installierte Leistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen (EZA) dabei infolge der auf 20 Jahre garantierten Einspeisevergütung von ca. 12 GW im Jahr 2000 auf 168 GW im Jahr 2023 angestiegen [EEG24]. Etwa 90 % dieser Leistung entfallen auf EZA, die in den Netzebenen der Nieder-, Mittel- und Hochspannung (NS, MS, HS) des elektrischen Verteilnetzes (VN) angeschlossen sind (Abbildung 1–1 links) [BNA23e].

Als Ergebnis des akademischen und gesellschaftlichen Diskurses sowie resultierender politischer Beschlüsse wird der Strukturwandel sämtlicher Energiesektoren hin zur Klimaneutralität in den kommenden Jahren signifikant an Bedeutung gewinnen [EUC21]. Abbildung 1–1 skizziert den gesetzlich verankerten Pfad zur Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber denen des Jahres 1990, soweit verfügbar differenziert nach verschiedenen Bereichen [KSG21].

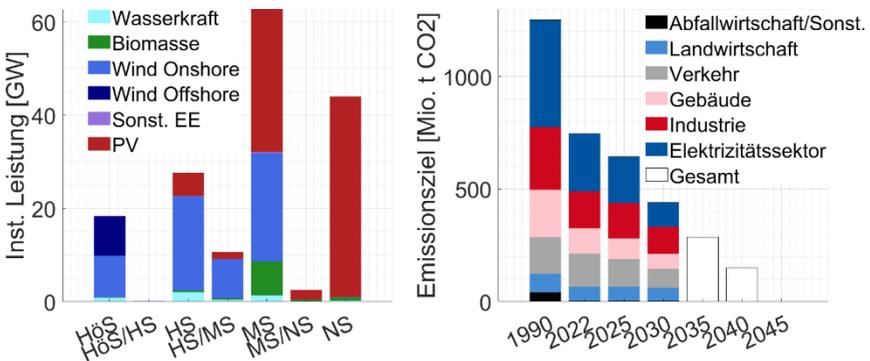


Abbildung 1–1 Installierte EE-Anlagenleistung in 2023 nach Spannungsebenen (links); Entwicklungspfad zur CO2-Reduktion gemäß Klimaschutzgesetz nach Sektoren (rechts)

## Sektorenkopplung und Flexibilitätsoptionen

Die Erreichung der Klimaneutralität erfordert neben der Dekarbonisierung des Stromsektors die Etablierung emissionsarmer Technologien in den Energiesektoren Wärme, Gas und Verkehr. Zugleich impliziert der starke Fokus auf den Zubau von Photovoltaik- (PVA) und Windenergieanlagen (WEA) im Stromsektor hohe temporäre Erzeugungsüberschüsse und -defizite. Mit wachsender EE-Durchdringung gewinnen somit Technologien zur Energiespeicherung und Nachfrageflexibilisierung an Relevanz [IEA14], [IRE18], [IEA20]. Zentraler Baustein ist daher die Kopplung anderer Energiesektoren an den Stromsektor (**Sektorenkopplung**) und sektorenübergreifende Nutzung von Energiespeichern [BMW15], [IRE19a], [Fra18]. Zahlreiche Studien fokussieren sich daher auf die Analyse technischer Potenziale und skizzieren potenzielle Transformationspfade [Qua16], [Aca17], [den18], [EWI18], [UBA19]. Analog zum EE-Zubau wird der Zubau der Sektorenkopplungstechnologien schwerpunktmäßig im Verteilnetz realisiert [Mos16], und ihm wird eine tragende Rolle bei der Markt- und Netzintegration von EE-Anlagen beigemessen [IEA14], [IEA17], [Web17]. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie der EU verordnet daher die Einführung von Maßnahmen zur Integration flexibler Technologien in den Strommarkt sowie zur Schaffung von Anreizen für eine aktive Einbindung in den Betrieb von Verteilnetzen [EU19].

Im Bereich der Strom-Wärme-Kopplung verfügbare Technologien sind verbrauchsseitig Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel (Power-to-Heat, P2H), meist gekoppelt mit thermischen Speichern. Ferner bieten KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) mit Wärmespeichern einspeiseseitige Flexibilitätspotenziale. Eine Schnittstelle zum Gassektor bieten Elektrolyseure mittels strombasierter Wasserstoffgewinnung und optional nachgelagerter Synthese (Power-to-Gas, P2G). Diese Gase können als Brennstoff (Power-to-Fuel, P2F) oder chemischer Grundstoff (Power-to-Chem, P2Chem) gespeichert werden [Fro18], [Ste17]. Im Verkehr wird die Sektorenkopplung im Zuge des Markthochlaufs der Elektromobilität forciert [Nat18], deren Konkurrenzfähigkeit durch die Kostendegression eingesetzter Batteriespeicher steigt. Auch stationäre Batteriespeicher werden infolgedessen profitabler und bieten Speicherpotenziale im Stromsektor [Kas17].

Kombiniert mit Energiemanagementsystemen (EMS) bieten die genannten Technologien Netzanschlussnehmern Potenziale, ihre wirtschaftliche Situation zu optimieren. Zudem verfügen sie, eine leittechnische Anbindung vorausgesetzt, über die Fähigkeit, auf externe Signale mit einer Leistungsänderung zu reagieren, sodass diese auch als **Flexibilitätsoptionen** bezeichnet werden [Kon19]. Angelehnt an diese technologieneutrale Definition, liegt dieser Arbeit das Verständnis zugrunde, dass sämtliche Technologien mit anlagenbetrieblichen Freiheitsgraden und einer leittechnischen Ansteuerungsoption Flexibilitätsoptionen sind.

### Herausforderungen im Netzbetrieb

Die Substitution lastnaher Großkraftwerke durch eine Vielzahl verteilter EE-Anlagen, die infolge des Primärenergiedargebots meist lastfern und aufgrund der Anlagengröße im VN installiert sind, bedingt eine veränderte Netznutzung. Eine Konsequenz sind vermehrte Engpasssituationen in Übertragungs- sowie Verteilnetzen, die durch Engpassbehebungsmaßnahmen von der Netzbetriebsführung zu beherrschen sind. Das verfügbare Instrumentarium umfasst netz- und marktbezogene Maßnahmen sowie Notfallmaßnahmen [EWG24]. Die Maßnahmenkosten werden über die Netzentgelte sozialisiert und übersteigen seit 2017 1 Mrd. €/ Jahr (Abbildung 1–2). Bei unzureichender Wirksamkeit netzbezogener Maßnahmen, erfolgen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Eingriffe in die Marktfahrpläne von Kraftwerken und Speichern (marktbezogene Maßnahmen, Redispatch), bevor Notfallmaßnahmen ergriffen werden. Letztere umfassen den Einsatz der Netzreserve und bis 2021 die als Einspeisemanagement (ESM) bezeichnete Einspeisung-Reduktion von EE- und KWK-Anlagen [KWK21], [EWG24], [EEG24].

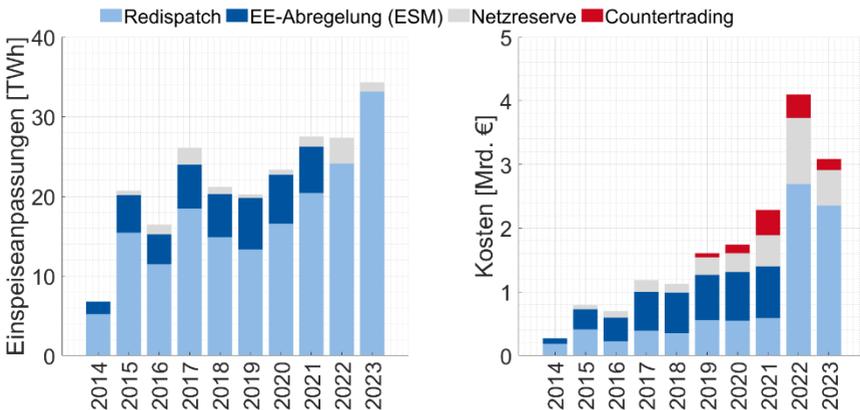
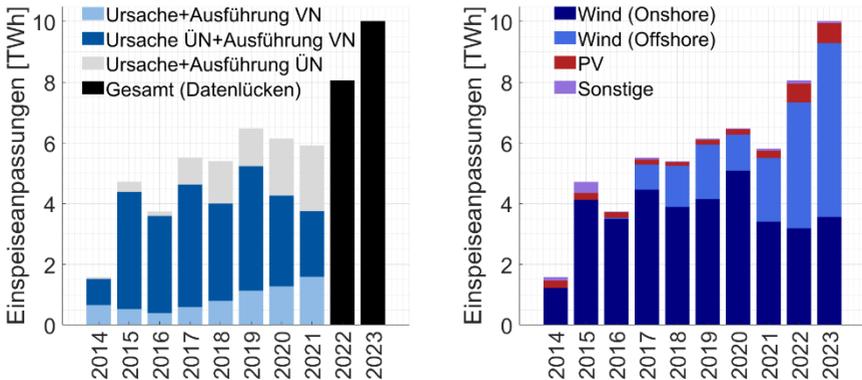


Abbildung 1–2 Entwicklung der Kosten und Mengen des Einsatzes von Redispatch, ESM und Netzreserve [BNA15], [BNA16], [BNA17a], [BNA17b], [BNA19a], [BNA19c], [BNA21d], [BNA21e], [BNA22], [BNA23d]

Die bisher etablierte Praxis des ESM, wurde im Zuge der Redispatch-2.0-Regelung umfangreich restrukturiert (Novellierung Netzausbaubeschleunigungsgesetz [NBG19]). Zentraler Regelungsinhalt ist die Herabsetzung der Mindestleistung von Erzeugern und Speichern, die zur Einbindung in marktbezogene Maßnahmen verpflichtet, von 10 auf 0,1 MW und die Überführung des ESM in den Bereich marktbezogener Maßnahmen. Bevorstehende Maßnahmen sind Teilnehmern dabei planwertbasiert zu kommunizieren [BDE18a]. Zudem sind die Netzbetreiber

verpflichtet, diejenigen Maßnahmen zu selektieren, die voraussichtlich die geringsten Gesamtkosten verursachen [Con21], [VDE23].

Historisch stellen die ESM-Kosten den höchsten Anteil der Gesamtkosten des Netzengpassmanagements (NEM) trotz verhältnismäßig geringer Anteile an der Gesamtmenge der Einspeiseanpassungen. Zudem ist ein stetiger Anstieg der Gesamtkosten zu verzeichnen. Der eklatante Anstieg der Jahre 2022/2023 ist eine Folge der Energiekrise und des Ukrainekriegs. Gleichwohl zeichnete sich auch hier ein weiterer Anstieg der EE-Abregelung ab, wie Abbildung 1–3 zeigt. Haupttreiber ist die Einspeisereduktion an WEA (Abb. 1-3, rechts), deren mehrheitlicher Installationsort HS- und MS-Netze sind (Abb. 1-1, links). Der Einsatzort von ESM-Maßnahmen ist folglich vorwiegend das Verteilnetz, sodass dort die höchsten Kosten entstehen (Abbildung 1–3, links). Zugleich sind die verursachenden Engpässe primär im Übertragungsnetz (ÜN) lokalisierbar (Abb. 1-3, links).



**Abbildung 1–3 Aufschlüsselung abgeregelter EE-Mengen nach Ursache und Einsatzort (links) sowie EE-Anlagentyp (rechts) [BNA15], [BNA16], [BNA17a], [BNA17b], [BNA19a], [BNA19c], [BNA21d], [BNA21e], [BNA22], [BNA23d]**

Im Falle der Ausschöpfung verfügbarer Maßnahmen im eigenen Netz, kann ein vorgelagerter Netz- bei seinem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber (VNB) die Umsetzung von Maßnahmen anfordern. Dies führt im Zuge der Redispatch 2.0 Regelung bereits heute zu einem hohen Koordinationsbedarf entlang der Netzebenen. Dieser Koordinationsaufwand verschärft die Notwendigkeit, dass heute von Großkraftwerken zur Erhaltung der Systembilanz und Netzsicherheit erbrachte Systemdienstleistungen (SDL) zunehmend von Anlagen im VN substituiert werden müssen [den14], [den20a]. Zahlreiche Forschungsarbeiten [Ger18], [Sch16], [Sch17], [Yua17], Praxiskooperationen [50H18], [Tra19], und die Einführung technischer Anwendungsregeln unterstreichen die hohe Relevanz intensiver Netzbetreiberkooperationen [VDE17], [VDE19], [VDE22], [VDE23].

Neben dem steigenden Koordinierungsaufwand für die Durchführung von Maßnahmen sind VNB infolge des fortschreitenden und antizipierten Rollouts neuer Verbraucher und EE-Anlagen zudem mit hohen steigenden Aufwendungen beim Netzausbau konfrontiert [BNA23a], [BNA23d]. Eine Vielzahl an Studien stützt die These, dass dieser Trend anhalten wird [den12], [Büc14], [Ene14], [Reh17], [Öza19], [IAE21]. Eine zentrale Erkenntnis ist der wirtschaftliche Mehrwert gezielter betrieblicher Maßnahmen wie z.B. der Einspeisereduktion von EE-Anlagen (Spitzenkappung) im Vergleich zum Netzausbau. Im Gesetz (§ 11 (2) EnWG) und in einschlägigen technischen Richtlinien ist daher ein Verzicht auf die unverzügliche Ausbaupflicht im Netzengpassfall und netzplanerische Tolerierung der temporären EE-Abregelung verankert (bis zu 3 % der jährlichen EE-Erzeugungsmengen) [FNN17a], [VDE18a]. Insbesondere identifizieren die genannten Studien einen Nutzen der Integration von Flexibilitätsoptionen in den Netzbetrieb als Ausbaualternative. Daran anknüpfende Arbeiten quantifizieren und bestätigen diesen Nutzen mit detaillierten Optimierungsverfahren und rechtfertigen die Integration von Flexibilitätsoptionen in den Netzbetrieb [Rot13], [Koo16], [Ver17], [Kel19].

### **Forschungsgegenstand**

Es zeigt sich im Bereich der Verteilnetze ein zunehmender Koordinationsbedarf infolge regulatorischer Anforderungen (Redispatch 2.0, Technische Richtlinien) sowie des erwartbar steigenden Bedarfs an Maßnahmen zur Engpassbehebung. Zugleich kann die stärkere Etablierung betrieblicher Maßnahmen temporär den Netzausbau verzögern unter Gewährleistung der Netzsicherheit. Hierbei sind alle Netzbetreiber (NB) verpflichtet ein planwertbasiertes Netzsicherheitsmanagement (NSM) zu betreiben (Redispatch 2.0) [NBG19], [BDE18a]. Der Zubau von Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz kann dabei Netzbetreibern zukünftig neue technische Potenziale im Bereich marktbezogener Maßnahmen durch Erzeugungs- und Speicheranlagen bieten. Weitere Flexibilitätsoptionen wie Verbrauchsanlagen (bspw. P2H, P2G, Lastmanagement) bleiben regulierungsbedingt jedoch weiterhin unzureichend adressiert [Büc19]. Die skizzierten Herausforderungen verdeutlichen den Bedarf an Verfahren, die den Nutzen verfügbarer und potenziell erschließbarer betrieblicher Maßnahmen im Rahmen eines planwertbasierten NSM analysieren und simultan regulatorische Prozesse und Priorisierungsgrundsätze der Interaktion von Netzbetreibern abbilden können.

Eine zentrale Anforderung an ein solches Verfahren ist die Simulation des Verteilnetzbetriebs unter Einbindung von Redispatch-Maßnahmen und Flexibilitätsoptionen. Ein entscheidender Aspekt der Netzbetriebssimulation ist dabei die Abbildung des Anlageneinsatzes und der Opportunitätskosten der Flexibilitätsoptionen, die im VN-Bereich sehr fallspezifisch sind. Eine adäquate Berücksichtigung erfordert somit eine detaillierte Betriebssimulation involvierter Anlagen.

Im Kontext der aufgezeigten Herausforderungen sind ferner folgende Aspekte und Randbedingungen für ein solches Verfahren von hoher Relevanz:

- **Netztechnischer Systembereich:** Der primäre Installationsort, der in den Geltungsbereich marktbezogener Maßnahmen überführten Anlagen, sind HS- und MS-Netze<sup>1</sup>. Der Modellierung des Betriebs dieser Netze und dort installierter Anlagen ist somit hohe Priorität beizumessen.
- **Netzicherheit und netzbezogene Maßnahmen im VN:** Die Einhaltung betrieblicher Strom- und Spannungsgrenzwerte ist die zentrale Prämisse der Netzicherheit im Netzbetrieb. Diese Randbedingungen sind in HS-Netzen infolge erhöhter Anforderungen an die Ausfallsicherheit gemäß dem Netzbetriebsgrundsatz der (n-1)-Sicherheit auch bei Ausfall eines Betriebsmittels einzuhalten [NBW19]. Netzbezogene Maßnahmen umfassen im VN speziell das Blindleistungsmanagement von EZA, die Regelung von Transformatoren und die Ausnutzung betrieblicher Toleranzen (z.B. Freileitungsmonitoring).
- **Einfluss vor- und nachgelagerter Spannungsebenen:** HS-Netze werden meist über mehrere Transformatoren aus dem Höchstspannungsnetz (HöS) gespeist. Es resultieren Transitflüsse, die den HS-Netzbetrieb erheblich beeinflussen [Lar18]. Neben diesen Einflüssen gilt es bei der Anforderung von Maßnahmen die Netzicherheit der Anschlussnetze der ins Netzengpassmanagement integrierten Anlagen zu wahren. Die Beachtung resultierender Wechselwirkungen erfordert eine netzebenenübergreifende Simulation, um Maßnahmen geeignet zu koordinieren und den Einfluss nachgelagerter Netzebenen adäquater zu erfassen.
- **Anlagenbetrieb von Flexibilitätsoptionen:** Eine realistische Abschätzung der technischen Verfügbarkeit und Kostenparameter des Flexibilitätsabrufs bedingen einen hohen Detaillierungsgrad in der Abbildung der Anlagenbetriebsführung. Dies umfasst die Abbildung betrieblicher Anlagenrestriktionen (bspw. intertemporale Zeitkopplungseffekte bei Speichertechnologien) und individueller Betriebsstrategien (Zielfunktion). Letztere haben zugleich einen signifikanten Einfluss auf die Engpasssituation in betrachteten Netzen, sodass die Evaluierbarkeit netztechnischer Implikationen und Maßnahmen sicherzustellen ist.

---

<sup>1</sup> lediglich ca. 15 % der NS-Anlagen weisen Anlagengrößen > 0,1 MW auf [BNA18a].

## 1.2 Stand der Forschung

Die folgende Einordnung fokussiert auf den aktuellen Stand wissenschaftlicher Arbeiten, die einen Beitrag von Flexibilitätsoptionen im Verteilnetzbetrieb adressieren. Diese Vorhaben untersuchen neuartige Netzbetriebskonzepte, oder stellen die Anlagenbetriebsführung mit unterstützender Erbringung netzdienlicher Dienstleistungen in den Mittelpunkt. Der Wissensstand wird daher anhand der Felder „netzorientierter Anlagenbetrieb“ und „Netzbetriebskonzepte“ im Kontext der zuvor identifizierten Aspekte analysiert. Eine Zuordnung zu beiden Themenfeldern ist teils diskutabel, im Einzelfall ist der Verfahrensschwerpunkt maßgeblich. Die Analyse schließt mit der Ableitung des Forschungsbedarfs.

### Netzorientierter Anlagenbetrieb

Eine Reihe von Forschungsarbeiten legt den Fokus auf die detaillierte Modellierung des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung individueller Betriebsstrategien der Anlagenbetreiber und netzseitiger Anforderungen (Spannungshaltung und/oder Engpassmanagement). Der Betrieb ist meist ökonomisch motiviert und durch technische Restriktionen beschränkt. Letztere umfassen die Erfüllung von Lieferverpflichtungen, die Einhaltung betrieblicher Mindestparameter (Betriebsleistung, Betriebszeit, Stillstandszeit) und intertemporaler Kopplungen (Speicher) sowie die Einsatzkoordination von Grund- und Spitzenlastkeseln. Infolge der strukturellen Ähnlichkeit der betrieblichen Ziele und Restriktionen von Flexibilitätsoptionen zu denen von Großspeichern und -kraftwerken, erfolgt meist der Einsatz mathematischer Optimierungsverfahren, die in der Kraftwerkseinsatzplanung etabliert sind [Röm97], [Nob20]. Die Komplexität des Optimierungsproblems variiert dabei je nach Anzahl und Struktur der Entscheidungsvariablen und Randbedingungen [Zim08]. So ist die Komplexität linearer Programme (LP) mit linearen Variablen und Restriktionen vergleichsweise gering. Bereits die Transformation kontinuierlicher in diskrete Variablen (z.B. zur Abbildung diskreter Leistungsstufen), erhöht diese indes stark (gemischt-ganzzahlige, lineare Programme (GGLP)) [Kal13], [Suh13].

Die betrachteten Technologien in der Betriebsmodellierung von Flexibilitätsoptionen einzelner Netzanschlussnehmer umfassen neben Kleinkraftwerken (z.B. Müllverbrennungsanlagen) und P2G-Anlagen primär gebäudebezogene Technologieportfolios (PV- und P2H-Anlagen, Stromspeicher und Prozesse des Demand-Side-Managements (DSM)) im Zugriffsbereich von Letztverbrauchern [Kor19], [Ges17], [Mee18]. Die Betriebsstrategie einzelner Letztverbraucher ist meist die Minimierung der Strombezugskosten. Der Kern vieler Forschungsarbeiten ist demgegenüber ein am Strommarkt orientierter Anlagenbetrieb von Fle-

xibilitätsoptionen. Vereinzelt erfolgt die Optimierung im Verteilnetz angeschlossener Kraftwerksportfolios in Kombination mit P2H-Technologien, deren Betrieb durch die gemeinsame Versorgung eines Fernwärmenetzes gekoppelt ist [Sch18b]. Analog zur Optimierung von Kraftwerksverbänden, verfolgen auch marktorientierte Einsatzplanungsverfahren für kleinteilige Anlagen eine Verbundoptimierung. Hierbei steht der kombinierte Markteinsatz mehrerer verteilter EE-Anlagen mit Flexibilitätsoptionen innerhalb einzelner Verteilnetze im Vordergrund [Bar13], [Hu14], [Bie14], [Was15], [Mir15], [Koo16], [Sow16], [Pol17], [Ges17], [Pud17], [Vas20].

Gegenwärtig bereits etablierte Dienstleister für die Vermarktung verteilter Anlagen sind **Aggregatoren**, oftmals auch als Virtuelle Kraftwerke (VK) bezeichnet. Auf Basis einer IKT-Infrastruktur (Informations- und Kommunikationstechnik) koordinieren diese Portfolios kleinteiliger EE-Anlagen, um gebündelt Gebote an den Strommärkten zu platzieren. Die Integration von Flexibilitätsoptionen in EE-Anlagenportfolios ist angesichts fehlerbehafteter EE-Einspeiseprognosen ökonomisch sinnvoll zur Risikominimierung [Sow16], [Thi20]. Zahlreiche Beiträge diskutieren und empfehlen zudem eine Rolle von Aggregatoren als Anbieter netzdienlicher Flexibilität für VNB sowie ÜNB [SEC13], [VDE14], [BMW15], [Con15], [BNE15], [BDE17], [ACE17], [Fro18], [Oli18].

Diese Diskussion wird im Rahmen der Forschungsarbeiten aufgegriffen und mittels Integration von Netzrestriktionen in die Anlagenbetriebssimulation, oder einer Vorgabe netzseitiger Anforderungen, die durch ein separates Optimierungsverfahren eines VNB-Akteurs ermittelt wird, adressiert. Letzterer Ansatz gewährleistet auch die Vorgabe netzseitiger Anforderungen an Einzelakteure. Die aktive Einbeziehung netzbetrieblicher Randbedingungen in Optimierungsverfahren erfordert hierbei die Integration der nichtlinearen, nichtkonvexen Leistungsflussgleichungen. Die Einbeziehung nichtlinearer Restriktionen (oder Variablen) impliziert einen erheblichen Komplexitätsanstieg des Optimierungsproblems. Im Gegensatz zur Theorie linearer Programme, die das Auffinden eines globalen Optimums gewährleistet, existiert für nichtlineare Programme (NLP) kein Universal-Ansatz und keine Optimalitätsgarantie [Zim08]. Das im Allgemeinen auch als Optimal Power Flow (OPF) bezeichnete Problem einer um Leistungsflussrestriktionen erweiterten Kraftwerkseinsatzplanung ist analytisch schwer lösbar [Bie19] und weist auch nach Jahrzehnten der Forschung hohen Forschungsbedarf auf [Cap16]. Lösungsstrategien für komplexe Optimierungsprobleme sind deren partielle Vereinfachung (Approximation), numerische Verfahren und die Zerlegung durch mathematische Dekomposition [Zim08]. Zudem können Metaheuristiken eingesetzt werden, die jedoch keine Optimalität garantieren [Str75]. Sämtliche, hier diskutierte Verfahren, greifen auf diese Strategien zurück.

Der netztechnische Einsatzbereich vieler Verfahren sind einzelne MS-Netze [Bar13], [Hu14], [Was15], [Mir15], [Rot13], [Koo16], [Pud17], [Pol17], [Kor19]. Eine netzebenen-übergreifende Bewertung erfolgt demgegenüber nur vereinzelt [Sow16], [Ges17], [Ver17], [Vas20]. Meist wird die Simulation auf unterlagerte NS-Netze ausgeweitet, sodass dort installierte Flexibilitätsoptionen zusätzliche Potenziale im Engpassmanagement und in der Spannungshaltung beider Netzebenen bereitstellen [Ges17], [Ver17], [Vas20]. Die Betrachtung von Flexibilitätsoptionen in der HS-Ebene erfolgt mit abweichenden Schwerpunkten, wobei die bekannten Verfahren mit Fokus auf eine detaillierte Anlagenmodellierung keinen (n-1)-sicheren Netzbetrieb gewährleisten. Einzelne Arbeiten fokussieren auf das Engpassmanagement in einem HS-Netzgebiet (ohne Abbildung der Spannungshaltung) [Sch18b]. Andere Arbeiten stellen die entlang eines MS- und HS-Netzes koordinierte Bereitstellung von Blindleistung an das Übertragungsnetz in den Vordergrund [Sow16]. Die Anpassung des Blindleistungsverhaltens, bedingt durch Anforderungen vorgelagerter Netzebenen ist auch Gegenstand weiterer Verfahren [Vas20], [Pud17], [Mir15]. Im Hinblick auf weitere Beeinflussungen seitens der vorgelagerten Netzebene modelliert jedoch keines der Verfahren Transitflüsse oder angeforderte Wirkleistungsanpassungen.

Mit Ausnahme von Einzelfällen ([Bie14], [Sch18b]) berücksichtigen alle Verfahren die Spannungshaltung als Randbedingung des Netzbetriebs. Meist wird das Blindleistungsmanagement von EZA einbezogen, welches entweder als aktiver Freiheitsgrad in die Optimierung integriert [Mir15], [Was15], [Sow16], [Pol17], [Ges17], [Pud17], [Vas20], oder über einen fixen Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi^2$  mit der Wirkleistung verknüpft wird [Kor19]. Wenige Arbeiten berücksichtigen hingegen den Einfluss steuerbarer Transformatoren (Stufensteller). Einige modellieren Stufensteller dabei als aktive Stellgröße [Sow16], [Pud17], [Vas20], während Andere aufgrund einer unterstellten Existenz von Stufenstellern im betrachteten Netz erweiterte Grenzen der zulässigen Spannung annehmen [Kor19].

### **Netzbetriebskonzepte**

Das in HöS- und HS-Netzen etablierte Konzept eines (teils) optimierten Netzbetriebs unter Einbindung regelbarer Netzbetriebsmittel und ansteuerbarer EZA, ist in MS- und NS-Netzen bislang noch keine gängige Praxis [Heu13], [Sch15]. Aufgrund der stetig steigenden Anzahl dort installierter Anlagen liegt ein Forschungsschwerpunkt auf der Entwicklung von Algorithmen, die vergleichbare Funktionalitäten auch im Verteilnetz bereitstellen. Zahlreiche dieser Vorhaben befassen sich mit der Integration von Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzbetrieb. Vielfach werden zentral kontrollierte, hierarchische Steuerungskonzepte verfolgt

---

<sup>2</sup> Als Quotient aus Wirk- und Scheinleistung impliziert ein fixer  $\cos \varphi$ , ein fixes Verhältnis der Blindleistungs- zur Wirkleistungseinspeisung.

[Pil11], [For14], [Sha14], [Goe17], [Nic16], [Swa17], [Hua17], [Kel19], [Erl23], wie es auch im HöS- und HS-Netzbetrieb praxisüblich ist [Sch15], [den16]. Die eingesetzten Algorithmen sind meist der Leistungsflussoptimierung (Optimal Power Flow (OPF)) zuzurechnen [Sch15]. Lösungsansätze für OPF-Anwendungen approximieren entweder die Leistungsflussgleichungen, oder wenden Algorithmen zur Lösung konvexer Optimierungsprobleme an, wofür sie den Lösungsraum durch Relaxation konvexifizieren [Mol19a]. Einzelne Arbeiten fokussieren stärker auf die Ermittlung technisch zulässiger Lösungsräume für den Abruf von Flexibilität in vorgelagerten Netzebenen [Sch17], [Con21], [Fru23].

Anstelle zentraler, hierarchischer Steuerungsarchitekturen entwerfen mehrere Forschungsvorhaben auch verteilte, automatisierte Steuerungskonzepte [Van17], [Dra18], [Dae21]. Ihre Stärke entfalten diese Konzepte beim Auftreten kurzfristiger Ereignisse, wo die Maßnahmenermittlung mithilfe eines zentralen Optimierers zu hohe Reaktionszeiten aufweist. Der Anwendungsbereich solcher Konzepte, deren Bedarf von lokalen Anforderungen an die Robustheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs abhängt, sind somit kurzfristige Planungshorizonte. In der Konsequenz verfolgen daher eine Reihe von Hybridansätzen die kombinierte Nutzung von zentral optimierten Steuerungskonzepten (präventive Planung der Betriebsführung) mit verteilten Steuerungskonzepten (Handhabung kurzfristiger Ereignisse) [Haq18], [Pil15], [Kou15].

Abweichend vom verstärkten Fokus auf die verfahrenstechnische, algorithmische Umsetzung der Netzbetriebsführung unter Einbindung von Flexibilitätsoptionen, stellen weitere Autoren die einsatzort- und zweckgebundene Organisation der netzdienlichen Aktivierung von Flexibilitätsoptionen in den Vordergrund. Dies umfasst die Regelung der Zugriffsberechtigungen von Netzbetreibern auf Flexibilitätsoptionen entlang von Spannungsebenen [Sch17] sowie die fallabhängige Priorisierung der Aktivierung für einzelne bereitzustellende SDL [Koc18]. In diesem Kontext werden konkrete Ausgestaltungsvorschläge entwickelt, die auf Basis heuristischer Methoden und Entscheidungsregeln modellhaft abgebildet werden.

Die Rolle des Anlagenbetreibers wird in Verfahren, die schwerpunktmäßig den Netzbetrieb modellieren, meist abstrahiert betrachtet oder vernachlässigt. Oftmals sind zwar Aggregatoren oder sich netzdienlich verhaltende Netznutzer integrierte Modellinstanzen, eine ökonomisch motivierte Einsatzentscheidung wird jedoch nicht abgebildet [Kou15], [Dra18], [Sch17], [Van17]. Mehrere Ansätze integrieren demgegenüber aktive Netznutzer und Anreize für netzdienliches Verhalten, indem dieses durch Preissignale oder Nutzungsbeschränkungen stimuliert wird [Sha14], [Haq18], [Hua17], [Koc18], [Erl23]. Die ohne zusätzlichen Anreiz zugrundeliegende ökonomische Einsatzentscheidung wird hingegen nicht analy-

sirt, sodass die Opportunitätskosten nicht quantifizierbar sind. Weitere Verfahren vernachlässigen die Rolle des Anlagenbetreibers, integrieren jedoch Kostenterme für den Flexibilitätsabruf in die Optimierung des Netzbetriebs [For14], [Pil15], [Nic16], [Swa17], [Goe17], [Kel19]. Als Kostenkoeffizient fungieren Strompreiszeitreihen [Nic16], [Swa17], statische, literaturbasierte Kostenfaktoren [Pil15], [For14], [Kel19] oder virtuelle Kosten zur Priorisierung des Abrufs einzelner Flexibilitätsoptionen [Goe17]. Schließlich vernachlässigen auch einige Forschungsarbeiten Kostenaspekte und entwickeln Methoden, die bei der Abbildung von Flexibilitätspotenzialen vorrangig auf deren Abrufbarkeit aus netz- und anlagentechnischer Perspektive abzielen [Dae21], [Con21], [Fru23].

Die meisten Verfahren, die Flexibilitätspotenziale aus Energiespeichern einbeziehen, integrieren deren intertemporale Kopplung in die Modellierung des Flexibilitätsabrufs [For14], [Hua17], [Nic16], [Swa17], [Goe17], [Koc18], [Kel19], [Dae21], [Con21], [Fru23]. Teilweise werden Flexibilitätsoptionen dabei aggregiert betrachtet [Kel19], [Hua17]. Hierbei entstehende Aggregationsfehler können durch eine netzebenen-übergreifende Modellierung reduziert werden, indem unterlagerte Netze und dort installierte Technologien granularer abbildet werden.

In Bezug auf die Modellierung des Anlagenbetriebs ist insgesamt festzuhalten, dass keines der identifizierten Verfahren gleichzeitig den Anforderungen an eine hohe Modellierungsgenauigkeit der technischen Flexibilitätsverfügbarkeit und der ökonomischen Opportunitätskosten gerecht wird.

Die genannten Verfahren modellieren teils ausschließlich den Betrieb von MS-Netzen [Dra18], [Sha14], [Swa17], [Nic16], [Pil15], [Hua17] oder NS-Netzen [Haq18], [Goe17], [Koc18], [Kou15]. Vermehrt ist auch eine Simulation beider Netzebenen Betrachtungsgegenstand [For14], [Van17], [Dae21], [Fru23], [Erl23]. Die Simulation mehrerer Spannungsebenen erfolgt oft kaskadiert, sodass residuale Flexibilitätspotenziale aus NS-Netzen im Zuge der Simulation an vorgelagerte MS-Netze bereitgestellt werden [For14], [Van17]. Einige Verfahren modellieren auch die Erweiterung des Konzepts einer kaskadierten Bereitstellung auf höhere Netzebenen (HS/HöS: [Sch17], HS: [Con21]). Die Beeinflussung des simulierten Netzbereichs durch Transitflüsse vorgelagerter Netzebenen, erfolgt aufgrund der gewählten Netzstrukturszenarien nicht. Der Anforderung der (n-1)-Sicherheit in HS- und HöS-Netzen wird teils mithilfe eines heuristischen Ansatzes Rechnung getragen [Sch17]. Die Simulation der HS-Ebene unter Einbeziehung von Transitflüssen und der Wahrung der (n-1)-Sicherheit wird jedoch nur in einem Verfahren adressiert [Kel19]. Alle Verfahren berücksichtigen die Restriktionen der Spannungsgrenzen und bis auf wenige Ausnahmen ([Sha14], [Kou15], [Haq18], [Hua17]) die netzbetriebliche Nutzung des Blindleistungsmanagements dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA). Auch der Einsatz

steuerbarer Transformatoren als aktiv nutzbarer Freiheitsgrad wird, abgesehen von Einzelfällen ([Haq18], [Hua17], [Kou15], [For14], [Con21], [Fru23]), modelliert.

### **Fazit und Forschungsbedarf**

Entlang der beiden Themenfelder existieren zahlreiche Verfahren, die Flexibilitätsoptionen im Kontext netzbetrieblicher Applikationen im Verteilnetz modellieren. Die vorangegangene Analyse zeigt den Forschungsbedarf innerhalb beider Themenfelder hinsichtlich der eingangs identifizierten relevanten Aspekte. Abbildung 1–4 ordnet den Erfüllungsstand einzelner relevanter Aspekte qualitativ für die diskutierten Arbeiten ein.

Ein hoher Detaillierungsgrad des Anlagenbetriebs von Flexibilitätsoptionen steht insbesondere in Verfahren der Netzbetriebsführung oftmals nicht im Fokus. Im Rahmen der Netzsicherheit adressieren alle Verfahren die Behebung von Betriebsmittelüberlastungen. Abgesehen von vereinzelt Ausnahmen [Sch18b], [Bie14] berücksichtigen zudem alle Arbeiten die Einhaltung zulässiger Spannungsgrenzen. Oft werden jedoch netzbezogene Maßnahmen zur Spannungshaltung unzureichend abgebildet. Eine breite Anwendung findet die Simulation von MS- und NS-Netzen. Seltener erfolgt die Simulation der HS-Ebene [Sow16], [Sch17], [Sch18b], [Kel19]. Die damit einhergehende Anforderung einer Wahrung des (n-1)-Kriteriums wird teils vernachlässigt oder vereinfacht realisiert.

Die Beeinflussung durch vorgelagerte, nicht simulierte Netzebenen wird lediglich vereinzelt betrachtet. Hierbei steht vielmehr eine Bereitstellung von Blindleistung im Vordergrund [Vas20], [Sow16], [Pud17], [Mir15], [Dae18], [Sch17], als eine Beeinflussung durch Transitflüsse [Kel19] oder wirkleistungsseitige Anforderungen [Sch17]. Eine geschlossene oder iterative Simulation des Netzbetriebs für mehrere Netzebenen zur Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen diesen wird ebenso nur punktuell betrachtet.

Insgesamt weisen Arbeiten aller Themenfelder individuelle Entwicklungspotenziale auf und bieten Anknüpfungspunkte für die zukünftige Forschung. Insbesondere auf der HS-Ebene zeigt sich in der Abbildung netzebenen-übergreifender Einflüsse sowie der detaillierten Modellierung von Flexibilitätsoptionen weiterer Handlungsbedarf. Zwar erfolgt vereinzelt eine Verknüpfung dieser Aspekte, relevante Einflüsse (Transitflüsse) und die (n-1)-Sicherheit als elementare Netzsicherheitsanforderung werden jedoch vernachlässigt [Sow16].

		Flexibilitätsoptionen		Netzbetrieb						
		Flexibilitäts- verfügbarkeit	Opportunitäts- kosten	Netzsicherheit		Einsatzbereich			Einfluss angrenzender Netze	
				Spannungs- haltung	(n-1)- Sicherheit	NS	MS	HS	netzebenen- übergreifend	Transit- flüsse
Netzorientierter Anlagenbetrieb	[Sow16]	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✗
	[Vas20]	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✗
	[Pud17]	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✗
	[Ges17]	✓	✓	!	✗	✓	✗	✗	✓	✗
	[Ver17]	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✗
	[Mir15]	✓	✓	!	✗	✓	✗	✗	✓	✗
	[Bar13], [Was15], [Kor19], [Rot13], [Hul7], [Poll7]	✓	✓	!	✗	✗	✓	✗	✗	✗
	[Koo16]	✓	✓	!	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	[Mee19]	✓	✓	!	✗	✓	✗	✗	✗	✗
	[Sch18b]	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗
Netzbetriebsführungskonzepte	[Bie14]	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗
	[Nie16]	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗
	[Erl23]	✓	✗	✓	!	✓	✓	✗	✓	✗
	[Fru23]	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✗
	[Con21]	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗
	[Kell9]	!	!	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✓
	[Swa17]	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	[Hua17]	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	[Koc18]	✓	!	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗
	[Sch17]	✗	✗	✓	!	✓	✓	✓	✓	✗
	[Goe17]	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗
	[Sha14]	✗	✓	!	✗	✗	✓	✗	✗	✗
	[Pil5]	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗
	[Van16]	✗	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✗
	[Dae21]	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✗
	[Dra18]	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗
	[Kou15]	✓	✗	!	✗	✓	✗	✗	✓	✗
	[For14]	✓	✗	!	✗	✓	✗	✗	✓	✗
[Haq18]	✗	✗	!	✗	✓	✗	✗	✗	✗	

Abbildung 1–4 Übersicht und qualitative Einordnung der Literatur

### 1.3 Zielsetzung und wissenschaftlicher Beitrag der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Verfahrens zur Simulation und quantitativen Bewertung des Netzsicherheitsmanagements in Verteilnetzen unter Einbindung von Redispatch-Maßnahmen und bislang unerschlossenen Flexibilitätsoptionen. Der Schwerpunkt des angestrebten Verfahrens liegt auf der Simulation des Netzbetriebs in den Netzebenen der Hoch- und Mittelspannung. Mithin liegt der Installationsort der meisten Anlagen, die dem Geltungsbereich des regulierten Engpassmanagements unterliegen, in diesen Netzebenen (>0,1 MW). Eine mögliche Erweiterung planwertbasierter Prozesse um bislang nicht erschlossene

Sektorenkopplungs- und Speicheranlagen wird somit erwartungsgemäß zunächst auf diesen Netzebenen realisiert werden. Auch ist eine Einbindung kleinteiliger Flexibilitätsoptionen in NS-Netzen in ein regulatorisch erweitertes Engpass-Regime erst ab einer gewissen Abrufbarkeit zu erwarten, die infolge von Durchmischungseffekten bei einer Clusterung mehrerer Einheiten eher für Einsatz in vorgelagerten Netzebenen sichergestellt ist [Erl23]. Ein zentraler Aspekt des Verfahrens ist dabei die Simulation relevanter Akteure aufseiten der Anlagenbetreiber, sodass die in vielen Forschungsarbeiten vernachlässigte Abbildung von Opportunitätskosten sowie auch die veränderte Netznutzung durch bewährte und neuartige Betriebsstrategien Berücksichtigung finden. Auch der Anlagenbetrieb der zukünftig in NS-Netzen vermehrt installierten Sektorenkopplungstechnologien und dessen Einfluss auf die Netznutzung in vorgelagerten Spannungsebenen ist im zu entwickelnden Verfahren geeignet abzubilden.

In Abgrenzung zum Stand der Forschung soll mit dem geplanten Verfahren der Einsatz von Flexibilitätsoptionen im NSM erstmalig im Zusammenhang mit netzebenen-übergreifenden Einflüssen für realskalige HS-Netzgebiete untersucht werden können. Dies impliziert folgende Verfahrensforderungen:

- Modellierung des planwertbasierten Netzengpassmanagements von VNB mit integrierter Betrachtung markt- und netzbezogener Maßnahmen in HS- und MS-Netzen
- Abbildung des Einspeise- und Verbrauchsverhaltens der Netznutzer aller Verteilnetzebenen
- Verwendung von Ansätzen zur Modellierung der betrachteten Szenarien

Auf Grundlage der formulierten Anforderungen wird im Rahmen dieser Arbeit ein Verfahren entwickelt, das Anwender erstmalig befähigt, realskalige HS-Netze einschließlich unterlagerter MS-Netze sowie dem Anlagenbetrieb zu simulieren und modellendogen Wechselwirkungen zu analysieren. Dies ermöglicht eine agentenbasierte, modulare Verfahrensarchitektur, welche im Zuge einer Parallelisierung von Berechnungsprozessen eine verteilte Simulation erlaubt. Unter Nutzung des Hochleistungsrechners der RWTH Aachen, wird das skalierbare Verfahren exemplarisch auf das Hochspannungsnetz einer Windausbauregion mit 42 unterlagerten Mittelspannungsnetzen systematisch für 12 kombinierte Varianten von Anlagen- und Netzbetriebsszenarien angewendet. Der Verfahrensablauf berücksichtigt regulatorische Prozesse und Priorisierungsgrundsätze der Interaktion zwischen Netzbetreibern. Die Netzsicherheitsrechnung und Maßnahmendimensionierung wird je Netz modular realisiert, wobei limitierende Anforderungen an den Wirk- und Blindleistungsaustausch der Netzschnittstellen abgebildet werden können. Anlagenseitig werden Verbraucher aller Sektoren (Wohnen, Gewerbe, Industrie) und installierte Großanlagen (Wärme- und Wasserkraftwerke, volatile Erzeugungsg-

und Speicheranlagen, Elektrolyseure, Großwärmepumpen) des Versorgungsgebietes modelliert. Es wird ein eigenverbrauchsoptimierter Betrieb der Verbraucher mit statischen bzw. dynamischen Stromtarifen und ein marktoptimierter Betrieb der verbrauchernahen Anlagen als Anlagenverbund simuliert. Die entwickelten Optimierungsmodelle des Anlagen- und Netzbetriebs basieren auf Verfahren der gemischt-ganzzahlig linearen Programmierung, wobei der Netzbetriebsalgorithmus angelehnt an die Newton-Methode als iterativ-approximatives Verfahren mit einer Schrittweitenbegrenzung erfolgt.

Auf Basis des entwickelten Verfahrens werden Beiträge zu folgenden Forschungsfragen abgeleitet:

- Welche Kostenreduktionspotenziale können Sektorenkopplungsanlagen und Speicher durch die Integration in Engpassbehebungsmaßnahmen auf unterschiedlichen Verteilnetzebenen im Vergleich zu konventionellen markt- und netzbezogenen Maßnahmen bereitstellen?
- Welchen Einfluss haben verschiedene Strategien des Betriebs von Energiewandlungsanlagen auf diese Ergebnisse?
- Wie wirken sich beschränkende Restriktionen an Netzschnittstellen auf den Netzbetrieb aus?

Die Potenziale und Einschränkungen werden exemplarisch für ein konkretes Verteilnetzgebiet quantifiziert und bewertet.



## 2 Analyse

Die Bestimmung der Verfahrensanforderungen und Ableitung eines methodischen Ansatzes erfordert zunächst eine Analyse der technischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Im Folgenden werden somit die für diese Arbeit relevanten Randbedingungen des technisch-regulatorischen Rahmens im Verteilnetz, des Einsatzes netz- und marktbezogener Maßnahmen und der verschiedenen Einsatzfelder von Flexibilitätsoptionen analysiert. Abschließend wird der betrachtete Systembereich des Verfahrens abgegrenzt und die resultierenden Verfahrensanforderungen spezifiziert.

### 2.1 Technischer und regulatorischer Rahmen im Verteilnetz

Nach einer Analyse des Aufbaus elektrischer Netze mit schwerpunktmäßiger Betrachtung von wechselseitigen betrieblichen Beeinflussungen zwischen Netzebenen, erfolgt eine Einordnung gesetzlich-regulatorischer Randbedingungen von Netzbetreibern und den daraus resultierenden technischen Prozesse.

#### 2.1.1 Aufbau elektrischer Netze der öffentlichen Stromversorgung

Der schematische Aufbau des Stromnetzes entlang der Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze, ist in Abbildung 2–1 den jeweils in Deutschland üblichen Nennspannungen skizziert [Sch15].

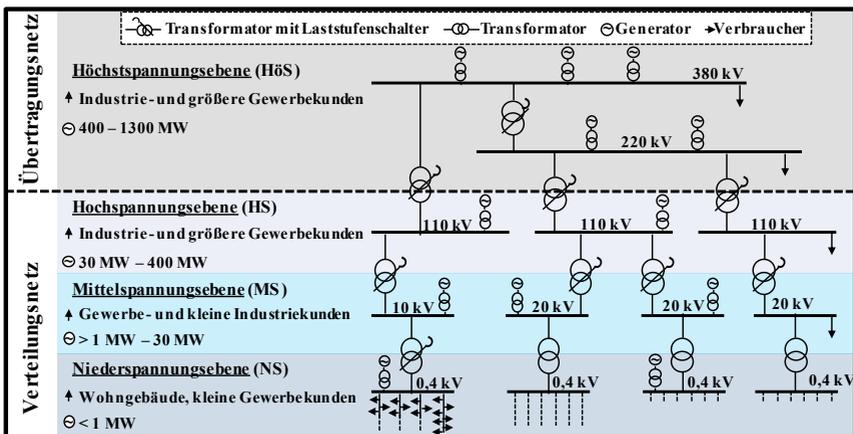


Abbildung 2–1 Struktur des elektrischen Energieversorgungssystems (EVS) nach [Mos20b], [Sch15]

Je geringere Anschlussleistungen Verbraucher und EZA aufweisen, desto niedriger ist die gewählte Anschlussspannungsebene [Sch15]. Die Funktion von HöS-Netzen ist die weiträumige Übertragung elektrischer Energie, sodass diese als **Übertragungsnetz** bezeichnet werden. Sämtliche anderen Spannungsebenen werden unter dem Begriff des **Verteilnetzes** subsumiert. Die Transformation der Spannung zwischen den Netzebenen erfolgt mittels Transformatoren in **Umspannstationen**. An den Schnittstellen HöS/HS und HS/MS sind diese mit Laststufenschaltern ausgestattet, die im Netzbetrieb das Übersetzungsverhältnis variieren und so die Spannungshaltung der Netzebenen entkoppeln können [Sch15].

Weitere **Betriebsmittel** in Umspannstationen sind Schaltanlagen, die in primärtechnische, stromführende (z.B. Leistungsschalter und Sammelschienen) und sekundärtechnische Komponenten eingeteilt werden [Sch15]. Die Sekundärtechnik umfasst Sensoren (z.B. Messwandler) und fernwirktechnische Aktoren (z.B. Ansteuergeräte für Schalter), die mittels der Steuerungs-, Schutz- und Überwachungsgeräte auf Basis der **Netzleittechnik** in der **Netzleitwarte** erfasst bzw. angesteuert werden [Heu13]. Netzleitwarten fungieren als zentrale Kontroll- und Steuereinheit im zugeordneten Netzbereich und sind entlang der Netzebenen hierarchisch organisiert [Sch15]. Aufgaben der Leitwarte und die praxisübliche Verfügbarkeit von Sekundärtechnik je Spannungsebene sind in 2.1.4 skizziert. Die Sammelschienen von Schaltanlagen entsprechen in der Netztopologie den Netzknoten. [Sch15]. Verbindenden Leitungen zwischen zwei Schaltanlagen sind mit Ausnahme von Transformatoren als Kabel oder Freileitung ausgeführt. Mit sinkender Netzspannung und zunehmender Besiedlungsdichte steigt hierbei der Verkabelungsanteil<sup>3</sup>. Die elektrischen Kenngrößen (Widerstands-, Induktivitäts- und Kapazitätsbelag) der verwendeten Kabel- und Freileitungstypen bedingen dabei mit sinkender Spannungsebene ein steigendes R/X-Verhältnis<sup>4</sup>.

Elektrische EVS werden hinsichtlich ihrer **Topologie** differenziert in Maschen-, Ring-, und Strahlennetze [Nic92], [Mos96]. Die Topologiewahl folgt der Prämisse, dass im Fehlerfall umso geringere Unterbrechungsdauern akzeptabel sind, je höher die nicht-versorgte Leistung ist. HöS- und weitgehend auch HS-Netze werden somit als **Maschennetze** geplant, in denen zwischen relevanten Netzknoten mehrere Leitungen ständig eingeschaltet sind [Mos20b]. Gleichwohl weisen HS-Netze je nach Anforderung an die Versorgungssicherheit und historischer Entwicklung in Ring- oder Strahlennetzform gebaute Netzsegmente auf [Mos96]. HS-Netze werden zur Begrenzung der Kurzschlussleistung meist als galvanisch

---

<sup>3</sup> Bezogen auf die Stromkreislänge der je Spannungsebene beträgt dieser 3,7 % in HS-Netzen; 77,6 % in MS-Netzen und 89,4 % in NS-Netzen [FNN17b].

<sup>4</sup> Hohe R/X-Werte führen zu einer engeren Kopplung von Spannungshaltung und Wirkleistungsmanagement und beeinträchtigen Gültigkeit bestimmter Vereinfachungen in Netzberechnungen [Mos20a].

getrennte **Netzgruppen** betrieben (ca. 130 in Deutschland) [Mos20b], die typischerweise 200 – 1500 MW Last und 10 – 50 HS/MS-Umspannstationen versorgen [Mos96]. Übergabestellen ermöglichen jedoch eine Kopplung zu benachbarten Netzgruppen [Sch15], [Kel19]. Die primär im MS-Bereich etablierten **Ringnetze** realisieren durch eine selektive Abschaltung des fehlerbehafteten Netzbereichs und anschließende (meist manuelle) Umschaltung eine schnelle Wiederversorgung. Ringnetze werden (n-1)-sicher über zwei Transformatoren gespeist und im Normalbetrieb durch Auftrennung einer Trennstelle in der Ringstruktur wie **Strahlennetze** betrieben. Strahlennetze wiederum versorgen strahlenförmig von der speisenden Station abgehende Leitungsstränge und sind die typische Bauform in NS-Netzen. Im Fehlerfall erfolgt eine Wiederversorgung (im NS-Bereich) erst nach Instandsetzung des defekten Betriebsmittels [Mos20b].

**Wechselwirkungen** zwischen HS-Netzen und dem ÜN resultieren im Netzbetrieb aus der Stufung von Transformatoren sowie dem Umstand, dass HS-Netze meist als mehrfach gespeiste Maschennetze ausgeführt sind [Mos96], [Nic92], was wiederum die Einkopplung von Transitflüssen verursacht. Ferner existieren auch mehrseitig gespeiste MS-Netze, sodass aus dem HS-Netz eingepreßte Transitflüsse im MS-Bereich auftreten können. In der Praxis wird die Anzahl der Einspeisungen jedoch zur Kurzschlussstrombeherrschung geringgehalten, sodass diese Netzausführung in MS-Netzen die Ausnahme bildet [Heu13]. Hinsichtlich der **Transformatorstufung** sind sowohl der HöS/HS- als auch der HS-/MS-Transformator meist Eigentum des HöS- bzw. MS-Netzbetreibers. Der HS-Netzbetreiber verfügt somit über keine Schalthoheit. Die genaue Netzführungsgrenze folgt vertraglichen Vereinbarungen zwischen vor- und nachgelagertem Netzbetreiber [Stö13]. Die skizzierten Beeinflussungen sind grundsätzlich auch auf NS-Netze übertragbar, wobei MS/NS-Transformatoren nur in Ausnahmefällen mit Laststufenschaltern ausgestattet sind [BNA21c]. Im Netzbetrieb resultierende Abstimmungspflichten an Netzschnittstellen sowie technische Grenzen werden im weiteren Verlauf beleuchtet (s. Abschnitte 2.1.4 und 2.2).

## 2.1.2 Gesetzliches und regulatorisches Umfeld

Den energierechtlichen Rahmen des Betriebs von Stromnetzen setzt in Deutschland das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Gemäß § 11 EnWG sind die Betreiber von Energieversorgungsnetzen (EVN) verpflichtet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges EVN diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist“. Im Zuge dessen obliegt die Pflicht zum Erhalt der Systemsicherheit in ihrer Regelzone den ÜNB, wozu ihnen nach § 13 (1) EnWG netz- und marktbezogene Maßnahmen (vgl. 2.2 und 2.3) sowie Notfallmaßnahmen (§

13 (2) EnWG) zur Verfügung stehen, die in der genannten Rangfolge zu priorisieren sind. Sowohl bei marktbezogenen, als auch Notfallmaßnahmen gilt für spezielle Anlagen eine Anpassungspflicht ihres Wirkleistungsverhaltens. Grundsätze des finanziellen und bilanziellen Ausgleichs bei Anpassungsmaßnahmen sind in § 13a EnWG verankert. Auch VNB sind zum Erhalt eines sicheren Netzbetriebs zum Einsatz dieser Maßnahmen befugt, haben jedoch Anordnungen vorgelagerter Netzbetreiber Folge zu leisten (§ 14 EnWG). Zahlreiche Verordnungen (z.B. ARegV<sup>5</sup>, StromNEV<sup>6</sup>) vertiefen dabei den Inhalt des EnWG [EWG24].

Die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs geht einher mit der Vorgabe, dass die Errichtung und der Betrieb von Energieanlagen<sup>7</sup> den Anforderungen der technischen Sicherheit genügt. Die Einhaltung der technischen Sicherheit ist an die Beachtung „der allgemein anerkannten Regel der Technik“ gebunden, die vermutet wird, wenn bei elektrischen Energieanlagen die technischen Regeln des VDE<sup>8</sup> befolgt werden (§ 49 EnWG). Neben dem VDE ist die Bundesnetzagentur (BNetzA) befugt, Vorgaben im Kontext technischer Sicherheitsregeln zu beschließen (§ 29 EnWG). Gegenstand dieser verwaltungsrechtlich bindenden Beschlüsse sind meist Leitfäden für Netzbetreiberprozesse, die auf Konsultationen mit den Branchenverbänden (z.B. ENTSO-E<sup>9</sup> und BDEW<sup>10</sup>) beruhen. Auch jenseits verwaltungsrechtlicher Beschlüsse erarbeiten die BNetzA und die Branchenverbände Prozessleitfäden, technische Hinweise und Anwendungshilfen für Netzbetreiber und involvierte Akteure. Relevante Prozessleitfäden, technische Anwendungsregeln, Netzkodizes, Leitfäden sowie zusätzliche [Mos15] gesetzliche Vorschriften bilden im weiteren Verlauf vielfach die Grundlage der Analyse.

### 2.1.3 Technische Grenzwerte im Kontext der Netzsicherheit

Die Netzsicherheit adressiert die betrieblichen Aspekte der Umsetzung der gesetzlich verankerten Ziele einer hohen Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit. Die zentrale Aufgabe der Netzsicherheit ist die Vermeidung und Beherrschung von Störungen im Netzbetrieb durch Einhaltung technischer Grenzwerte und Vorhaltung von Sicherheitsreserven [den19]. Im netztechnischen Wirkungsbereich von VNB zielen Sicherheitsmaßnahmen auf die Einhaltung betrieblicher Grenzwerte für Strom, Spannung, Kurzschlussströme sowie die Vorhaltung der

---

<sup>5</sup> Anreizregulierungsverordnung

<sup>6</sup> Stromnetzentgeltverordnung

<sup>7</sup> Definition Energieanlagen gemäß § 2 EnWG: „alle Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie“

<sup>8</sup> Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik

<sup>9</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>10</sup> Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Sicherheitsreserven ab. Die Ergänzung der Netzsicherheit um die Einhaltung der Systembilanz, welche die Aufgabe der ÜNB ist führt zum Begriff der Systemsicherheit [VDE17]. Der Normalbetrieb ist durch einen Netzzustand unter Einhaltung der definierten Grenzwerte und Reserven charakterisiert, wohingegen der Netzbetrieb bei allen vom Normalzustand abweichenden Netzzuständen als gestörter Betrieb bezeichnet wird [den19], [VDN07].

### **Stromgrenzwerte**

Die Grenzwerte für Strom resultieren aus den thermischen Belastungsgrenzen der eingesetzten Betriebsmittel. Die thermische Belastung, sowie die thermische Belastbarkeit eines Betriebsmittels variieren dabei je nach Umweltbedingungen und Einsatzprofil (thermische Verluste steigen quadratisch proportional zum Strom). Eine Überschreitung der Belastbarkeitsgrenze kann zur Beschädigung und erhöhten Ausfallwahrscheinlichkeit des Betriebsmittels führen [Küc09]. Diese ist bei Kabeln und Transformatoren primär durch die Herabsetzung des Isolationsvermögens infolge von Degradationsprozessen der Isolation (Öl, Papier, VPE, etc.) und der erhöhten Gefahr eines Durchschlags begründet [Küc09]. Bei Freileitungen ist insbesondere die herabgesetzte mechanische Festigkeit infolge des stärkeren Leiterseildurchhangs bei erhöhten Temperaturen ein limitierender Faktor [DIN01]. Zur Errichtung von Freileitungen [DIN13b], Kabeln, [DIN13a] und Transformatoren [DIN08] existieren daher diverse Empfehlungen für Stromtragungsfähigkeiten. Die genannten Betriebsmittel weisen eine Dauerbetriebstemperatur und maximale Kurzeittemperatur auf [Oed11], die eine temporäre Überlastfähigkeit, insbesondere im Fehlerfall, gewährleistet. Die temporäre Überlastfähigkeit wird dabei begünstigt durch zuträgliche Umweltausprägungen wie niedrige Umgebungstemperaturen, da die dauerhaft zulässigen Stromgrenzwerte eine Umgebungstemperatur von 20°C unterstellen [DIN08], [DIN13a], die in Deutschland meist unterschritten wird. Bei Freileitungen begünstigt zudem die Windkühlung die temporäre Überlastfähigkeit (vgl. 2.2.4).

### **Spannungsgrenzwerte**

Die Anforderungen an die Spannung am Netzanschluss öffentlicher EVS spezifiziert die Norm DIN EN 50160, welche die Spannungsqualität anhand der Höhe, Frequenz, Kurvenform und weiterer Merkmale charakterisiert [DIN11]. Die dort definierten Vorgaben fungieren als Auslegungskriterien der Netzbetriebsmittel und der bei Netznutzern angeschlossenen elektrischen Geräte. Im quasi-stationären Netzzustand gilt gemäß der Norm bezüglich der Spannungshöhe in MS- und NS-Netzen ein zulässiger Bereich von  $\pm 10\%$  bezogen auf die Höhe der Nennspannung. Infolge des meist starren Übersetzungsverhältnisses des MS/NS-Transformators ist dieses Band auf beide Spannungsebenen aufzuteilen. Zur

Grenzwerteinhalten im NS-Bereich, werden die Spannungsgrenzen im MS-Bereich somit an Stationen ohne Stufensteller, oder ohne überwachbares Spannungsprofil im unterlagerten Netz restriktiver gefasst (beides ist der Regelfall). In der Literatur hat sich eine Begrenzung auf  $\pm 4\%$  der Nennspannung im MS-Bereich etabliert [Koo16], [den12]. Auch an den Netzknoten des HS-Netzes sind einzuhaltende Maximal- und Minimalspannungen definiert. Die Mindestbetriebsspannung im Normalbetrieb wird mit 99 kV und die höchste Betriebsspannung mit 123 kV angegeben [VDE19]. Die Spannungsgrenzen an Netzverknüpfungspunkten (NVP) zu vor- und nachgelagerten Netzbetreibern beruhen heute vorrangig auf bilateralen Vereinbarungen [Sch16]. Zudem resultieren individuelle Grenzwerte aus Vereinbarungen mit angeschlossenen Industriekunden.

Die begrenzenden Maximalwerte der Spannung gewährleisten den Schutz der Betriebsmittel vor dauerhaften Überspannungen und einer resultierenden Beeinträchtigung der Isolationsfestigkeit [Küc09]. Ein weiterer Treiber für die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte im Netzbetrieb ist neben dem Schutz der Betriebsmittel die Wahrung der Spannungsstabilität. Besonders bei stark ausgelasteten Leitungen kann die Verletzung der Spannungsgrenzwerte zu einem Spannungskollaps führen [Die14], [Mit19], [Kun94]. In Abgrenzung zu derartigen dynamischen Systemvorgängen und daraus resultierenden Anforderungen, fokussiert die vorliegende Arbeit die Beherrschung der Netzsicherheit im Kontext quasi-stationärer Netzzustände.

### **Sicherheitsreserven**

Die Einhaltung der Grenzwerte für Strom und Spannung beugt erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeiten und unmittelbaren Fehlern vor und leistet folglich einen Beitrag zur Versorgungszuverlässigkeit im Sinne einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit erfolgt anhand probabilistischer Kenngrößen und deterministischer Netzsicherheitskriterien [Bra02]. Während erstere der ex-post Bewertung der Versorgungsqualität dienen, sind letztere inhärenter Bestandteil netzplanerischer und -betrieblicher Prozesse. Höchste Priorität hat die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, gemäß dem der Ausfall eines Betriebsmittels ((n-1)-Fall) keine unzulässigen Versorgungseinschränkungen bewirken darf [Mos20a]. Die Zulässigkeit der Einschränkungen ist dabei ein Kompromiss zwischen der Anzahl nicht-versorgter Netzkunden, individuellen Sicherheitsanforderungen und höheren Kosten für redundante Netzstrukturen.

Insbesondere in MS- und NS-Netzen betrifft ein Betriebsmittelausfall wenige Kunden. Kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen werden daher toleriert und durch selektive Abschaltung fehlerbehafteter Netzsegmente sowie nachgelagerte Instandsetzungs- und Umschaltmaßnahmen innerhalb einer Stunde (MS-Bereich)

bis zu wenigen Stunden (NS-Bereich) behoben [Kau95], [Nag08]. Eine Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im Netzbetrieb ist überwiegend nicht gegeben, obschon Ringnetze bei Betrieb mit geschlossenen Trennstellen fähig sind, die Versorgung im (n-1)-Fall aufrecht zu erhalten. Diese Betriebsweise wird jedoch zugunsten der Verlustminimierung und einer vereinfachten Schutzauslegung selten gewählt [BUW16]. Gleichwohl wird in strahlenförmig betriebenen Ringnetzen im (n-1)-Fall eine kurzfristige Überschreitung der Belastungsgrenzen einzelner Betriebsmittel um 20 – 40 % toleriert. Im fehlerfreien Betrieb ((n-0)-Fall) impliziert diese Praxis die Vorhaltung einer Sicherheitsreserve, sodass Betriebsmittel meist lediglich zu 60 -70 % ausgelastet werden [Nag08]. Unter Antizipation der Abregelungsfähigkeit von EZA kann in erzeugungsdominierten Netznutzungsfällen eine Auslastung von 100 % als zulässig erachtet werden [BUW16].

Demgegenüber sind HS-Netze so zu planen, dass die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums in auslegungsrelevanten Fällen möglich ist. Lediglich bei Netzsegmenten, die dem alleinigen Anschluss von EZA und Speichern dienen, ist eine (n-0)-sichere Dimensionierung hinreichend [VDE18a]. Im HS-Netz per Einzelstich angebundene MS-Netze, die HS-seitig nicht (n-1)-sicher angeschlossen sind, verfügen üblicherweise über ausreichende MS-seitige Reservestellungen aus benachbarten Umspannwerken [Nic92], [Mos96], [VDE18a]. Entgegen der Praxis in MS- und NS-Netzen ist in HS-Netzen eine unterbrechungsfreie Versorgung anzustreben [VDE18a], sodass allenfalls kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen tolerabel sind und im Netzbetrieb die (n-1)-Sicherheit angestrebt wird [NBW19].

### **Kurzschlussströme**

Bei Auftreten eines Kurzschlusses (KS) stellen sich hohe, transiente Kurzschlussströme ein. Diese sind mithilfe von Schutzrelais zu detektieren und durch Auslösung der Leistungsschalter (oder Sicherungen in NS-Netzen) automatisiert zu beheben, um eine Betriebsmittelbeschädigung und Personengefährdung zu vermeiden. Zur Abschätzung von KS-Strömen und deren Einordnung im Kontext von Grenzwerten können die Methoden gemäß DIN VDE 0102 angewandt werden [DIN16]. Grundsätzlich können zu niedrige KS-Ströme ein sicheres Ansprechen der Schutzrelais beeinträchtigen, sodass die Sicherstellung der Selektivität in gefährdeten Netzen die Wahl eines geeigneten Schutzsystems erfordert [FNN09].

Insbesondere in HöS- und HS-Netzen werden hierbei Grenzwertüberprüfungen von KS-Strömen im laufenden Netzbetrieb gefordert [VDE19], die im Rahmen von Online-KS-Stromrechnungen vorgenommen werden [Sch15], [Sch20]. Die wirksamste Maßnahme zur KS-Strombegrenzung ist die Entmaschung und Netzauftrennung, die großteils in der HS- und MS-Ebene praktiziert wird [Mos10b]. Angesichts des Fokus auf stationäre Betriebsfälle sowie dem Umstand, dass im

zu entwickelnden Verfahren keine Betriebsmittelwahl im Rahmen einer Ausbaubehatscheidung zu treffen ist, wird im entwickelten Verfahren auf die Überprüfung der Kurzschlussstrom-Grenzwerte verzichtet.

### 2.1.4 Netzbetreiberprozesse

Die Einhaltung der zuvor skizzierten technischen Grenzwerte ist die Randbedingung sämtlicher Planungs- und Betriebsprozesse elektrischer Netze, deren zeitliche Abfolge mit üblichen Planungshorizonten in Abbildung 2–2 dargestellt ist.

Netzausbauplanung		Netzbetriebsplanung				Netzführung
Grundsatzplanung	Ausbauplanung	Freisicht- und Revisionsplanung		Kurzfrist-Betriebsplanung		Netzüberwachung
≥ 35 Jahre	≤ 20 Jahre	Monate	(t-48h)	(t-24h)	(t-1h)	(t-0h)

**Abbildung 2–2 Abfolge technischer Prozesse der Planung und des Betriebs von Stromnetzen (nach [Mos10b], [Eic15], [Sch17], [Sch18])**

Nachgelagert zur **Netzausbauplanung**, deren Aufgabe die langfristig bedarfsgeechte Netzauslegung ist (Netzadequanz), stehen die operativen Prozesse der Netzbetriebsplanung und -führung im Vordergrund [Mos20a]. Technische und ökonomische Potenziale beider Aufgaben haben aufgrund der Anwendung des NOVA-Prinzips<sup>11</sup> zunehmend auch Einfluss auf netzplanerische Abwägungen. Dieses mittlerweile in den Planungsgrundsätzen vieler Netzbetreiber verankerte Prinzip forciert die Priorisierung von Netzoptimierungsmaßnahmen in Betriebsplanung und -führung innerhalb der Prozesskette [VDE18a], [ARG17], [Ver17].

Ein Ziel der **Netzbetriebsplanung** ist die Sicherstellung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sowie geplanter Aus- und Umbaumaßnahmen, zu deren Umsetzung in die Netztopologie eingegriffen wird [Mos20a]. Zudem befasst sich die **Kurzfrist-Betriebsplanung** auf Basis der erwarteten bzw. geplanten Netznutzung mit der Netzsicherheitsprognose und der Maßnahmenplanung im Gefährdungsfall<sup>12</sup>. Aufgrund der vor- und untertäglich hinreichend guten Prognostizierbarkeit von Last und EE-Erzeugung sowie dem Vorliegen der Fahrpläne von Marktakteuren, haben die Day-Ahead- und Intraday-Betriebsplanung eine hohe Priorität. Speziell bei ÜNB sind die Prozesse des DACF (Day-Ahead-Congestion-Forecast) und ICF (Intraday Congestion Forecast) regulatorisch bindend

<sup>11</sup> Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau

<sup>12</sup> z.B. bei einer erwarteten Betriebsmittelüberlastung

[EUC17], [BNA18b]. Die Umsetzung der in der Betriebsplanung vorbereiteten Maßnahmen erfolgt in der **Netzbetriebsführung** (Echtzeitbetrieb) [Mos20a], [Eic15]. Weiterhin obliegt der Netzbetriebsführung die Aufgabe kontinuierlich die Netzsicherheit zu überwachen und diese im gestörten Betrieb unverzüglich unter Ausschöpfung aller verfügbaren Maßnahmen wiederherzustellen [Mos20a].

Die Netzbetriebsführung zählt mit der Spannungs- und Frequenzhaltung zu den **Systemdienstleistungen** (SDL), die Netzbetreiber zum Erhalt der Netz- und Systemsicherheit erbringen. Auch der Versorgungswiederaufbau nach Ausfall der Stromversorgung wird diesen zugerechnet [den19]. Zur SDL-Erbringung sind die Netzbetreiber auf **Vorleistungen** angewiesen, die sie selbst vorhalten (z.B. mit regelbaren Netzbetriebsmitteln), oder die durch unterlagerte Netzbetreiber sowie Netznutzer (EZA, Speicher und Verbraucher) bereitgestellt werden. Diese Vorleistungen werden auf verpflichtender (z.B. gemäß technischer Anschlussrichtlinie, TAR) oder freiwilliger (z.B. marktgestützte Beschaffung) Basis vorgehalten [den19]. Die marktgestützte Beschaffung existiert bislang nur im Kontext der Frequenzhaltung bei der Regelleistung (Vorhaltung und Abruf von Wirkleistungsentnahmen/-erhöhungen)<sup>13</sup>. Die Netzbetriebsführung ist das **Umsetzungsinstrument** der anderen SDL und zuständig für die Steuerung des Wirkleistungseinsatzes (Behebung strombedingter Engpässe, Frequenzhaltung), die Blindleistungssteuerung (Spannungshaltung) und den Einsatz regelbarer Netzbetriebsmittel [Mos20a]. Die fernwirktechnische Ansteuerung der Aktoren erfolgt aus der Netzleitwarte heraus. Die Maßnahmenplanung obliegt jedoch als Vorleistung den Prozessen der kurzfristigen Betriebsplanung [Mos20a], [Eic15]. Die meisten Steuerungsprozesse der Betriebsführung sind so organisiert, dass Planungsergebnisse vor der Ausführung vom Leitstellenpersonal kontrolliert werden<sup>14</sup> [den16].

Schwerpunkt dieser Arbeit ist die **Kurzfrist-Betriebsplanung von VNB** angesichts des dort künftig mit den ÜNB-Prozessen zu harmonisierenden Netzengpassmanagements. Nach einer Darlegung des Status Quo von Betriebsplanung und -führung bei VNB werden daher die bevorstehenden Änderungen skizziert.

### **Betriebsplanung und -führung im Verteilnetz (Status Quo)**

Nachfolgend sind tabellarisch wesentliche Aufgabenfelder der Betriebsplanung und -führung für ÜNB und VNB mit ÜN-Anschluss zusammengefasst [VDE19], ergänzt um eine qualitative Einordnung der Relevanz bei ÜNB und VNB.

---

<sup>13</sup> Ein Regelleistungs-Abruf dient der Rückführung der Netzfrequenz in das zulässige Frequenzband bei Ungleichgewicht der Systembilanz (das Wirkleistungs-Saldo über alle Bilanzkreise im Netzregelverbund ist  $\neq 0$ ). Die Abwicklung der Marktprozesse und die Koordination des Abrufs kontrahierter Leistung ist Aufgabe der ÜNB [Waw22].

<sup>14</sup> Ausnahme sind die vollautomatisierten Prozesse der Leistungs-Frequenz-Regelung

Die Prozesse der Betriebsplanung und -führung weisen entlang der Netzebenen erhebliche Unterschiede auf. Während der Aufgabenumfang in sehr großen HS-Netzen teils mit dem der ÜNB vergleichbar ist, reduziert sich dieser mit sinkender Spannungsebene als Folge abnehmender Netzsicherheitsanforderungen und der geringeren Ausbringungsdichte an Sensorik und Fernwirktechnik [BNA23a]. Angesichts der geringen Systemverantwortung haben VNB zudem hohe Handlungsspielräume in der Prozessausgestaltung (ÜNB-Prozesse sind stärker reguliert).

Aufgaben der Betriebsplanung	ÜNB	VNB	Aufgaben der Betriebsführung	ÜNB	VNB
Erstellung der Schaltplanung	✓	✓	Betriebs- und Ausschaltplanung	✓	✓
Abstimmung mit benachbarten NB	✓	✓	Überwachung des Netzzustands	✓	(✓)
Abstimmung von Revisionsplänen mit Kraftwerken	✓	(✓)	Ausführung von Schalthandlungen	✓	(✓)
Prognose von Erzeugung und Verbrauch	✓	(✓)	Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement	✓	✓
Prognose des Blindleistungsbedarfs	✓	(✓)	Beseitigung von strom- oder spannungsbedingten Engpässen	✓	✓
Prognose des Verlustenergiebedarfs	✓	(✓)	Beseitigung von Gefährdungen und Störungen der Netzsicherheit	✓	✓
Prognose der Lastflusssituationen	✓	(✓)	Online-Datenaustausch	✓	(✓)
Festlegung der benötigten SDL	✓	(✓)	Frequenzhaltung	✓	✗

Obligatorische Aufgabe ✓

Abhängig von technischer Ausstattung und Netzsicherheitsanforderungen (✓)

Kein Bestandteil ✗

Abbildung 2–3 Aufgaben der Betriebsführung und -planung (nach VDE AR 4141-1 [VDE19])

Während HS-Netze weitgehend fernsteuerbar und messtechnisch erfasst sind, gilt dies für MS-Netze vorrangig in kritischen Bereichen. Diese Bereiche werden in HS- und MS-Netzen von 90 % der VNB messwertbasiert erfasst, sodass echtzeitnahe Zustandsdaten vorliegen [BNA23a]. Speziell bei der Umsetzung von Betriebsplanungsprozessen und bei verfügbaren Steuerungsmöglichkeiten zeigen sich gravierende Unterschiede zwischen Netzbetreibern<sup>15</sup>. Lediglich die Hälfte der Netzbetreiber HS- und MS-NB verfügen über die Möglichkeit Erzeugungsanlagen zentral zu steuern. In NS-Netzen<sup>16</sup> erfassen 75 % der VNB keine Netzzustandsdaten, die Steuerbarkeit ist geringer als bei HS- und MS-NB [BNA23a]. Bisher stärker etablierte Prozesse bei VNB sind die Anwendungsrichtlinien zur Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit und für Anforderungen an die Netzschnittstelle ÜN/VN (VDE-AR 4140, 4141-1) [VDE17], [VDE19].

<sup>15</sup> Im Bericht an die BNetzA geben lediglich 45 % der VNB an die Auslastung ihres Netzes mindestens täglich zu prognostizieren, wobei der Anteil weiter steigt [BNA23a].

<sup>16</sup> Die für NS-NB verpflichtende Umsetzung einer netzorientierten Regelung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen bis 2029 infolge der BNetzA-Festlegung zu § 14a EnWG wird die lokale Beobachtbarkeit stark erhöhen und perspektivisch positive Rückwirkungen auf die Netzzustandserfassung in vorgelagerten MS-Netzen aufweisen [BNA23b].

Die **VDE-AR 4140** regelt die Mitwirkungspflichten unterlagerter Netzbetreiber, sofern vorgelagerte Netzbetreiber die Ergreifung von Notfallmaßnahmen in unterlagerten Netzen anordnen. Die operative Umsetzung ist so gestaltet, dass der auslösende NB verpflichtet ist, als ausführender NB Maßnahmen im eigenen Verfügungsbereich auszuschöpfen, bevor er als anfordernder NB befugt ist, den unterlagerten Netzbetreiber zur Maßnahmenergreifung anzuweisen. Das Vorgehen (Maßnahmenausschöpfung, Anforderung) setzt sich kaskadenartig bis zur Wiederherstellung der Netzsicherheit fort. Das Einspeisemanagement (§ 13 (2) EnWG i.V.m. §14 EEG) war für VNB bis zur Redispatch 2.0 Regelung die historisch häufigste Notfallmaßnahme und oft einzige verfügbare Sicherheitsmaßnahme [BNA19b], [Eng17], [Con18]. Die EZA-Ansteuerung erfolgt in der Betriebsführung meist per Fernwirktechnik (Anlagenleistung > 1 MW), oder im MS- und NS-Bereich (< 1 MW) mittels Rundsteuertechnik<sup>17</sup>.

Die **VDE-AR 4141-1** konkretisiert technische Anforderungen für betriebliche Aspekte an der Schnittstelle ÜN/VN und stärkt die Netzsicherheitsverantwortung (Spannungshaltung, Engpassbehebung) der Netzbetreiber im eigenen Netz. Die technischen Anforderungen beinhalten Randbedingungen und Abstimmungspflichten beim Einsatz netzbezogener Maßnahmen. Zudem definiert sie folgende Grundsätze zur Priorisierung von Sicherheitsmaßnahmen in Rahmen der Kaskade

- Lokale Maßnahmen haben Vorrang vor regionalen.
- Lokale Maßnahmen des Anschlussnetzbetreibers (ANB) dürfen nicht durch gegenläufige Anforderungen aufgehoben werden.
- Die betragsmäßig größere Anpassung von Wirkleistung wird umgesetzt.
- Anlagen mit Beiträgen zu SDL (bspw. Regelleistung) werden im Vorfeld vorrangig priorisiert.

Auch für netzbezogene Maßnahmen zur Spannungshaltung wird die analoge Anwendung der Priorisierungsgrundsätze empfohlen. In Hinsicht auf die Abstimmungspflichten, ist neben dem Informationsaustausch zu geplanten Maßnahmen, die Einrichtung eines Netzzustandsmonitors verbindlich. Letzterer ordnet den Netzzustand in Normal-, Alarm- und Notfallbetrieb und basiert auf einem im Vorfeld bilateral abgestimmten Klassifikationssystem, das gemeinsam definierte Schwellwerte nutzt. Zur Prozessstandardisierung bei VNB hat der VDE weitere Anwendungsregeln für die Netzschnittstelle VNB/VNB (VDE-AR 4141-2) und die Redispatch-Umsetzung (VDE-AR 4141-3) publiziert [VDE22], [VDE23]. Relevante Prozesse und Anforderungen werden nachfolgend in Teilen skizziert.

---

<sup>17</sup> Zum Einsatz kommen die Tonfrequenz- und die Funkrundsteuerung [BDE21]. Bei beiden erfolgt die zeitgleiche Ansteuerung mehrerer Anlagen als Gruppe auf einem Kanal. Eine Signalausendung aktiviert somit stets eine Leistungsreduktion mehrerer Anlagen.

## Redispatch 2.0

Mit dem Stichtag des 01.10.2021 ist eine Vielzahl an Energiewandlungsanlagen, die zuvor im regulierten Redispatch (§ 13 (1), 13a, 14 EnWG) unzugänglich waren in den Zugriffsbereich marktbezogener Maßnahmen überführt worden. Eine nachrangige Abregelung von EE- und KWK-Anlagen bleibt jedoch durch zu beachtende Kostenfaktoren gewahrt. Zur Umsetzung der Anforderungen gelten die Beschlüsse diverser BNetzA-Festlegungsverfahren und Branchenlösungen, die einheitliche Anforderungen an Zugriff auf marktbezogene Maßnahmen (Redispatch) spezifizieren. Diese adressieren die Prozesse der Bilanzierung, die Abrechnung und Kommunikation zwischen den Netz- und Anlagenbetreibern, den Datenaustausch sowie die Netzbetreiberkommunikation<sup>18</sup>. Die Beschlüsse und Richtlinien schaffen definitorische und prozessuale Sicherheit im Hinblick auf die Rollen- und Aufgabenverteilung im Redispatch und verpflichten insbesondere die VNB zum Aufbau eigener Prozesse. Zwei Säulen sind die **Anzeigepflicht** des zu erwartenden Netzzustands gegenüber vorgelagerten NB sowie die Schaffung zweier **Bilanzierungsmodelle** für EE-Anlagen (Planwert- und Prognosemodell), zur Integration von Planungsdaten in Redispatch-Prozesse [BDE20b].

Ein weiterer Inhalt der Novelle ist die Neuregelung des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs für Wirkleistungsanpassungen (§ 13a EnWG).

Die Anzeigepflicht bedingt eine **vorausschauende Netzzustandsanalyse**, welche die **Netzzustandsprognose** sowie die **Maßnahmendimensionierung** umfasst. Letztere beinhaltet die Dimensionierung von Maßnahmen im eigenen Netz sowie die Bestimmung des **Redispatchvermögens** (RDV). Dieses fungiert für angrenzende NB als Indikator für die im Redispatch abrufbare Wirkleistung. Die genannten Prozesse erfordern beim VNB zur Betriebsplanung das Vorliegen von Stamm- und Bewegungsdaten der Anlagenbetreiber und angrenzender NB. Bei Anlagenzuordnung im Planwertmodell hat der Anlagenbetreiber am zweiten Tag vor Erfüllung (D-2) um 14:30 Uhr einen initialen Fahrplan und diverse Plandaten an den ANB zu übersenden, die ab dem Vortag (D-1) um 14:30 Uhr bei einer Leistungsabweichung > 10 % laufend zu aktualisieren sind. Diese zeitliche Abfolge ist harmonisiert mit den bisherigen Redispatch-Prozessen<sup>19</sup>. Bei Anlagenzuordnung im Prognosemodell, obliegt die Einspeiseprognose dem Netzbetreiber [BDE20b]. Ein Überblick zu den kontinuierlich ablaufenden, operativen Prozessen ist nachfolgend gegeben.

---

<sup>18</sup> Es gelten die aktuellen Beschlussfassungen der Aktenzeichen BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061 mit den jeweiligen Anlagen [BNA20a], [BNA21a], [BNA21b].

<sup>19</sup> Dieselben Fristen gelten im DACF- und ICF-Prozess. Im Planwertmodell wird das im Redispatch etablierte ESS-Datenformat (ENTSO-E-Scheduling System) genutzt.

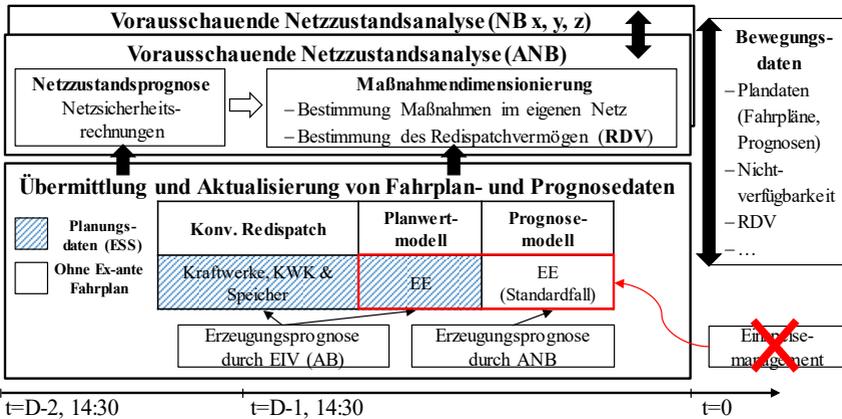


Abbildung 2–4 Operative Maßnahmenkaskade und zeitliche Anforderungen nach [VDE19]

Der Redispatchabruf an EE-Anlagen erfolgt entweder im Duldungsfall durch den Netzbetreiber oder im Aufforderungsfall durch den Einsatzverantwortlichen (EIV), was die neue Rolle Anlagenbetreibers ist [BDE20b]. Die durch den EIV an den Anschlussnetzbetreiber verbindlich zu übersendenden Datenpunkte<sup>20</sup> sind technologiespezifisch und werden in Abschnitt 2.3 spezifiziert.

Aufgabe des Anschlussnetzbetreibers ist die Konsolidierung der Daten der steuerbaren Ressourcen (SR<sup>21</sup>) und die Weitergabe an vorgelagerte und benachbarte Netzbetreiber. Die Daten sind dabei um die technische Wirksamkeit (Sensitivität) der SR auf einen bilateral abgestimmten NVP und das anlagenseitige abrufbare Redispatchvermögen zu ergänzen. Der Koordinationsprozess unter Netzbetreibern ist definiert als ein gemeinsamer, fortlaufender Meldezyklus [BNA21a]. Dieser erfordert eine stündliche Aktualisierung der Bewegungsdaten in Einklang mit dem in Abbildung 2–4 skizzierten Zeitablauf (ab D-2, 14:30). Die Anwendungslogik im Gefährdungsfall und das Rollenverständnis sind eng verknüpft mit denen der Anwendungsrichtlinie zur Kaskadierung von Notfallmaßnahmen. Neben den Rollen als betroffener (auslösender), ausführender oder anfordernder Netzbetreiber existiert zudem die Rolle als clusternder Netzbetreiber. Zur Komplexitätsreduktion der Bewegungsdaten, obliegt dem Netzbetreiber die Aufgabe, SR für benachbarte und vorgelagerte Netzbetreiber zu Clustern mit ähnlicher Wirksamkeit und Abrufkosten zusammenzufassen und aggregierte Informationen

<sup>20</sup> Planungsdaten, Nichtverfügbarkeiten, marktbedingte Anpassungen (vgl. 2.3)

<sup>21</sup> Die SR ist das vom Netzbetreiber abrufbare Objekt [con20]. Eine SR kann sich aus mehreren, oder einer einzelnen technischen Ressource (TR) zusammensetzen, welche die Einzelanlagen widerspiegeln. Jede SR ist genau einem EIV zugeordnet [BNA21a].

je Cluster zur Verfügung zu stellen. Die Wirksamkeit muss sich innerhalb bilateral abgestimmter Bänder bewegen [BNA21a]. Dem clusternen Netzbetreiber obliegt die Entscheidung, welche SR innerhalb des Clusters abgerufen werden, um Redispatch-Anfragen vorgelagerter Netzbetreiber umzusetzen [BNA21a]. Infolge erheblicher Implementierungsverzögerungen beim Aufbau der Redispatch-Prozesse, gilt derzeit eine Übergangslösung, die im Wesentlichen die Verantwortung des Anlagenbetreibers für den bilanziellen Ausgleich auf den Netzbetreiber zurückverlagert [BDEW21], [Con24].

### **Fazit**

Die skizzierten Abläufe und Priorisierungsgrundsätze regeln im laufenden Netzbetrieb die Interaktion zwischen Netzbetreibern und beeinflussen maßgeblich die Umsetzung des Netzsicherheitsmanagements. Im angestrebten Verfahren sind daher die zentralen Prozesse des jeweiligen Netzbetreibers (Netzsicherheitsrechnungen und Maßnahmendimensionierung, Einfluss von SDL) sowie der Informationsaustausch und der grundsätzliche Interaktionsablauf zwischen Netzbetreibern abzubilden. Angesichts des Fokus auf die planwertbasierte Betriebsplanung und Interaktion zwischen Netz- und Anlagenbetreibern im Netzsicherheitsmanagement, wird im Rahmen dieser Arbeit von einer Abbildung von Prognoseeinflüssen, bilanziellen Ausgleichsprozessen, kontinuierlichen Meldezyklen und untertägigen Prozesse Abstand genommen. Stattdessen wird im Verfahren zur Planung auf den Zeitpunkt des Vorliegens der Fahrplaninformationen (D-1, 14:30 Uhr) unter Annahme einer Realisation der Redispatchanforderungen in  $t = 0$  abgestellt.

## **2.2 Netzbezogene Maßnahmen**

Im Rahmen der Maßnahmendimensionierung sind netzbezogene Maßnahmen stets priorisiert zu nutzen [EnWG21]. Diese umfassen im Verteilnetz

- das Blindleistungsmanagement,
- die Stufung von Transformatoren und Kompensationseinrichtungen,
- die Ausnutzung zulässiger Toleranzbänder (Strom, Spannung),
- Topologieänderungen durch Schaltmaßnahmen [VDE17], [Sch18a].

Die genannten Maßnahmen werden im Folgenden analysiert.

### **2.2.1 Blindleistungsmanagement**

Das Spannungs- und Blindleistungsverhalten eines Netzes ist direkt verknüpft mit der Konfiguration seiner Betriebsmittel, deren Auslastung, der Fahrweise steuer-

barer Betriebsmittel (s. 2.2.2) sowie dem Blindleistungsmanagement angeschlossener EZA. Die Bereitstellung von Blindleistung durch EZA ist gemäß den TAR als verpflichtende Vorleistung der Netzanschlussnehmer gesichert. Je nach Spannungsebene kann der Netzbetreiber die in Tabelle 2-1 aufgeführten Bereitstellungsverfahren vorgeben. Dies umfasst in allen Netzebenen diverse Kennlinienverfahren (Optionen B, C und E), bei denen die Blindleistung  $Q$  in funktionaler Abhängigkeit einem Parameters folgt<sup>22</sup>. In allen Netzebenen ist die Vorgabe des festen Verschiebungsfaktors  $\cos\varphi$  eine Vorgabeoption (D). Eine dynamische Sollwertvorgabe wird durch Option A ermöglicht, bei der außerhalb eines definierten Bereichs eine  $Q(U)$ -Regelung gefordert ist<sup>23</sup>.

Optionen der Blindleistungsbereitstellung	NS	MS	HS
A: Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion		x	x
B: Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$	x	x	x
C: Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung $Q(P)$		x	
D: fester Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$	x	x	x
E: Verschiebungsfaktor / Wirkleistungskennlinie $\cos\varphi(P)$	x		

**Tabelle 2-1 Blindleistungsbereitstellungsoptionen im Verteilnetz (NS: [VDE18b], MS: [VDE18c], HS: [VDE18d])**

Der abrufbare Blindleistungsstellbereich ist in HS- und MS-Netzen mittels trapezförmiger Generatoridiagramme bestimmt. Im Bereich einer Wirkleistungseinspeisung oberhalb von 20 % der installierten Wirkleistung  $P_{inst}$ , ist die maximale Blindleistung auf die in Abbildung 2–5 visualisierten Grenzen fixiert<sup>24</sup>.

Im NS-Bereich gilt abhängig von der Anlagengröße mit abnehmender Wirkleistungseinspeisung ein durch einen  $\cos\varphi$  von 0,95 bzw. 0,9 limitierter Stellbereich. Je nach Anforderungen ihres Netzes können HS-Netzbetreiber aus drei Vorgabevarianten wählen [VDE18d]. Aus praktischen Erwägungen, wie bspw. der im HS-Bereich üblichen Spannungs-Blindleistungsoptimierung, wird im Rahmen dieser Arbeit die Variante A mit entsprechenden Grenzen für den Netzbetrieb gewählt.

<sup>22</sup> Vorgabe Parameter (Spannung/Wirkleistung) erfolgt durch VNB (Kennlinie: Steigung, Nullpunkt)

<sup>23</sup> Dieser Bereich ist in MS-Netzen auf den Bereich von +/-4 % der Nennspannung festgelegt und in HS-Netzen auf -4 % / + 8 % [VDE18c], [VDE18d].

<sup>24</sup> Darstellung: Quotient der max. zulässige Q-Einspeisung (unter-/übererregt) bezogen auf  $P_{inst}$ .

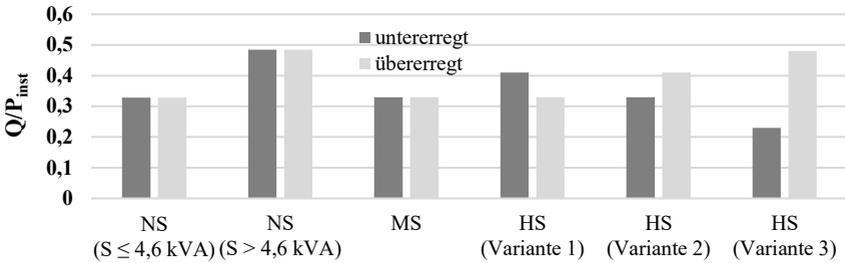


Abbildung 2-5 Abrufbare Blindleistung bezogen auf installierter Leistung [VDE18b], [VDE18c], [VDE18d]

Maßnahmen zur Spannungshaltung im eigenen Netz beeinflussen maßgeblich die Spannung an den Grenzen zu benachbarten NB, sodass eine koordinierte Spannungshaltung und der Austausch betrieblicher Prognosen erforderlich sind. Grundsätze der Zusammenarbeit an der Schnittstelle Hös/HS sowie an der Schnittstelle HS/MS sind in geltenden VDE-Anwendungsrichtlinien spezifiziert [VDE19], [VDE22]. Abbildung 2-6 skizziert für die Schnittstelle HS/MS den zulässigen Bereich des Blindleistungsaustauschs. Die angegebenen Grenzen ( $P_{max,B}$ ,  $P_{min,E}$ ,  $Q_{max,E}$ ,  $Q_{max,B}$ ,  $Q_{min,E}$ ,  $Q_{min,B}$ ) definieren den zulässigen Bereich.

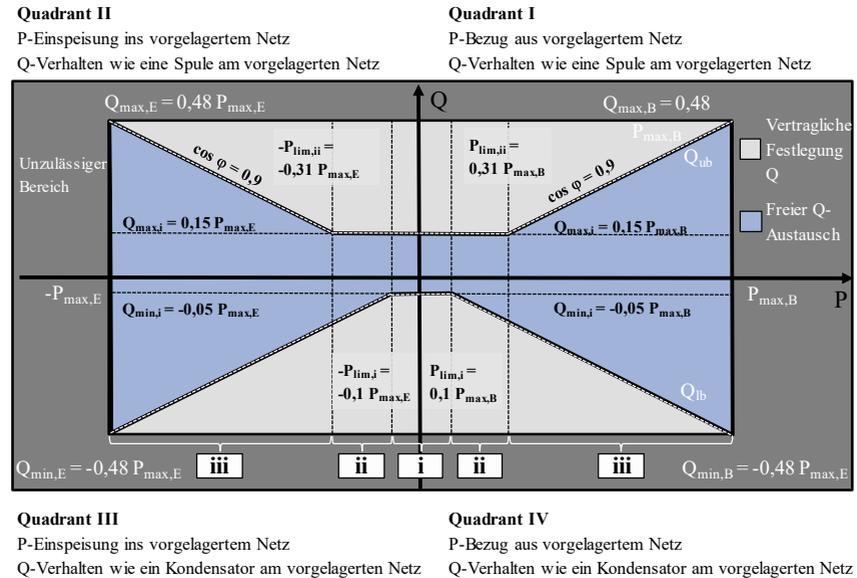


Abbildung 2-6 Bereich für zulässigen Blindleistungsaustausch [VDE22]

Der zulässige Bereich des über- oder untererregten Blindleistungsbezugs muss 48 Prozent des betragsmäßigen Maximums der Bezugs- bzw. Einspeisewirkleistung unterschreiten und ist für Schnittstellen HS/MS sowie Hös/HS gültig [VDE19]. Während an Hös/HS-Schnittstellen beide NB pro Netzgruppe (oder Untergruppen) bilateral ein Blindleistungsband vereinbaren können, sind die Grenzen der HS/MS-Schnittstelle richtlinien-seitig enger gefasst. [VDE19]. Abhängig von Intervallen des Wirkleistungsaustauschs ist der ohne vertragliche Vereinbarungen zulässige Blindleistungsstellbereich in die drei Bereiche (i), (ii) und (iii) zu unterteilen.

### **2.2.2 Stufung von Transformatoren und Kompensationselementen**

Als zentrales Instrument zur Beeinflussung des Spannungsprofils im unterlagerten Netz kommen Stufensteller zum Einsatz. Diese modifizieren durch mechanisches Schalten zwischen überspannungsseitigen Wicklungsanzapfungen das Übersetzungsverhältnis von Transformatoren in diskreten Stufen. Ein hohes Spannungsniveau bewirkt infolge geringerer Ströme eine Reduktion der Netzverluste. Daneben werden zur Minimierung der Netzverluste im Betrieb von HS-Netzen auch Kompensationselemente genutzt, die lokal Blindleistung bereitstellen. Diese kompensieren lokale Blindleistungsflüsse, die im HS-Bereich primärer Treiber des Spannungsprofils sind. Verwendung finden meist Kondensatorbänke (Kondensator-Reihenschaltung) zur Kompensation der induktiven Impedanzanteile sowie Paralleldrosseln zur Kompensation kapazitiver Anteile [Sch15]. Verfügt ein VNB über die Schalthoheit eines Stufenstellers, erweitert dies das ausnutzbare Spannungsband erheblich. Zugleich beeinflusst dieser jedoch das Blindleistungsverhalten an den Netzschnittstellen zu vor- und nachgelagerten Netzen. Zur Prävention von Spannungsinstabilitäten ist somit eine enge Abstimmung zwischen HS-NB und ÜNB verbindlich. Als bereits heute verfügbare Freiheitsgrade ist die Nutzung dieser Technologien im angestrebten Verfahren abzubilden.

### **2.2.3 Topologieänderungen durch Schaltmaßnahmen**

Eine netzbezogene Maßnahme zur Entlastung engpassbehafteter Betriebsmittel ist die Änderung der Netztopologie, welche zur Anpassung der Zweigimpedanzen und einer Lastflussverlagerung führt. Auch die Spannungshaltung ist maßgeblich durch Topologiemassnahmen beeinflussbar. So reduziert ein steigender Vermischungsgrad die Strompfadimpedanzen, was die Spannungshaltung begünstigt. Zugleich birgt diese jedoch das Risiko erhöhter Kurzschlussströme [Sch18a]. Aufgrund der engen Wechselwirkungen der Netze, wird zwischen ÜNB und VNB die lang- und kurzfristige Schaltungsplanung abgestimmt. Die Aufnahme einer geplanten Schaltung in die Schaltungsplanung erfolgt erst nach Genehmigung ei-

nes vorab zu stellenden Schaltantrags, der gemäß aktueller Vorschriften mindestens fünf Arbeitstage vor Schalttermin zu stellen ist [VDE19]. Der im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Zeitbereich orientiert sich hingegen an den im Redispatch relevanten Zeiträumen ((D-2), (D-1)). Eine Modellierung von Topologieänderungen wird daher im weiteren Verlauf nicht betrachtet.

#### 2.2.4 Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder

Unter begünstigenden Faktoren können Grenzwerte im Netzbetrieb temporär angepasst und Betriebsmittel kurzzeitig überlastet werden, ohne Schaden zu nehmen (vgl. 2.1.3). Im Zuge des NOVA-Prinzips gewinnt die Ausreizung dieser technischen Potenziale zunehmend an Bedeutung [den17], [den20b]. Im Fokus stehen insbesondere die Konzepte des Freileitungsmonitorings (FLM), der reaktiven Netzbetriebsführung sowie des Auslastungsmonitoring (ALM). Während beim FLM eine temporäre, witterungsabhängige Anpassung betrieblich zulässiger Stromgrenzwerte erfolgt, verfolgen die reaktive Netzbetriebsführung und die Leistungsreduktion im Fehlerfall eine Ausnutzung vorgehaltener Sicherheitsreserven unter Tolerierung temporärer Überlastungen im Fehlerfall.

Der Ansatzpunkt des **Freileitungsmonitoring** ist die eher konservativ abgeschätzte Stromtragfähigkeit von Freileitungen<sup>25</sup>. Die in der Betriebsmittelspezifikation angegebenen Werte limitieren die Leiterseiltemperatur auf maximal 80 °C [DIN13b]. Diese hängt von der im jeweiligen Leiterabschnitt gültigen Energiebilanz aus zu- (Stromwärmeverluste, Globalstrahlung) und abgeführter Energie (radiale und konvektive Kühlung) ab [IEE12], [Cig14]. In der Realität herrschen meist günstigere Betriebsbedingungen, die oft mit einer hohen Netzauslastung korrelieren<sup>26</sup> [Puf15]. Sowohl niedrige Umgebungstemperaturen, als auch eine hohe Windgeschwindigkeit erhöhen die Stromtragfähigkeit deutlich (vgl. Abbildung 2–7). Die Voraussetzungen eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs definiert die VDE-AR-N4210 [VDE21]. Die Leiterseiltemperatur kann mit Sensoren direkt am Leiterseil gemessen, oder indirekt mittels regionaler Wetterdaten und physikalischer Modelle ermittelt werden. Aufgrund der geringeren Kosten wird vorwiegend auf indirekte Methoden zurückgegriffen [Kel19], [BUW16]. Als Folge der Topographie stellen die Windgeschwindigkeit und -richtung die am schwierigsten in ausreichender Auflösung zu prognostizierende Größe dar [Cig06]. Prinzipiell kann mittels der in Abbildung 2–7 dargestellten Beziehung eine Abschätzung des Einflusses der Umgebungstemperatur und

---

<sup>25</sup> Gemäß DIN EN 50182 wird die Dauerstrombelastbarkeit unter Annahme von Umgebungsbedingungen mit 35° C Außentemperatur und einer senkrechten Windanströmung von 0,6m/s zur sicheren Seite abgeschätzt [DIN01], [DIN13b].

<sup>26</sup> hohe Windgeschwindigkeiten bedingen hohe Einspeisung aus WEA

Windgeschwindigkeit auf die Stromtragfähigkeit abgeleitet werden. Zur sicheren Abschätzung sind dabei immer die zur geringsten Strombelastbarkeit führende Annahmen zu wählen (eine parallele Anströmung reduziert die Kühlleistung um bis zu 50% gegenüber senkrechter Anströmung) [VDE21].

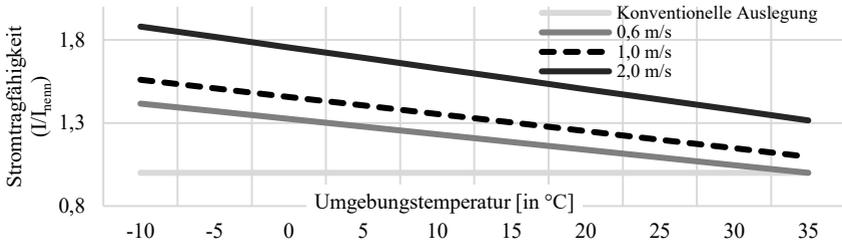


Abbildung 2–7 Stromtragfähigkeit in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit (senkrechte Anströmung) und Umgebungstemperatur [Ten18], [Kel19]

Der Ansatz der **reaktiven Netzbetriebsführung** nutzt die temporäre Überlastfähigkeit von Betriebsmitteln (vgl. 2.1.3) aus, um vorzuhaltende Sicherheitsreserven zu reduzieren. Im Kontext der Überlastfähigkeit haben sich in der Literatur die Begriffe der temporär zulässigen (Temporary Admissible Transmission Loading; TATL) und der dauerhaft zulässigen Stromtragfähigkeit (Permanent Admissible Transmission Loading; PATL) etabliert. Analog zur primär von ÜNB verfolgten reaktiven Betriebsführung, verfolgen einzelne HS-VNB im Kontext von Pilotprojekten den Ansatz der **Leistungsreduktion im Fehlerfall** (auch **Auslastungsmonitoring**, ALM) [Kel19], [BUW16], [Ded16]. Das Konzept nutzt die schnell abrufbare Abregelung von EE-Anlagen aus, um die EE-bedingte Bindung von Sicherheitsreserven unter Tolerierung einer kurzfristigen Überlastung im Fehlerfall zu reduzieren. Verbraucher müssen jedoch weiterhin (n-1)-sicher versorgt werden sein. Zur Gewährleistung der kurzfristigen Abregelung kommt ein dezentral arbeitendes Steuerungssystem zum Einsatz, das die Überwachung relevanter Stromkreise und Umspannwerke im Netzgebiet gewährleistet und im Fehlerfall bedarfsorientiert in der Netzleitstelle aktiviert werden kann [Ded16].

## 2.3 Marktbezogene Maßnahmen und Flexibilitätsoptionen

Zur Analyse netzbetrieblicher Freiheitsgrade, die aus marktbezogenen Maßnahmen und somit einer Anpassung des Wirkleistungsverhaltens der Netzanschlussnehmer resultieren, erfolgt zunächst eine Analyse im Verteilnetz relevanter Technologien und deren technischer Einsatzrestriktionen (2.3.1). Es folgt eine Darstellung relevanter Akteure sowie deren üblicher Anlagenbetriebsstrategien (2.3.2). Abschließend werden die Zugriffsmechanismen je Anlagen- und Leistungsklasse

sowie weitere Aspekte des Anlagenzugriffs (Vergütungsmechanismen und Kostenfaktoren) aufgezeigt (2.3.3). Daneben haben Erzeugungs- und Speicheranlagenbetreiber ab 0,1 MW dem Netzbetreiber zur Beachtung anlagenbetrieblicher Restriktionen in der Netzbetriebsplanung Stamm- und Plandaten zu übersenden, die an den betreffenden Stellen dargelegt werden.

### 2.3.1 Technologien und betriebliche Restriktionen

Anknüpfend an den einleitenden technologischen Überblick zum Bereich der Flexibilitätsoptionen und EE-Anlagen (vgl. 1.1), erfolgt nun eine detaillierte Analyse im Verteilnetz relevanter Technologien. Die betrachteten Technologiebereiche mit Potenzialen zur Anpassung des Wirkleistungsverhaltens sind insbesondere

- dargebotsabhängige EE-Erzeugungsanlagen,
- steuerbare elektrische Erzeuger (thermische und hydraulische Kraftwerke),
- Anlagen der Stromwärmekopplung (KWK, P2H),
- Stromspeicher,
- P2G-Anlagen,
- sowie steuerbare Verbrauchsprozesse (Lastmanagement).

In Anlehnung an die in 2.1.4 skizzierten Meldezyklen hat dabei grundsätzlich jede Erzeugungsanlage und Speicher ab 0,1 MW die geplante Einspeisung sowie das maximale und minimale Redispatchvermögen als Planungsdatum zu übersenden.

Der Technologiebereich **dargebotsabhängiger EE-Anlagen** beschränkt sich im Verteilnetz auf Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen (Wind 52 GW bzw. PV 82 GW, vgl. Abbildung 1–1). In Abhängigkeit der standortbezogenen Windgeschwindigkeit bzw. Globalstrahlung ist die elektrische Leistungsabgabe  $P$  einer Anlage  $k$  begrenzt durch die Dargebotsleistung im Zeitpunkt  $t$ , welche dem Netzbetreiber als zu Planungsdatenpunkt  $ab$  zu übermitteln ist:

$$0 \leq P_{el,k,t} \leq P_{Dargebot,k,t} \quad (2-1)$$

**Steuerbare elektrische Erzeugungsanlagen** im Verteilnetzbereich existieren in groß- und kleinskaliger Ausführung (unter 1 MW bis einige 100 MW, vgl. Abbildung 2–1). Relevante Technologien sind thermische und hydraulische Kraftwerke (z.B. EE-basierte Laufwasserkraftwerke). Obschon Letztere einem saisonalen Dargebot unterliegen, ist die Erzeugung im kurzfristigen Zeitbereich planbar, sodass sie als grundlastfähig gelten und somit in dieser Arbeit den steuerbaren Erzeugern zugerechnet werden [Oed11]. Thermische Kraftwerke wandeln die Energie eines Brennstoffs (Primärenergieträger) über thermodynamische Prozesse in elektrische Energie um. Eingesetzte Brennstoffe sind mitunter nachwachsende

(z.B. Biogas, Pellets) sowie vor Allem fossile Primärenergieträger (Erdgas, Mineralöl, Kohle). Das Verhältnis aus elektrisch gewonnener Energie zum Energiegehalt des Brennstoffs wird als elektrischer Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  bezeichnet. Der Betrieb thermischer Kraftwerke ist weiterhin an die Berücksichtigung diverser technischer Parameter gebunden, die mit Ausnahme der Verfügbarkeitsangaben (Planungsdaten) dem NB als Stammdaten einmalig zu übermitteln sind [BNA21b]. Die relevanten Parameter sind insbesondere [Hof20]:

- **Mindest- und Maximalleistung** ( $P_{k,min}$ ,  $P_{k,max}$ ) eines Kraftwerks  $k$ : Jede Erzeugungsanlage wird auf eine geplante maximale Leistung ausgelegt. Daneben ist beim Betrieb thermischer Kraftwerke zur Vermeidung von Betriebsinstabilitäten stets eine Mindestbetriebsleistung einzuhalten [Con16].
- **Leistungsgradienten**: Zur Reduktion der thermomechanischen Materialbeanspruchung durch Temperatur- und Druckspreizungen auf ein kontrolliertes Maß ist die Leistungsänderung zwischen zwei Zeitpunkten zu limitieren [Ago17].
- **Kalt- und Warmstartzeit**: Das Versetzen in den regelfähigen Zustand bedingt aus Materialschutzgründen die Einhaltung kraftwerkstypspezifischer Anfahrzeiten, die abhängig sind vom thermischen Zustand [Nob20].
- **Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeit**: Mit jedem Anfahr- und Abschaltvorgang ist eine hohe thermische Belastung der Komponenten verbunden. Zur Vermeidung eines übermäßigen Verschleißes wird die Häufigkeit durch Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten begrenzt [Sch13].
- **Verfügbarkeit** (Planungsdatum): Wartungs- und Revisionsarbeiten erfordern regelmäßig temporäre Abschaltungen und bedingen eine Nichtbeanspruchbarkeit einer Anlage.

Die genannten Parameter sind abhängig von individuellen Kraftwerksparametern, die je nach Kraftwerksbauart erhebliche Unterschiede aufweisen. Die modellhafte Berücksichtigung von Leistungsgradienten und Mindestzeiten erfordert dabei sowohl in der Anlagen- als auch Netzbetriebsführung den Einsatz diskreter Entscheidungsvariablen  $v_k$ , die den **Betriebszustand** ( $v = 1$  (ein)/  $v = 0$  (aus)) des Kraftwerks  $k$  zum Zeitpunkt  $t$  abbilden [Nob20], [Hof20], [Rat20]:

$$v_{k,t} * P_{k,min} \leq P_{el,k,t} \leq v_{k,t} * P_{k,max} \quad (2-2)$$

**Anlagen der Stromwärmekopplung** umfassen einerseits steuerbare elektrische Erzeuger, welche die Abwärme des jeweiligen Verbrennungsprozesses nutzen (**KWK**) sowie andererseits elektrische Verbrauchseinrichtungen, die Strom zur Wärmebereitstellung nutzen (**P2H**). In beiden liegt dem elektrischen Einsatz  $P_{el,k}$  einer Anlage  $k$  meist mit Deckung eines Wärmebedarfs  $d_k$  je Zeitpunkt  $t$  zu-

grunde. Der thermische Output kann dabei über den anlagenindividuellen Konversionskoeffizienten  $\eta_{el,th,k}$  ermittelt werden, der sich im Falle einer KWK-Anlage aus dem Quotienten des elektrischen und thermischen Wirkungsgrads bildet:

$$d_k(t) \leq P_{el,k}(t) * \eta_{el,th,k} \leq \infty \quad (2-3)$$

In Hinblick auf wärmeseitige Technologieparameter liegt keine verpflichtende Übermittlung von Stammdaten für Anlagenbetreiber vor. Lediglich das durch Wärmelieferverpflichtungen eingeschränkte Redispatchvermögen ist dem Netzbetreiber als Plandatum anzuzeigen (vgl. 2.3.3) [BNA21b]. Innerhalb beider Technologiegruppen existieren Anlagen in großskaliger Ausführung, bspw. zur Versorgung von Fern- und Nahwärmenetzen oder industrieller Verbraucher. Dem Konzept der Fernwärme liegt die Wärmebereitstellung aus zentralen Großanlagen zugrunde, bei denen es sich primär um Heizkraftwerke handelt. Die Wärmeverteilung an die Kunden erfolgt mittels Wärmenetzen, in denen Heißwasser oder, sofern industrielle Prozesswärme bereitgestellt wird, Wasserdampf als Wärmeträger fungieren [Kon18]. Wärmenetze mit geringer regionaler Ausdehnung, auch Nahwärmenetze genannt, werden von kleineren als Blockheizkraftwerk (BHKW) bezeichneten KWK-Anlagen versorgt. Blockheizkraftwerke finden in kleinskaliger Ausführung weitaus häufiger, jedoch mit in Summe geringerer installierter Leistung auch in der Objektversorgung (Gebäudeversorgung) Anwendung. Folgende Tabelle vermittelt eine Übersicht zu üblichen KWK-Technologien, Leistungsklassen, Einsatzbereichen sowie Mengenanteilen an der Gesamtanzahl und -leistung der nach dem KWKG zugelassenen Anlagen [UBA20].

	<b>Verbrennungsmotor</b>	<b>Stirling-Motor</b>	<b>Brennstoffzelle</b>	<b>Dampfturbine</b>	<b>Gas-turbine</b>	<b>Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)</b>
Applikation <sup>27</sup>	OV, FW/NW	OV	OV, NW	I, FW/NW	I, FW, NW	I, FW
El. Leistung [MW]	0,001 – 10	0,001 – 0,009	0,007– 2,8	Ab 0,1	Ab 0,5	Ab 20
Anteil zugelassener Anlagen	96,94 %	0,21 %	0,06 %	0,44 %	0,03 %	0,43 %
El. Leistung zugelassener Anlagen	3.178,5 MW	0,1 MW	4,4 MW	1.342,5 MW	475,1 MW	4.124,2 MW

**Tabelle 2-2 Übersicht zu KWK-Technologien nach [UBA20]**

Bewährte Praxis ist die Installation von Spitzenlastkesseln, die in der Fernwärme meist als befeuerte Dampfkessel (auch Heizwerk) und in der Objektversorgung als Brennwertkessel ausgeführt sind. Diese erlauben einen flexibleren Einsatz und

<sup>27</sup> Objektversorgung (OV), Fernwärme (FW), Nahwärme (NW), Industrie (I)

eine kompaktere Dimensionierung der effizienten, aber teureren Grundlastanlagen und fungieren als Reservekessel bei Revisionen [Kon18].

Neben dem Einsatz befeuerter Dampfkessel, rückt in der Fernwärme zunehmend auch die Nutzung von **P2H**-Anlagen als Spitzenlastkessel (SLK) in den Fokus. Diese bieten die Möglichkeit, den erzeugten Strom einer KWK-Anlage direkt zu verbrauchen, oder die Einspeisung durch Strombezug aus dem Netz zu substituieren. Eingesetzt werden je nach anvisierter Anlagengröße Widerstands- oder Elektrodenheißwasserkessel, die jeweils Wirkungsgrade von über 99 % erzielen [Mol19b]. Widerstandsheizker finden daneben in kleinskaliger Ausführung zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser breite Anwendung im Bereich der Objektversorgung, während Elektrodenheizkessel im Industriebereich eingesetzt werden [Dod18]. Eine weitere P2H-Technologie, die zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung stark an Relevanz gewinnen wird, sind Wärmepumpen, die mittels strombetriebener Wärmetauscher die Umgebungs- oder Erdwärme nutzen [FFE21], [Ger21]. Während Großwärmepumpen heute in der Fernwärme noch nicht etabliert sind<sup>28</sup> [Tri21], zeigt sich in der Objektversorgung neuerrichteter Immobilien bereits ein dominanter Marktanteil [Sab20]. Als Konversionsfaktor  $\eta_{el,th}$  kann bei Wärmepumpen die sogenannte Jahresarbeitszahl (JAZ) herangezogen werden, die sich aus dem Quotienten der bereitgestellten thermischen zur bezogenen elektrischen Energie ermittelt. Die JAZ von Wärmepumpen, variieren je nach Bauart, Anlagengröße, gewähltem Umgebungsmedium und Umgebungstemperatur stark, wobei  $JAZ > 400 \%$  erreicht werden. [Sti19]. In Analogie zu KWK-Systemen, erfolgt auch bei Wärmepumpen oft die Installation eines Spitzenlastkessels [Vie11].

Der Betrieb von Anlagen der Stromwärmekopplung kann neben dem Einsatz von SLK auch durch die Nutzung von Wärmespeichern flexibilisiert werden. Während Fernwärmespeicher meist als Großwarmwasserspeicher ausgeführt sind, erfolgt im Objektversorgungsbereich der Einsatz von ebenfalls warmwasserbasierten Pufferspeichern. Warmwasserbasierte thermische Speicher gelten hierbei als günstigste Energiespeicherungsform [Ste14]. Im Betrieb ist der Speicherfüllstand (SOC, state of charge) dabei auf die minimale und maximale Speicherkapazität  $W_{th,min}$  bzw.  $W_{th,max}$  limitiert. Für die Betrachtung des Zeitraums von  $t = 1$  bis  $T$  ist die Einhaltung dieser Grenzen in der Modellbildung ebenso zu beachten, wie der initiale Füllstand in  $t = 0$  und die Änderung des SOC infolge einer Befüllung durch Anlage  $k$  (bspw. Grundlastkessel (GLK) oder SLK), oder Entladung (zur Wärmelastdeckung):

---

<sup>28</sup> Es befinden sich in Deutschland zahlreiche Projekte im Bereich mehrerer 10 MW in Planung [Ago23].

$$W_{th,min} \leq SOC_t \leq W_{th,max} \quad (2-4)$$

$$SOC_t = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{k=1}^K P_{th,ein,k,t} \right) - P_{th,aus,t} + SOC_{t0} \quad (2-5)$$

Als **Stromspeicher** kommen im Verteilnetz überwiegend elektrochemische Speichersysteme in Form von Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batterien zum Einsatz [Ste14]. Die Gesamtspeicherkapazität beläuft sich derzeit auf 13,2 GWh bei einer installierten Leistung von 8,5 GW. Hiervon entfallen 11,1 GWh bzw. 6,9 GW auf das Heim- und 1,6 GWh bzw. 1,3 GW auf das Großspeichersegment (verteilt auf 2024 Speichereinheiten) [Fig24]. Analog zu Wärmespeichern unterliegen auch Stromspeicher zeitkoppelnden Effekten und einer minimalen bzw. maximalen Speicherkapazität. Unter Einbeziehung der Wirkungsgrade  $\eta_e$  bzw.  $\eta_a$  bei der Ein- und Ausspeicherung können ausgehend von einem Startfüllstand in  $t = 0$  ( $W_0$ ) diese wie folgt adäquat erfasst werden:

$$W_{min} \leq W_0 + \sum_{t=1}^T \eta_e * P_{ein,k,t} - \frac{1}{\eta_a} * P_{aus,k,t} \leq W_{max} \quad (2-6)$$

Die Ein- und Ausspeicherleistung  $P_{ein,k,t}$  und  $P_{aus,k,t}$  sind beschränkt durch die gemeinsam mit den Wirkungsgraden als Stammdatum bereitzustellende maximale Ein- und Ausspeicherleistung. Überdies ist durch den Speicherbetreiber auch der geplante Verbrauch, die minimal und maximal entnehmbare Energie und der aktuelle Speicherfüllstand als Plan- bzw. Echtzeitdatum zu liefern. Neben stationären Energiespeichern, könnten langfristig durch die Umrüstung der Ladeinfrastruktur von batteriebasierten elektrischen Fahrzeugen auf bidirektionales Laden hohe Stromspeicherkapazitäten im Verkehrssektor erschließbar sein, was jedoch noch nicht Stand der Technik ist [Lin20]. In der Modellbildung kann dies wie ein Stromspeicher abgebildet und soweit Informationen zu Nutzerpräferenzen und Verfügbarkeit eines Fahrzeugs vorliegen, um entsprechende Randbedingungen ergänzt werden.

Die **P2G-Technologie** ermöglicht mithilfe von Elektrolyseuren als Verbraucher die Herstellung synthetischen Wasserstoffs, der in der chemischen Industrie oder im Verkehrssektor eingesetzt sowie unter Beachtung einer maximalen Wasserstoffkonzentration dem Erdgasnetz zugeführt werden kann [Zap17]. Die Zuführung ins Erdgasnetz setzt eine der Elektrolyse nachgelagerte Methanisierung voraus, die jedoch mit weiteren Wirkungsgradverlusten verbunden ist. Künftig werden Wirkungsgrade von über 80% für die Elektrolyse und Methanisierung prognostiziert [Zap17]. Einzelne P2G-Anlagen werden typischerweise mit installierten Leistungen von bis zu wenigen MW realisiert. Auf Basis eines modularen

Anlagenaufbaus sind jedoch künftig auch großskalige Ausführungen mit installierten Leistungen über 100 MW angedacht [Zap17].

Das **Lastmanagement** erlaubt eine Zu- oder Abschaltung von Lasten, bei der der Verbrauch durch zeitliche Verschiebung vorgezogen, oder nachgeholt wird. Somit ist sicherzustellen, dass vorgezogene Verbrauchsprozesse später nicht durchzuführen und ausgesetzte Prozesse nachzuholen sind. Flexibilitätspotentiale werden primär in gewerblichen und industriellen Produktionsprozessen (v.a. Chemie, Papier, Zement, Aluminium, Stahl) sowie in Kühl- und Klimatisierungsapplikationen identifiziert [VDE12]. Obschon Flexibilitätspotentiale im Haushaltssektor in der Vergangenheit als eher gering eingeschätzt wurden [Els15], ist angesichts des derzeitigen Hochlaufs der Elektromobilität und der technisch möglichen Verschiebung unidirektionaler Ladevorgänge ein wachsendes Potenzial zu erwarten.

### 2.3.2 Akteure und Betriebsstrategien

Anknüpfend an Kapitel 1 erfolgt eine vertiefte Darstellung relevanter Akteure im Verteilnetz, die als Anlagenbetreiber der zuvor genannten Technologien infrage kommen sowie deren üblicher Anwendungsfälle und wirtschaftlicher Ziele. Relevante Akteure im Verteilnetz sind vor allem kommunale Unternehmen, Aggregatoren und einzelne privatwirtschaftliche Netzanschlussnehmer.

Akteure aus dem Umfeld **kommunaler Unternehmen** sind Betreiber von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen<sup>29</sup> in Eigentum eines lokalen Energieversorgungsunternehmens (EVU). Auch VNB sind meist Teil eines EVU, aber aufgrund der Monopolstellung gesetzlich strikt operationell, informatorisch und buchhalterisch von anderen EVU-Bereichen entflochten<sup>30</sup>. Gleichwohl sind VNB bei Vorliegen diverser Tatbestände zum Besitz von Stromspeichern in ihrem Netz und deren ausschließlich netzdienlichen Betrieb berechtigt (§ 11b) [EWG24].

Akteure innerhalb der Gruppe **einzelner privatwirtschaftlicher Netzanschlussnehmer** betreiben ein Portfolio einer Teilmenge der zuvor genannten Technologien, bezogen auf einen einzelnen Netzanschluss. Dies können Letztverbraucher aus den Sektoren Wohnen, Industrie oder Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)<sup>31</sup>. Insbesondere im Wohngebäudebereich hat sich der Begriff des **Prosumers** als einspeisender Letztverbraucher etabliert, der konzeptionell auch auf den gewerblichen und industriellen Bereich übertragbar ist [BDE19], [BNA20]. Weiterhin können EZA (bspw. WEA, PVA), die entweder isoliert oder kombiniert

---

<sup>29</sup> z.B. Fernwärmeversorgung, Gasspeicherung, Ladeinfrastrukturen für Mobilität

<sup>30</sup> Ausnahme ist der Fernwärmesektor, in dem nach wie vor Netz und Erzeugung innerhalb vollständig integrierter Unternehmen bewirtschaftet werden [WIK13].

<sup>31</sup> Letzterer beinhaltet auch kommunale Einrichtungen (z.B. Verwaltung, Schule) [Sta08].

mit einem Stromspeicher, oder einer P2G-Anlagen zur Synthetisierung von sog. Grünem Wasserstoff) dieser Akteursgruppe zugeordnet werden.

**Aggregatoren** sind gesetzlich definiert als „natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines EVU, die eine Tätigkeit ausüben, bei der Verbrauch oder Erzeugung von elektrischer Energie in Energieanlagen oder in Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt angeboten werden“. Neben dieser marktbezogenen Definition wird Aggregatoren eine mögliche Rolle in der marktgestützten Beschaffung nicht frequenzgebundener SDL zugesprochen (§ 12h) [EWG24]. Ein Aggregator ist somit ein kommunaler, oder ein privatwirtschaftlicher Akteur, der als Dienstleister die Vermarktungs- oder Belieferungsprozesse des verwalteten Anlagenportfolios übernimmt. Die Inanspruchnahme dieser Dienstleistungen steht jedem der zuvor genannten Akteure offen.

### **Betriebsstrategien**

Auf Akteursseite sind insbesondere folgende **Betriebsstrategien** etabliert, oder werden als zukünftige Handlungsalternativen diskutiert:

- Bezug der EE-Einspeisevergütung oder von KWK-Zuschlägen
- Vermarktung
- Eigenverbrauch, Spitzenlastmanagement und Plattform-Ansätze

### **EEG-Einspeisevergütung und KWK-Zuschlag**

Die Förderinstrumente der EEG-Einspeisevergütung und des KWK-Zuschlags garantieren Planungssicherheit für Investitionen in EE- sowie KWK-Anlagen und bezuschussen die Stromerzeugung aus diesen. Geförderte EE-Anlagen erhalten für 20 Jahre eine fixe Einspeisevergütung deren Höhe technologiespezifisch festgelegt ist und zudem von der installierten Anlagenleistung, dem Inbetriebnahmedatum und vom Errichtungsort abhängt [EEG24]. Die KWK-Vergütung setzt sich aus dem "üblichen Preis" (dem Grundlaststrompreis an der Strombörse EEX (European Energy Exchange des jeweils vorigen Quartals) und dem im KWKG festgelegten Fördersatz zusammen. Letzterer ist abhängig von der Anlagengröße, dem Inbetriebnahmedatum, dem KWK-Leistungsanteil sowie dem Vorliegen von Effizienzanforderungen und ist zeitlich beschränkt durch die Erreichung einer fallspezifischen Vollbenutzungsstundenanzahl [KWK21]. Bei geförderten EE- und KWK-Anlagen sind die ÜNB verpflichtet, den Strom kaufmännisch abzunehmen, zu vermarkten und die Vergütung auszuführen. Zudem ermitteln die ÜNB über gesetzlich festgelegte Kostenwälzungsmechanismen die EEG- und KWK-Umlage, welche die Subventionierungskosten auf die Letztverbraucher umlegt [EEAV19], [EEV21], [KWK21]. Ein Überblick zu aktuellen Fördersätzen

sowie den historisch gemittelten Fördersätzen je relevanter Anlagengrößeklasse ist für EEG und KWKG in Anhang A gegeben.

**Vermarktung**

EEG- und KWK-Anlagen sind ab einer installierten Leistung von > 0,1 MW zur Vermarktung erzeugter Energie im vortägigen Day-Ahead- und den untertägigen Intraday-Märkten des Spotmarkthandels der EEX verpflichtet. Die Abwicklung der damit assoziierten Prozesse wird als **Direktvermarktung** bezeichnet und erfolgt meist durch Aggregatoren [Thi20]. In der Direktvermarktung geförderter EE-Anlagen erhält der Anlagenbetreiber bzw. Aggregator zuzüglich zum realen Marktpreis für 20 Jahre eine Marktprämie für die veräußerte Energie. Die Marktprämie entspricht der Differenz des anzulegenden Wertes zum Referenzmarktwert. Der anzulegende Wert je Anlage resultiert dabei entweder in Abhängigkeit von der Anlagenleistung aus der fixen Einspeisevergütung, oder aus dem Ergebnis des EEG-Ausschreibungsverfahrens. Der Referenzmarktwert entspricht dem monatlichen durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreis [EEG24]. Die Vermarktung von EE- und KWK-Anlagen, die keine Förderung erhalten wird als **sonstige Direktvermarktung** bezeichnet.

Grundsätzlich können alle großtechnischen Einzelanlagen, oder durch Aggregatoren koordinierte Portfolios kleinskaliger Anlagen, an den Märkten für Fahrplan- oder Regelenergie partizipieren, soweit deren technische Eigenschaften die Marktspezifikation bzw. die Präqualifikationsbedingungen des jeweiligen Marktes erfüllt. Abbildung 2–8 skizziert schematisch die zeitliche Abfolge der relevanten Großhandelsmärkte für elektrische Energie.

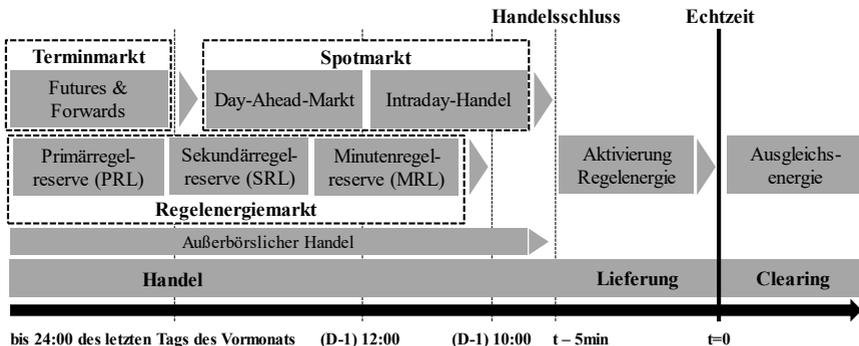


Abbildung 2–8 Großhandelsmärkte für elektrische Energie nach [BMW21]

Ziel des Handels auf den Spotmärkten ist die physikalische Erfüllung bzw. Lieferung eines Fahrplans. Der Großteil der Fahrplanenergie wird in der täglichen

Day-Ahead-Auktion (Gebotsabgabe bis vortags 12:00 Uhr) gehandelt. Nachgelagert ist die Teilnahme am kontinuierlichen Intraday-Handel ab vortags 15:00 Uhr bis 5 Minuten vor Lieferung am Erfüllungstag möglich. Die Primärfunktion des Intraday-Handels ist die Ermöglichung des Nachhandelns bei zu erwartenden Abweichungen vom in der DA-Auktion unter Unsicherheit kontrahierten Fahrplan. Jeder Marktteilnehmer am Spotmarkt ist verpflichtet einen Bilanzkreis zu bewirtschaften, in dem als virtuelles Mengenkonto die Erzeugung bzw. der Verbrauch mit der kontrahierten Energiemenge saldiert wird. Abweichungen vom kontrahierten Fahrplan werden von den ÜNB mit Ausgleichsenergie glattgestellt, die dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) in Rechnung gestellt wird. Die Ausgleichsenergiekosten resultieren aus den Kosten der zum jeweiligen Zeitpunkt abgerufenen Regelernergie, die über die von den ÜNB betriebenen Märkten für Primär-, Sekundär- und Minutenregelreserve beschafft wird (vortägig im kontinuierlichen Handel). Zur Absicherung gegen unsichere Preisentwicklungen besteht zudem vorgelagert zum Spothandel die Option, auf dem Terminmarkt zu handeln, oder darüber hinaus auch im außerbörslichen Handel langfristige Lieferverträge abzuschließen, die nicht an Produktspezifikationen der Börsen gebunden sind [Nob20]. Insbesondere sogenannte PPAs (Power-Purchase-Agreements) sind im Kontext ausgeförderter EE-Anlagen ein vielfach diskutiertes außerbörsliches Instrument. Im Kontext von Vermarktungsprozessen beschränkt sich die vorliegende Arbeit auf die Day-Ahead-Spotvermarktung sowie die Abbildung erweiterter Belieferungskonstrukte (z.B. PPA). Zwar bieten sich Akteuren zusätzliche Erlösoptionen auf den Regelernergie- und Intraday-Märkten, der Day-Ahead-Markt bildet aufgrund des Leitmarktcharakters jedoch den bewährten Referenzmaßstab für Grundsatzbetrachtungen in systemischen Zukunftsszenarien.

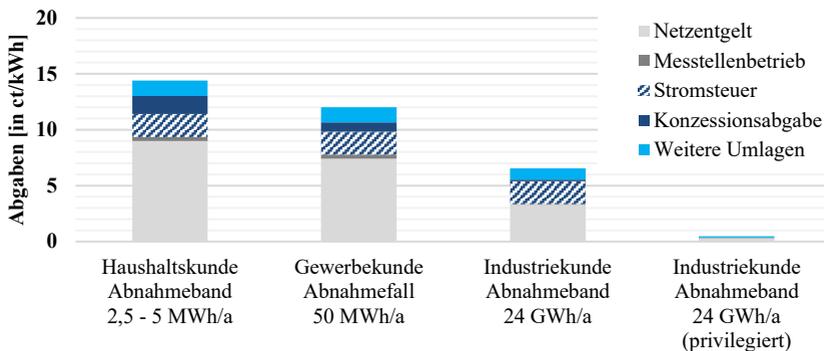
### **Eigenverbrauch, Spitzenlastmanagement und Plattform-Ansätze**

Beim netzseitigen Strombezug durch Letztverbraucher fällt in Deutschland eine Vielzahl regulatorischer Abgaben an, die als Mengenabgaben gestaltet sind. Je nach individuellem Abnahmefall liegen unterscheidet sich die Höhe der Abgabenbelastung [Kul20]. So können z.B. stromkostenintensive Unternehmen bei Erfüllung diverser Tatbestände Privilegierungen geltend machen, die ihre Abgabenlast im Individualfall stark reduzieren. Einen Überblick zu typischen regulatorischen Abgaben definierter Abnahmefälle (Umlagen, Netzentgelt, Stromsteuer, Konzessionsabgabe) gibt Abbildung 2–9 für das Jahr 2023, wobei von einer Darstellung des unter aktuellen Marktbedingungen verzerrten Preisniveaus für Beschaffung und Vertrieb abgesehen wird<sup>32</sup>. Angesichts des historisch und künftig

---

<sup>32</sup> Der hohe Anstieg der Energiepreise infolge des Ukrainekriegs ist weder historisch repräsentativ, noch ist in Zukunftsszenarien eine Evidenz für ein hohes Marktpreisniveau zu erkennen. Vor Eintritt

hohen Anteils regulatorischer Preisbestandteile ist der **Eigenverbrauch** erzeugter Energie der vollständigen Netzeinspeisung wirtschaftlich überlegen, indem Abgaben auf netzseitig bezogenen Strom vermieden werden<sup>33</sup>. Die Betriebsstrategie gewinnt umso mehr an Attraktivität, je höher der zeitlich mit der Erzeugung synchronisierbare Verbrauch ist (z.B. Elektrofahrzeuge, P2H-Anwendungen, Batteriespeicher) und ist auf großskalige Verbrauchsanlagen und Erzeugungsanlagen (z.B. WEA mit P2G-Anlage, gleicher Netzanschluss) übertragbar. Ferner kann durch ein **Spitzenlastmanagement** steuerbarer Verbraucher vorrangig bei gewerblichen und industriellen Letztverbrauchern das Netzentgelt gesenkt werden, sofern die auslegungsrelevante Abnahmeleistung reduziert wird<sup>34</sup>.



**Abbildung 2–9 Strompreise nach Abnahmefällen (ohne Mehrwertsteuer) [BNA23d]**

Neben diesen Strategien einzelner Netzanschlussnehmer rücken vermehrt **Plattformansätze** in den Fokus, die die Hebung von Synergien durch einen koordinierten Betrieb mehrerer flexibler Verbraucher und EZA adressieren. Als ein beispielhafter Ansatz werden Marktplattformen diskutiert, auf denen Akteure untereinander lokal Energie handeln [EWI21]. Grundlegend ist dabei jedoch zu beachten, dass die Eigenverbrauchsprivilegien überwiegend keine Anwendung mehr finden, sobald der gehandelte Strom physikalisch netzgebunden ausgetauscht

der Hochpreisphase lagen Beschaffungs- und Vertriebspreise in 2021 für die unten angegebenen Abnahmefälle bei 8,6 ct/kWh (Haushaltskunde), 6,16 ct/kWh (Gewerbekunden) und 4,9 ct/kWh (Industriekunde) [BNA21e].

<sup>33</sup> Der Eigenverbrauch aus EE-Anlagen ist gemäß Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) von den Abgaben befreit [EFG23]. Das EnFG regelt zudem der Erlass der KWKG- und Offshore-Netz-Umlage beim Netzbezug von Wärmestromanlagen und Elektrofahrzeugen.

<sup>34</sup> Zu zahlende Netzentgelte gliedern sich in einen Arbeitspreis und ein Jahresleistungsentgelt, das sich an der maximalen Bezugslast des Jahres orientiert [NEV21].

wird<sup>35</sup>. In einigen Ansätzen übernimmt ein Aggregator die Beschaffung bzw. Veräußerung der lokal nicht beschaffbaren oder absetzbaren Energie (Reststromabwicklung) [Cra21]. Neben Ansätzen mit expliziter Handelsplattform für Letztverbraucher ist grundsätzlich auch die alleinige Abwicklung von Belieferungs- und Vermarktungsprozessen über einen Aggregator möglich, wie sie vereinzelt von Anbietern bereits praktiziert wird. Die konzeptionelle und regulatorische Gestaltung derartiger Plattformsätze ist ein offener Forschungsgegenstand und nicht Fokus dieser Arbeit. Gleichwohl kann ein Rollout solcher Konzepte die Netznutzung erheblich beeinflussen [Cra21], sodass eine vereinfachte Modellierung im Sinne einer adäquaten Abschätzung des Einflusses anzustreben ist.

### 2.3.3 Anlagenzugriffs- und Vergütungsmechanismen

Marktbezogene Maßnahmen umfassen „den Einsatz von Regelernergie, Anpassungsmaßnahmen vertraglich vereinbarter ab- und zuschaltbaren Lasten sowie die Information und das Management von Engpässen“ (§ 13 (1) Satz EnWG) [EWG24]. Der Regelernergieeinsatz ist dem Erhalt der Systembilanz vorbehalten und nicht durch VNB abrufbar. Die im Engpassmanagement von Netzbetreibern priorisiert zu nutzenden marktbezogenen Maßnahmen, beruhen auf dem gesetzlichen Schuldverhältnis zur Partizipation am (regulierten) Redispatch gemäß § 13a (1) EnWG. Technisch beschränkt sich dieser Maßnahmenbereich auf Stromerzeugungs- und Stromspeichereinheiten (SEE, SSE) ab 0,1 MW sowie fernwirktechnisch angebundene Einheiten mit kleineren Anschlussleistungen.

Im Gegensatz zu einem gesetzlichen Schuldverhältnis, zielt der Rechtsrahmen im Bereich lastseitiger Anpassungsmaßnahmen auf vertragsbasierte Beschaffungsformen ab. Auf Ebene des Einsatzes zu- und abschaltbarer Lasten sind mit Ausnahme der (nicht vertragsbasierten) Regelung des § 14a EnWG primär auf ÜNB-Seite Instrumente in Entwicklung. Die Nachfolgeregelung des standardisierten Prozesses zur Beschaffung abschaltbarer Lasten durch die ÜNB wird derzeit konsultiert [BNA23c]. Zudem konsultiert der Regulator derzeit die Ausgestaltung eines neuen Instruments zur Verringerung der engpassbedingten EE-Abregelung durch zuschaltbare Lasten durch die ÜNB (§ 13 k EnWG) [BNA24]. Darüber hinaus steht es Netzbetreibern frei, bilaterale Verträge für zu- und abschaltbare Verbrauchsleistung mit Netzanschlussnehmern zu schließen [Gne20].

Über bilaterale Vertragsoptionen hinaus sieht der Gesetzgeber vor, dass VNB, die Flexibilitätsdienstleistungen zur Bewirtschaftung ihres Netzes nutzen, diese in einem marktbasieren Verfahren zu beschaffen haben (§ 14c EnWG). Zur Nutzung dieses Instruments sind die VNB verpflichtet durch die BNetzA zu genehmigende

---

<sup>35</sup> Lediglich die Stromsteuer kann bei Verbrauch von Strom aus Kleinerzeugern (< 2MW), die räumlich weniger als 4,5 km entfernt sind, erlassen werden (§ 9 StromStG [SSG24]).

Produktspezifikationen festzulegen. Alternativ kann die BNetzA diese anordnen. Der Paragraph ist nicht rechtskräftig bis eine durch die BNetzA genehmigte Spezifikationen vorliegt (§ 118 (28) EnWG), was zum Zeitpunkt der Abgabe dieser Arbeit nicht gegeben ist.

Der Begriff der Flexibilitätsdienstleistung ist gesetzlich nicht definiert, wobei in § 14c EnWG eine Reihe von SDL ausgeschlossen werden<sup>36</sup>. Die Vorgabe ist als gesetzliches Bindeglied zum Ansatz netzdienlicher Flexibilitätsmärkte, die von der Binnenmarkttrichtlinie der EU gefordert werden, zu werten [EUC19], [Deu21]. Konzepte eines netzdienlichen Flexibilitätsmarkts wurden bereits vielfach in Forschungsprojekten in unterschiedlicher Ausgestaltung pilotiert [Rad19]. Trotz noch zu erarbeitender Lösungsstrategien für einige Hürden, ist eine großflächige Umsetzung des Ansatzes zu erwarten, deren sodass die Zulässigkeit der marktbasierter Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Rahmen dieser Arbeit unterstellt wird [Ebr21], [Bun21]. Gleichwohl ist angesichts der unsicheren Entwicklung der regulatorischen Ausgestaltung marktlicher und operativer Prozesse, die Festlegung auf konkrete Konzepte nicht zielführend. Stattdessen sind vereinfachende Annahmen zu treffen, die auf VNB wie auf Akteursseite konsensfähige Grundprinzipien adressieren und eine Abschätzung des Mehrwerts der Flexibilität zulassen. Im Sinne einer Abschätzung maximaler Potenziale aus kleinteiligen Anlagen in unterlagerten NS-Netzen wird im Rahmen dieser Arbeit dabei von Zielkonflikten und Wechselwirkungen mit deren Nutzung nach § 14a EnWG abstrahiert.

Resümierend kann gemäß dem Rechtswortlaut von § 13 (1) EnWG jeder leistungsanpassende Zugriff auf ansteuerbare Technologien als marktbezogene Maßnahme interpretiert werden, der durch eine Vertragsgrundlage, oder ein gesetzliches Schuldverhältnis (Speicher, EZA) gedeckt ist. Auch gehandelte Produkte an Märkten oder Plattformen für Flexibilitätsdienstleistungen werden eine vertragliche Grundlage aufweisen [Hil19], sodass diese im Rahmen dieser Arbeit dem Bereich marktbezogener Maßnahmen zugerechnet werden. Eine zusammenfassende Übersicht der Zugriffsmechanismen auf Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen sowie zu übermittelnder Plan- und Echtzeitdatenpunkte gibt Abbildung 2–10 in Abhängigkeit der Technologie, Anschlussnetzebene und Anlagengröße. Neben den in 2.3.1 benannten Plandaten, sind dem Anschlussnetzbetreiber Daten zur Besicherungsleistung (Eigenversorgung aus EE- und KWK-Strom), etwaigen Vorhaltungspflichten im Regelleistungsbereich, geplanten Re-

---

<sup>36</sup> Dies betrifft Dienstleistungen nach § 12h: Dienstleistungen zur Spannungsregelung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit.

dispatchabrufen durch unterlagerte Netzbetreiber und Fahrplananpassungen bereitzustellen. Insbesondere sind durch die Anlagenbetreiber die erwarteten Kosten für das ermittelte positive und negative Redispatchvermögen anzugeben.

In Hinblick auf die Bepreisung des Redispatchabruf gilt es zwischen ex-ante prognostizierten und kalkulatorischen Kosten zu differenzieren. Hohe kalkulatorische Abrufkosten stellen auf Grundlage der jährlich durch die ÜNB zu ermittelnder Mindestfaktoren sicher, das EE-Anlagen nachrangig in Redispatch-Maßnahmen einbezogen werden [BNA20b]. Der ursprünglich auch für KWK-Anlagen gültige Ansatz wurde mit Novellierung des Ersatzkraftwerkereithaltungsgesetzes (EKBG) vom Gesetzgeber abgeschafft, sodass nur noch eine Privilegierung der wärmegekoppelten Stromerzeugung mittels synthetischer Kostenfaktoren zulässig ist [EBG22].

		Anlageartypen	zu sendende Datenpunkte im Betrieb	Anlagegröße			
				< 0,1 MW	0,1 - 10 MW	> 10 MW	
Erzeugung	darbeitsabhängige EE	EZA: - RDVn + RDVp (+ Kosten) → PD - BES, RL (PD) - RDAp + RDAn (PD) - NB, Fahrweise (ED)	falls ansteuerbar →	Redispatch 2.0	Redispatch 1.0		
	steuerbare EE						
	Thermische Kraftwerke						
	KWK						wie EZA + RDVnw (PD)
Speicherung	Stromspeicher	PD wie EZA + SOC (ED)					
	Elektromobilität	keine Informationsübermittlung	Weitgehend unerschlossener Bereich ▶ Flexibilitätsdienstleistungen § 14 c ▶ bilaterale Verträge möglich	ABLa V			
Verbrauch	P2G						
	P2Chem						
	Lastmanagement						
	P2H						
	Elektromobilität		§ 14a				
				NS	MS	HS	HöS
				Spannungsebene			

RDV = Redispatchvermögen  
 RDA = Redispatchabruf  
 BES = Besicherungsleistung  
 RL = Regelleistung  
 NB = Nichtbeanspruchbarkeit  
 p (positiv)    n (negativ)    nw (negativ, wärmegebunden)  
 PD (Plandaten) ED (Echtzeitdaten)

Abbildung 2–10 Übersicht zu Zugriffsmechanismen auf Anlagen in Abhängigkeit der Anlagenklasse, -größe und Anschlussnetzebene (in Anlehnung an [Büc19])

Gesetzlich wird vom Redispatch betroffenen Anlagenbetreibern ex-post ein „angemessener finanzieller Ausgleich“ zugesichert, welcher diese weder besser noch schlechter stellt, als sie ohne Maßnahme stünden (§ 13a EnWG). Ansatzfähige Kosten sind z.B. nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten, Auslagen für

realisierte Erzeugungsanpassungen (variable Kosten) und der anteilige Wertverbrauch. Die regelkonforme Prozessdurchführung der Kostenprognose, -übermittlung und -abrechnung (ex-post) ist in diversen Leitfäden skizziert [BNA18b], [Web15], [BDE18b], [BDE20a]. Ersparte Aufwendungen sind durch den Anlagenbetreiber zu erstatten. Der im Redispatch etablierte Ansatz eines wirtschaftlichen Nachteilsausgleichs, wie er auch in der SINTEG<sup>37</sup>-Verordnung zur Erprobung von Flexibilitätskonzepten verankert ist [SIN19], stellt im Rahmen dieser Arbeit den Anknüpfungspunkt dar, um eine Vergütung für Bereitsteller von Flexibilitätsdienstleistungen zu modellieren.

## 2.4 Abzubildende Verfahrensbestandteile

Die aus der Analyse resultierenden abzubildenden Bestandteile des Gesamtverfahrens sowie jeweilige Modellparameter und Modellausprägungen fasst Abbildung 2–11 zusammen.

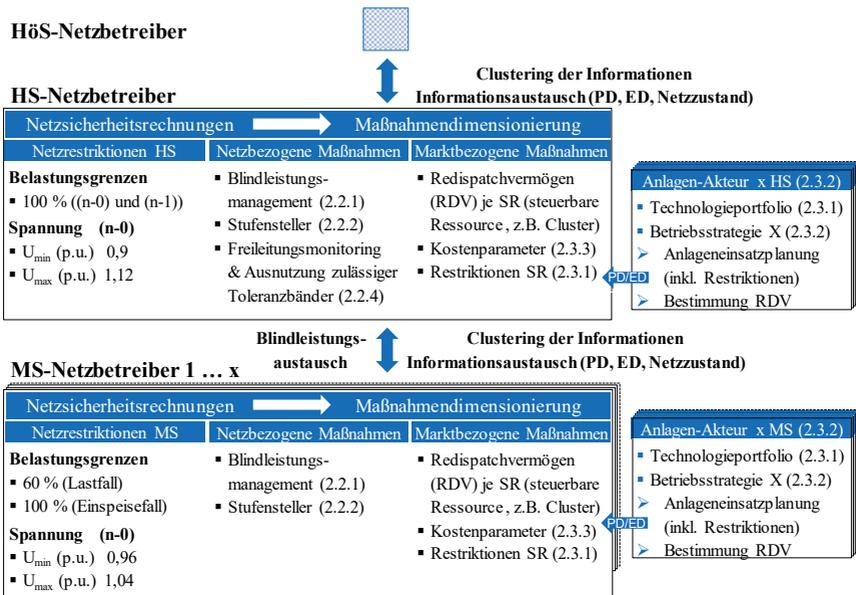


Abbildung 2–11 Erforderliche Verfahrensbestandteile und -anforderungen

<sup>37</sup> Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster INtelligente EnerGie – Digitale Agenda für die Energiewende“

Die Anforderungen an die Modellierung werden von den individuellen Optimierungszielen und Randbedingungen der verschiedenen Akteure (HS-Netzbetreiber, mehrere MS-Netzbetreiber, Anlagen-Akteure) bestimmt. Die betrachteten Systemgrenzen bilden im Netzbetrieb die HS-Sammelschienen in den HöS/HS-Stationen eines HS-Netzes sowie die überspannungsseitigen Sammelschienen der Ortsnetzstationen (ONS) als Grenze zu den NS-Netzen. Zudem sind alle HS- und MS-seitig angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher (einschließlich der NS-seitig angeschlossenen Anlagen in aggregierter Form) zu berücksichtigen.

Das **Verfahrensziel des HS-Netzbetreibers** und der **unterlagerten MS-Netzbetreiber** ist gegeben durch die Minimierung der Kosten des Netzsicherheitsmanagements unter Beachtung regulatorischer Priorisierungsgrundsätze (z.B. Kostenfaktoren). Die je Netzebene spezifizierten Restriktionen bilden, die zu überprüfenden Kriterien in den Netzsicherheitsrechnungen und der Maßnahmendimensionierung des Netzbetreibers. Weitere abzubildende Randbedingungen sind gegeben durch bilateral vereinbarte Grenzwerte an der Netzschnittstelle (Blindleistungsaustausch) sowie den technischen Grenzen netz- und marktbezogener Maßnahmen. Weiterhin sind Einflüsse, die aus der eigenen Netztopologie und dem Netzzustand des vorgelagerten oder benachbarten Netzbetreibers (z.B. Transitleistungen) resultieren, einzubeziehen.

Sowohl bei der exklusiven Betrachtung von Anlagen, die dem regulierten Redispatch zugeordnet sind, als auch bei Betrachtung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen ist der Anlagenbetrieb der Akteure zu simulieren. Diese Anforderung resultiert aus der Notwendigkeit die Implikationen auf die Netznutzung zu erfassen sowie dem Bedarf, dem Netzbetreiber eine Kostenreferenz zur Bestimmung von Engpassbehebungskosten bereitzustellen. Das **Verfahrensziel der Anlagenakteure** resultiert aus der individuellen Betriebsstrategie (2.3.2) sowie den Restriktionen der Einzeltechnologien innerhalb des betriebenen Anlagenportfolios (2.3.1). Je nach Strategie sind hierbei weitere Restriktionen zu berücksichtigen, z.B. zur gemeinsamen Erfüllung eines Fahrplans durch mehrere Technologien.

Zunächst erfolgt in Kapitel 3 die Eingrenzung und Auswahl der methodischen Ansätze für die Abbildung der skizzierten Verfahrensbestandteile. Die Verfahrensgestaltung in Hinblick auf die Modellarchitektur und die konzeptionelle Umsetzung der erforderlichen Ablaufprozesse sowie Wechselwirkungen zwischen einzelnen Verfahrensbestandteilen sind anschließend Gegenstand von Kapitel 4.

## 3 Methodischer Ansatz

Die vorzunehmende Methodenauswahl (3.3), die auf eine anforderungskonforme Abbildung der Verfahrensbestandteile abzielt, baut auf der Analyse der mathematischen Problemstruktur (3.1) und der Bewertung geeigneter Ansätze zum Umgang mit den identifizierten Komplexitätseigenschaften auf (3.2).

### 3.1 Mathematische Problemstruktur

Zweck des Verfahrens ist die **Analyse** der techno-ökonomischen **Auswirkungen** verschiedener Anlagen- und Netzbetriebsstrategien, wozu der **Netzbetrieb** und das **Verhalten der Netzanschlussnehmer** aufgrund der formulierten Anforderungen als **Optimierungsmodelle** abzubilden sind. Ein zentrales ökonomisches Bewertungskriterium stellen die zu minimierenden Kosten des Netzbetriebs und die assoziierten Folgekosten der Akteure dar. Angesichts der erforderlichen Berücksichtigung anlagenspezifischer Restriktionen im Netzbetrieb, ist zur Charakterisierung der Komplexitätseigenschaften die Analyse der mathematischen Problemstruktur einer Optimierung des Netzbetriebs ausreichend. Zentrale Variable der Optimierung ist je Anlage  $x$  und Zeitpunkt  $t$  der Wirkleistungseinsatz der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen  $p_{x,t}$ . Unterschiedliche Engpassregime lassen sich beispielsweise durch Ansetzen von Kostenkoeffizienten  $c_{p,x,t}$  mit den Opportunitätskosten der Akteure, oder regulatorischen Kosten (vgl. 2.3.2, 2.3.3) bepreisen und als kostenminimierendes Optimierungsmodell realisieren. Damit verknüpft sind die Variablen der Blindleistungseinspeisung/-entnahme  $q_{x,t}$  sowie weitere netzbezogene Stell- und Regelgrößen  $z$  (z.B. Spannungsamplitude und -winkel, Schaltzustände steuerbarer Netzbetriebsmittel). Abhängig von der Betriebsstrategie ist auch hier je Variable eine Bepreisung mit synthetischen Kostenfaktoren  $c_{q,x,t}$ , bzw.  $c_{z,t}$  sinnvoll. Angelehnt an diese Aufteilung minimiert das nachfolgend formulierte Optimierungsproblem die Kosten der wirk- und blindleistungsbezogenen Freiheitsgrade jeder verfügbaren Anlage  $x \in X$  (als Gesamtheit aller Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen) und aller netzbezogenen Stellgrößen  $z \in Z$  über alle Zeitpunkte  $t$  eines Betrachtungszeitraums  $T$ . Die Variablen unterliegen dabei einer Reihe technischer Nebenbedingungen:

- Die **netzbetrieblichen Nebenbedingungen  $G$**  gewährleisten durch Integration der nichtlinearen Leistungsflussgleichungen den Erhalt der Netzsicherheit (vgl. 2.1.3). Die Beachtung von Sicherheitsreserven erfordert zudem die Abbildung mehrerer Topologien (Ausfallszenarien).
- Die **anlagenbetriebliche Nebenbedingungen  $H$**  (vgl. 2.3.1) umfassen technologiespezifische Restriktionen, die die technischen Grenzen der Anlagen abbilden.

$$\min \sum_{t \in T} \left( \sum_{x \in X} c_{p,x,t} * p_{x,t} + \sum_{x \in X} c_{q,x,t} * q_{x,t} + \sum_{z \in Z} c_{z,t} * z \right) \quad (3-1)$$

$$H(p, q) = 0 \quad (3-2)$$

$$G(p, q, z) = 0 \quad (3-3)$$

$$\begin{aligned} \{p_1, \dots, p_r, q_1, \dots, q_r\} &\in \mathbb{R}, \{p_{r+1}, \dots, p_n, q_{r+1}, \dots, q_n\} \in \mathbb{N} \\ \{z_1, \dots, z_r\} &\in \mathbb{R}, \{z_{r+1}, \dots, z_n\} \in \mathbb{N} \end{aligned} \quad (3-4)$$

Der Variablentyp der anlagen- und netzbezogenen Variablen ist entweder kontinuierlich oder diskret. Gemeinsamer Bestandteil der anlagen- und netzbetrieblichen Restriktionen sind hierbei die Variablen des Wirk- und Blindleistungseinsatzes der Anlagen. Das Optimierungsproblem ist charakterisiert durch eine hohe mathematische Komplexität (NP-schwer) und insbesondere angesichts folgender Verfahrensanforderungen sowie technischer Merkmale analytisch schwer lösbar:

- Die nichtlinearen Eigenschaften der Leistungsflussgleichungen bedingen ein nichtkonvexes Optimierungsproblem (eine detaillierte Modellierung von Ausfalltopologien verschärft dies).
- Die technologischen Restriktionen der Anlagen mit diskreten Einsatzentscheidungen, Zeitkopplung (thermische Kraftwerke, Speichersysteme) sowie die Modellierung der Sektorenkopplung (bspw. Wärme, Gas), die weitere Entscheidungsvariablen erfordert.
- Die angesichts der Größe eines Verteilungsnetzgebiets hohe Anzahl in den Leistungsflussgleichungen abzubildender Netzzweige und -knoten sowie die hohe Anzahl zu modellierender Anlagen.

Die Realisation der Formulierungen (3-1) – (3-4) als ein geschlossenes Optimierungsproblem, das sämtliche abzubildende Variablen und Nebenbedingungen des Netz- und Anlagenbetriebs der Hoch- und Mittelspannung, in einem Modell integriert, ist neben der schweren Lösbarkeit auch aus praktischen Erwägungen nicht zielführend. Insbesondere bedingt die kombinatorische Komplexität der Optimierung diskreter Variablen mit steigender Variablenanzahl ein exponentielles Wachstum der Rechenzeit des Verfahrens [Len79]. Angesichts der zuvor dargelegten Modelleigenschaften gilt es somit Ansätze zur Komplexitätsreduktion einzubinden, die unter Verwendung geeigneter Lösungsverfahren eine Lösbarkeit in akzeptabler Rechenzeit gewährleisten. Eine zweckdienliche Eingrenzung geeigneter Methoden ist Gegenstand des nachfolgenden Abschnitts.

## 3.2 Analyse geeigneter methodischer Ansätze

Es gilt methodische Ansätze zur Handhabung der komplexen Modellstruktur mit diskreten Variablen und netzbetrieblichen Nebenbedingungen zu identifizieren und zu wählen. Relevante komplexitätsreduzierende Ansätze sind die Approximation des Problems, die zweckdienliche Eingrenzung des zulässigen Lösungsraumes oder die Relaxation bzw. Zerlegung des Problems. Somit werden nachfolgend relevante Netzberechnungsmethoden, komplexitätsreduzierende Ansätze sowie Optimierungsverfahren analysiert und auf ihre Eignung geprüft.

### 3.2.1 Modellierung elektrischer Netze

#### Leistungsflussberechnung in elektrischen Netzen

Die Bewertung physikalischer Wechselwirkungen elektrischer Netze und deren Beachtung in Optimierungsverfahren erfordert die Analyse der Leistungsflussgleichungen (vgl. 1.2, 3.1). Der auslegungsrelevante Scheinleistungsfluss  $\underline{S}_{ik}$  zwischen jedem angrenzenden Knotenpaar<sup>38</sup> ( $\mathbf{i}, \mathbf{k}$ ), wird gemäß (3-5) mittels der Knotenspannungen  $\underline{U}_i$  und  $\underline{U}_k$  sowie der Impedanz  $\underline{Z}_{ik}$  bzw. Admittanz  $\underline{Y}_{ik}$  des verbindenden Betriebsmittels beschrieben. Der Wirk- und Blindleistungsfluss ( $\underline{P}_{ik}$  und  $\underline{Q}_{ik}$ ) über die betrachtete Leitung mit ihrer Konduktanz  $\underline{g}_{ij}$  und Suszeptanz  $\underline{b}_{ij}$  resultiert aus der Separation von  $\underline{S}_{ik}$  nach Real- und Imaginärteil ((3-6) - (3-7)).

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_{ik}^* &= \underline{U}_i \cdot \frac{(\underline{U}_i - \underline{U}_k)^*}{\underline{Z}_{ik}^*} = \underline{U}_i \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_k)^* \cdot \underline{Y}_{ik}^* \\ &= \underline{U}_i \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_k \cdot e^{j(\varphi_i - \varphi_k)}) \cdot (g_{ik} - j \cdot b_{ik}) \end{aligned} \quad (3-5)$$

$$P_{ik} = \operatorname{Re} \{ \underline{S}_{ik} \} = U_i^2 \cdot g_{ik} - U_i \cdot U_k \cdot (g_{ik} \cdot \cos \varphi_{ik} + b_{ik} \cdot \sin \varphi_{ik}) \quad (3-6)$$

$$Q_{ik} = \operatorname{Im} \{ \underline{S}_{ik} \} = -U_i^2 \cdot b_{ik} + U_i \cdot U_k \cdot (b_{ik} \cdot \cos \varphi_{ik} - g_{ik} \cdot \sin \varphi_{ik}) \quad (3-7)$$

Aufgrund der Kirchhoffschen Gesetze ist je Netzknoten  $\mathbf{i}$  die Einspeisung bzw. Entnahme der Leistung  $\underline{S}_i$  am Knoten festgelegt, als die Summe über die Leistungsflüsse  $\underline{S}_{ik}$  der jeweils angrenzenden Zweige (Betriebsmittel). Diese als Knotenbilanzgleichung bekannte Beziehung, lässt sich per Anwendung auf alle Netzknoten  $N$  und Netzzweige  $L$  in ein Gleichungssystem gemäß (3-8) überführen. Die Knotenbilanzgleichung verknüpft hierbei den Vektor der komplexen Knotenspannungen  $\vec{U}$  unter Nutzung der Admittanzmatrix  $\vec{Y}^b$  mit dem komplexen Einspeise- und Verbrauchsprofil  $\vec{S}$  der Netzknoten.

<sup>38</sup> Netzknoten: Graphentheoretische Repräsentation der Schaltanlagen-Sammelschienen

$$\underline{\vec{S}} = \underline{\vec{P}} + j \cdot \underline{\vec{Q}} = \underline{\vec{U}} \cdot \underline{\vec{I}}^* = \underline{\vec{U}} \cdot (\underline{\vec{Y}}^b \cdot \underline{\vec{U}})^* \quad (3-8)$$

Die Admittanzmatrix bildet die Netztopologie sowie die elektrischen Parameter (z.B. die Leitungseigenschaften) jedes Netzelements ab. Etablierte Admittanzmatrix-Formulierungen modellieren die Leitungseigenschaften mittels des  $\pi$ -Ersatzschaltbilds eines Vierpols [Mol19a]. Dieses integriert neben den in (3-5) - (3-7) enthaltenen Längselementen ( $g_{ik}$ ,  $b_{ik}$  als Real-/Imaginärteil der Admittanz  $\underline{Y}_{ik}$ ) auch die Ladesuszeptanz der Leitung (Querelement  $b_{c,ik}$ ). Letztere wird in quasi-stationären Analysen häufig auf die Leitungsenden aufgeteilt und in den Hauptdiagonalelementen der Admittanzmatrix durch Addition erfasst. Mittels Addition der Admittanzwerte ( $g_{sh,i}, b_{sh,i}$ ) können ebenso Querelemente wie Shunts abgebildet werden. Transformatoren sind auf Grundlage des Leitungselements eines idealen Übertragers mit Übersetzungsverhältnis  $\tau_{ik}$  und Phasenverschiebung  $\theta_{ik}$  modellierbar [Cof14]. Die in Energieversorgungsnetzen meist dünn besetzte Matrix  $\underline{\vec{Y}}^b$  enthält gemäß (3-9) je Knotenpaarung (i, k) folgende Elemente [Mol19a]:

$$\underline{Y}^b(i, k) = \begin{cases} g_{sh,i} + j \cdot b_{sh,i} + \sum_{m:(i,m) \in L} \frac{(g_{ik} + j \cdot b_{i,m} + \frac{b_{c,im}}{2})}{\tau_{im}^2} & i = k \\ + \sum_{m:(m,i) \in L} \frac{(g_{ik} + j \cdot b_{i,m} + \frac{b_{c,im}}{2})}{\tau_{im}^2} & \\ -(g_{ik} + j \cdot b_{ik}) / (\tau_{ik} \cdot e^{-j \cdot \theta_{shift,ik}}) & (i, k) \in L \\ -(g_{ik} + j \cdot b_{ik}) / (\tau_{ik} \cdot e^{j \cdot \theta_{shift,ik}}) & (k, i) \in L \\ 0 & \text{Sonst} \end{cases} \quad (3-9)$$

Die Ermittlung des Netzzustands erfordert die Lösung von Gleichung (3-8), die infolge trigonometrischer, quadratischer und multiplikativ verknüpfter Elemente (vgl. (3-5) – (3-7)) nichtlinear ist. Hierzu existieren zahlreiche Lösungsverfahren. In der Literatur vielfach diskutiert sind Formen der numerischen Verfahren nach Newton-Raphson und Gauss-Seidel sowie der Entkoppelter-Lastfluss- und Forward-/Backward-Sweep-Methoden [Sto74], [Bal11]. Ziel aller Verfahren ist die Ermittlung der Variablen ( $U_i$ ,  $\varphi_i$ ,  $P_i$ ,  $Q_i$ ) je Netzknoten i ohne Berücksichtigung von Restriktionen. Die Lösung des Gleichungssystems setzt die Kenntnis zweier Variablenwerte je Netzknoten voraus [Mol19a]. Die robustesten Konvergenzeigenschaften für vielfältige Netzwerk-Konfiguration (z.B. Leitungseigenschaften, Vermaschungsgrad) bietet das Verfahren nach Newton-Raphson, dessen Funktionsweise nachfolgend skizziert wird [Ngu97], [Key89], [Bal11].

Kern des Newton-Raphson-Verfahrens ist die iterative Entwicklung des Lösungsvektors für Gleichung (3-8), durch deren Approximation in einem Arbeitspunkt. Die physikalische Lösung wird dabei iterativ bis zur Unterschreitung einer definierten Fehlertoleranz  $\epsilon$  abgeschätzt [Sch20]. Die Approximation der Funktion  $\mathbf{f}$  (Gl. (3-8)) erfolgt iterativ mittels Taylor-Reihenentwicklung ersten Grades ( $i=1$ ) im aktuellen Arbeitspunkt  $\mathbf{x}_0$  gemäß Formel 3-10.

$$f(x) = \sum_{i=0}^N \frac{d^i f(x_0)}{dx^i} \cdot \frac{(x - x_0)^i}{i!} \quad (3-10)$$

Unter Einsetzen des in Iteration  $t$  aktuellen Arbeitspunkts  $x_t$  wird im Verfahrensablauf sukzessive durch Nullstellen-Ermittlung der linearisierten Funktion der neue Arbeitspunkt/Lösungsvektor  $x_{t+1}$  analog zu (3-11) ermittelt.

$$x_{t+1} = x_t - \frac{f(x_t)}{f'(x_t)}, f'(x_t) = \mathbf{J}_f = \begin{pmatrix} \frac{df_1}{dx_1}(x_t) & \cdots & \frac{df_1}{dx_n}(x_t) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{df_m}{dx_1}(x_t) & \cdots & \frac{df_m}{dx_n}(x_t) \end{pmatrix} \quad (3-11)$$

Dazu wird im Verfahren das komplexe Gleichungssystem in zwei reelle Gleichungssysteme (Wirk- und Blindleistung) aufgeteilt, sodass bei  $N$  Netzknoten ein System mit  $\mathbf{m} = 2 \cdot N$  Gleichungen mit  $\mathbf{n}$  Variablen entsteht. Die Berechnungsvorschrift nach (3-11) setzt die Ermittlung der Jacobimatrix  $\mathbf{J}_f$  voraus, deren Untermatrizen den Ableitungen der Knotenbilanzgleichungen für Wirk- und Blindleistung nach Spannungswinkeln  $\varphi$  und Spannungsamplituden  $U$  entsprechen.

Die skizzierte Methode der Leistungsflussberechnung kommt in der vorliegenden Arbeit in der Netzzustandsermittlung und Ausfallsimulation zur Anwendung.

### Netzwerkreduktionsverfahren

Der Leistungsfluss eines Netzes unterliegt Wechselwirkungen mit angrenzenden Nachbarnetzen (vorgelagert, unterlagert, oder auf gleicher Nennspannung). Eine exakte Abbildung erfordert die vollständige Berechnung aller angrenzenden Netze, die mit dem Einsatz von Modellreduktionsverfahren vermieden wird. Der triviale Ansatz einer aggregierten statischen Ersatzspeisung, ist vor Allem zur Abbildung unterlagerter, galvanisch voneinander getrennter Netze eine häufig gewählte Strategie, die jedoch die Netzstruktur unterlagerter Netze vernachlässigt. Die Analyse von Netzarealen mit mehreren Verknüpfungen zu angrenzenden galvanisch gekoppelten Netzen, erfordert hingegen die Anwendung von Methoden, die die Eigenschaften externer Netzbereiche ohne deren explizite Modellierung

abbilden. Die Strategie etablierter Verfahren der Netzwerkreduktion, ist daher zunächst gemäß Gl. (3-12) die Separation von Gl. (3-8) des vollständigen Netzmodells in interne und externe Knoten sowie Kuppelknoten [Ewe00], [Sch20].

$$\underline{\vec{S}} = \underline{\vec{U}} \cdot (\underline{\vec{Y}} \cdot \underline{\vec{U}})^* \Rightarrow \begin{pmatrix} \underline{S}_e \\ \underline{S}_k \\ \underline{S}_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{U}_e \\ \underline{U}_k \\ \underline{U}_j \end{pmatrix} \cdot \left( \begin{pmatrix} \underline{Y}_{ee} & \underline{Y}_{ek} & 0 \\ \underline{Y}_{ke} & \underline{Y}_{kk} & \underline{Y}_{ki} \\ 0 & \underline{Y}_{ik} & \underline{Y}_{ii} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_e \\ \underline{U}_k \\ \underline{U}_j \end{pmatrix} \right)^* \quad (3-12)$$

Nach dem **Verfahren von Ward**, können externe Netzelemente  $\underline{Y}_{ke}$ ,  $\underline{Y}_{ek}$  sowie  $\underline{Y}_{ee}$  unter Einsatz der Gauß'schen Elimination in Ersatzelemente  $\underline{\check{Y}}_{kk}$  an den Kuppelknoten überführt und Ersatz einspeisungen  $\underline{\check{S}}_k$  abgeleitet werden, sodass daraus die reduzierte Gleichung (3-13) resultiert [War49], [Ver75], [Kel19], [Sch20]:

$$\begin{pmatrix} \underline{\check{S}}_k \\ \underline{S}_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{S}_k + \Delta \underline{S}_k \\ \underline{S}_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{U}_k \\ \underline{U}_j \end{pmatrix} \cdot \left( \begin{pmatrix} \underline{\check{Y}}_{kk} & \underline{Y}_{ki} \\ \underline{Y}_{ik} & \underline{Y}_{ii} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_k \\ \underline{U}_j \end{pmatrix} \right)^* \quad (3-13)$$

$$\underline{\check{Y}}_{kk} = \underline{Y}_{kk} - \underline{Y}_{ke} \cdot \underline{Y}_{ee}^{-1} \cdot \underline{Y}_{ek} \quad (3-14)$$

$$\Delta \underline{S}_k = -diag(\underline{U}_k) \cdot \underline{Y}_{ke}^* \cdot \underline{Y}_{ee}^{*-1} \cdot diag^{-1}(\underline{U}_e) \cdot \underline{S}_e \quad (3-15)$$

Das Element  $\underline{\check{Y}}_{kk}$  umfasst Ersatzleitungen zwischen den Kuppelknoten, die das Durchleitungsverhalten der Nachbarnetze abbilden, wobei es sinnvoll ist, nur die Längsglieder im Modell des externen Netzes zu berücksichtigen [Mos97]. Dem Umstand der im praktischen Netzbetrieb zur Kalkulation von  $\underline{\check{S}}_k$  meist nicht verfügbaren Werte von  $\underline{U}_e$  und  $\underline{S}_e$ , kann bei Vorliegen von  $\underline{\check{Y}}_{kk}$  über die Verwendung der meist bekannten Spannungswerte an den netzverknüpfenden Kuppelknoten  $\underline{U}_k$  und internen Schaltanlagen  $\underline{U}_j$  Rechnung getragen werden [Sch20]. Während Ward-Netzäquivalente Wirkleistungsflüsse gut abbilden, resultieren aufgrund der Vernachlässigung externer spannungsgeregelter Generatoren stärkere Abweichungen auf Ebene der Blindleistungsflüsse. Dieses Defizit beheben **Extended-Ward-Netzäquivalente**, indem fiktive, mit den Kuppelknoten verbundene Spannungsquellen (spannungsgeregelte Generatoren ohne Wirkleistungseinspeisung) die Sollspannung der Kuppelknoten  $\underline{U}_k$  bereitstellen. Die Innenadmittanzen der Spannungsquellen entsprechen den Admittanzen der Verbindungsleitungen zu den Kuppelknoten und spiegeln die elektrische Entfernung des Kuppelknotens zu den externen spannungsgeregelten Knoten wider [Ewe00]. Weitere Verfahren zur Modellierung von Netzäquivalenten, ermöglichen zudem eine detailliertere Abbildung von Lastflüssen und Netzverlusten in Randnetzen, deren Beachtung jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist.

### 3.2.2 Optimierungsverfahren und Ansätze zur Komplexitätsreduktion

Zur Optimierung elektrischer Versorgungsnetze und Energiewandlungsanlagen existieren vielfältige Verfahren und Lösungsalgorithmen, die sich hinsichtlich

- ihrer Lösungspräzision (Mathematische Exaktheit)
- ihrer Verarbeitungsgeschwindigkeit (Effizienz)
- der Robustheit ihres Konvergenzverhaltens
- und der Verfügbarkeit kommerzieller Solver

unterscheiden. In der Praxis gilt es für Netzbetreiber einen **Kompromiss** zwischen Rechengenauigkeit, Effizienz und Robustheit zu finden, sodass angesichts zeitlicher Restriktionen des Anwenders verschiedene **komplexitätsreduzierende Techniken** eingesetzt werden, um die angewendeten Lösungsalgorithmen zu beschleunigen, oder eine grundsätzliche Lösbarkeit zu gewährleisten. Die in der Literatur eingesetzten **Optimierungsverfahren** unterscheiden sich anhand der Verfahrensklasse, deren Wahl von der Beschaffenheit des Lösungsraums abhängt.

#### Ansätze zur Komplexitätsreduktion

Ansätze zur Komplexitätsreduktion lassen sich grundsätzlich in Techniken zur **Modellvereinfachung** oder **Modellzerlegung** in kleinere einfacher lösbare Modelle unter Aufrechterhaltung aller wesentlichen Nebenbedingungen gliedern.

Zentrale Anforderung an **Modellvereinfachungen**, ist die Reduktion des Modells unter Beibehaltung eines möglichst wirkungsgleichen Abbilds des Betrachtungsgegenstands. Die zuvor dargelegten Netzwerkreduktionsverfahren bilden eine Teilmenge dieser Ansätze und adressieren im skizzierten Anwendungsbereich die Abbildung exogener Einflüsse. Weitere Ansätze fokussieren auf modellendogene Komplexitäten, wie die Abbildung der Leistungsflussphysik. Etablierte Netzoptimierungsverfahren vereinfachen die nicht-konvexe Gestalt des Lösungsraums mittels **Approximation** des integrierten Leistungsflussmodells. Eine inhärente Eigenschaft von Approximationsansätzen ist der Verlust theoretischer Garantien, da nichtlineare Lösungsraume zumeist mehrere lokale Optima aufweisen, zu welchen der Lösungsalgorithmus aufgrund der Lösungsraumabbildung unter Approximationsfehlern konvergiert. In Abgrenzung dazu ist ein weiterer Ansatz die **Relaxation** des Lösungsraumes, bei welcher der Restriktionscharakter einzelner Nebenbedingungen und Variablenbeschränkungen gelockert wird (bspw. durch Verzicht auf Ganzzahligkeit bei Variablen). Verfahren, die den Lösungsraum konvex **relaxieren**, sodass dieser den nicht-konvexen, mit den Leistungsflussgleichungen assoziierten Lösungsraum umhüllt, garantieren mitunter für bestimmte Netzstrukturen die Erreichung des globalen Optimums, indem sie Lösungsalgorithmen nutzen, die für diese Klasse konvexer Probleme Optimalitätsgarantien bieten [Mol19a]. Abbildung 3-1 visualisiert den Unterschied zwischen beiden Ansätzen.

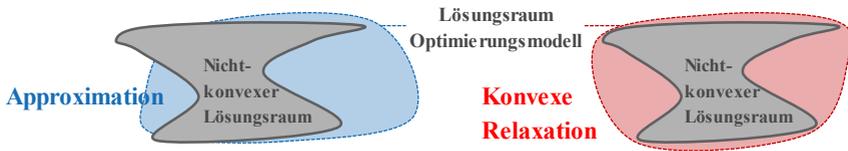


Abbildung 3–1 Approximation (links) vs. Relaxation d. Lösungsraums (rechts) nach [Mol19a]

Die Mehrzahl der **Leistungsflussnäherungen**, einschließlich der praktisch meistverwendeten, haben die Form linearer Beziehungen [Mol19a]. Etablierte Ansätze nutzen vereinfachende Annahmen, die bspw. aus Betriebsmitteleigenschaften resultieren. Die meist verbreitete Approximation ist die **DC-Leistungsflussnäherung**, welche die Abbildung der Spannungsbeträge sowie der Blindleistung eliminiert. Gleichung (3-6) wird hierbei unter Annahme eines homogenen Spannungsprofils im Netz<sup>39</sup>, einer Vernachlässigung des Wirkleitwerts<sup>40</sup> und der Kleinwinkelnäherung des Sinus-Terms vereinfacht. Gemäß dieser Vereinfachung hängt das Leistungsflussmodell nur noch von den Spannungswinkeln sowie dem Suszeptanz-Anteil der Betriebsmittel ab. Aus diesem Ansatz leiten sich diverse lineare Sensitivitätsfaktormodelle ab. Ein für die Modellierung des Einflusses von Betriebsmittelausfällen wichtiges Sensitivitätsfaktormodell sind Line Outage Distribution Factors (LODF), die aus den sogenannten Power Transfer Distribution Factors (PTDF) resultieren [Nat17].

**Power Transfer Distribution Factors (PTDF)** setzen die Wirkleistungsflüsse und Wirkleistungseinspeisungen mittels Sensitivitätsfaktoren in Beziehung. Die Sensitivität der Wirkleistungsflussänderung  $\Delta P_l$  auf dem Netzzweig  $l \in L$  wird hierbei mit der Veränderung der Einspeisung  $\Delta P_n$  am Knoten  $n \in N$  und Ausspeisung am Referenzknoten  $s$  verknüpft (bilanzneutrale Änderung der Einspeisung):

$$\Delta P_l = PTDF_l^{i \rightarrow s} \cdot \Delta P_n \quad (3-16)$$

Gleichung (3-16) gibt die Berechnungsvorschrift eines Elements der PTDF-Matrix in (3-17) wieder, welche bei  $L$  Leitungen und  $N$  Netzknoten die Dimension ( $L \times N$ ) aufweist. Die Elemente basieren auf der Zweig-Admittanzmatrix  $\vec{B}_F$  und Knotenadmittanzmatrix  $\vec{B}_N$ , die im linearisierten Modell nur noch die Suszeptanz der Betriebsmittel widerspiegelt.

<sup>39</sup> Es wird die Annahme getroffen, dass sich die Spannungsamplitude betraglich im Gesamtnetz auf Höhe der Betriebsspannung  $U_b$  und im Per-Unit-System somit auf 1,0 p.u. befindet.

<sup>40</sup> Das aufgrund der Leitungsparameter typischer HÖS- und HS-Leitungen kleine Verhältnis von Resistanz zu Reaktanz ( $R/X$ -Verhältnis) rechtfertigt im Übertragungsnetz näherungsweise die Gültigkeit dieser Annahme.

$$\Delta \vec{P}_L = \vec{B}_F \cdot \vec{B}_N \cdot \Delta \vec{P}_N = PTDF \cdot \Delta \vec{P}_N \quad (3-17)$$

Ausgehend vom Zustand eines Zweiges l im Referenzlastfluss  $P_l^{(0)}$ , kann bei Ausfall eines anderen Zweiges m mittels des **Line Outage Distribution Factors** (LODF) der neue Wirkleistungsflusses  $P_l^{(m)}$  ermittelt werden:

$$P_l^{(m)} = P_l^{(0)} + LODF_l^m \cdot P_m^{(0)} \quad (3-18)$$

Die Berechnungsvorschrift zur Ermittlung der Elemente der LODF-Matrix mit Dimension (L x L) ergibt sich aus Gl. (3-19). Der Faktor zur Abbildung des Effekts eines Ausfalls von Leitung m zwischen den Knoten i und j auf Leitung l ermittelt sich dabei wie folgt in Abhängigkeit der PTDF-Elemente [Nat17]:

$$LODF_l^m = \begin{cases} \frac{PTDF_l^{i \rightarrow j}}{1 - PTDF_m^{i \rightarrow j}}, & \text{für } l \neq m \\ -1, & \text{für } l = m \end{cases} \quad (3-19)$$

Verschiedene empirische Untersuchungen und Autoren bewerten die Höhe der Approximationsfehler der DC-Leistungsflussrechnung in Übertragungsnetzen als tolerierbar [Nat17], [Hof20], [Mol19a].

In MS- und NS-Netzen verlieren die Annahmen des DC-Leistungsflusses aufgrund steigender R/X-Verhältnisse ihre Gültigkeit. Zur Ableitung linearer Sensitivitätsfaktoren wird daher häufig eine **Taylor-Approximation erster Ordnung** eingesetzt [Mol19a]. Diese kann durch Linearisierung in einem Arbeitspunkt sowohl zur Ermittlung einer „AC“-PTDF-Matrix, als auch einer linearisierten Admittanzmatrix des Netzes, die zur Berechnung der Spannungsbeträge erforderlich ist, herangezogen werden. Aufgrund des betrachteten Netzbereichs, ist im entwickelten Verfahren die Nutzung des Taylor-Ansatzes anzustreben. Der LODF-Ansatz ist im HS-Netz auf dessen Einsatzfähigkeit zu prüfen.

Abgrenzend zu den zuvor skizzierten Techniken der Modellvereinfachung, unterteilen **Modellzerlegungsansätze** das Gesamtproblem in kleinere einfacher lösbare Modelle (Submodelle). Abhängig von der Modellstruktur ist aufgrund des exponentiellen Anstiegs der Rechenzeit, eine Zerlegung und sequentielle Berechnung von Subproblemen vorteilhafter gegenüber der Berechnung eines geschlossenen Modells. Bei verfügbarem Zugriff auf einen Großrechner, können mittels parallelisierter Berechnung der Subprobleme zudem weitere laufzeittechnische Vorteile erschlossen werden. Die Zerlegung des Gesamtproblems in Subprobleme erfordert die Definition geeigneter Systemgrenzen, wobei der Zuschnitt der Subprobleme optimalerweise so erfolgt, dass unter ihnen nur eine schwache

Kopplung besteht. Eine etablierte Strategie ist die Integration von Restriktionen, die die Teilprobleme koppeln, in ein sogenanntes Masterproblem, während die übrigen Teilprobleme als Slave-Problem bezeichnet werden. Bei Formulierung als mathematisches Optimierungsproblem, können je nach vorliegender Modellstruktur mathematische Zerlegungsverfahren angewandt werden, die je nach Beschaffenheit des Lösungsraums die Erreichung globaler Optima gewährleisten können. Etablierte Verfahren hierzu sind bspw. die Benders-Dekomposition [Ben62], die Dantzig-Wolfe-Dekomposition [Dan60] sowie die Lagrange-Relaxation [Geo74]. Da die Betriebsführung entlang mehrerer Spannungsebenen im Verteilnetz meist zwischen mehreren juristisch getrennten Unternehmen aufgeteilt ist, ist ihre Ausgestaltung heute vielmehr von regulatorischen Priorisierungsgrundsätzen und regelbasierten Ablauflogiken geprägt, als von einer zentral koordinierten Optimierung. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, erscheint im entwickelten Verfahren die Wahl einer Kompromisslösung zielführend, die zwar dem Anspruch eines globalen Optimums nicht gerecht wird, aber eine optimierte Netzbetriebsführung innerhalb der einzelnen Netze unter Berücksichtigung der etablierten Ablauflogiken koordiniert und zusammenführt.

### Mathematische Programmierung

Mathematische Programmierung bezeichnet die Disziplin, Funktionen unter der Einhaltung von Nebenbedingungen zu optimieren, also Extremwerte zu finden [Joh07], [Zim08]. Das Grundproblem ist somit gemäß (3-20) die Bestimmung (zulässiger) Entscheidungsvariablen  $\mathbf{x}$ , für welche die Zielfunktion  $f(\mathbf{x})$  maximal/minimal wird und die Nebenbedingungen  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  eingehalten werden.

$$\begin{array}{ll} \text{maximiere} & f(\mathbf{x}) \\ \text{so dass} & g_i(\mathbf{x}) \begin{cases} \leq \\ = \\ \geq \end{cases} b_i, i=1, \dots, m \end{array} \quad (3-20)$$

Mathematische Programme werden anhand der Beschaffenheit ihrer Ziel- bzw. Nebenbedingungsfunktion sowie ihrer Variablen klassifiziert. Wichtige Klassen sind lineare, nichtlineare und ganzzahlige Programme [Bur13], [Zim08]. Der zulässige Lösungsraum von  $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_n)$  wird durch die Ungleichungen und Gleichungen gemäß  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  sowie Beschränkungen der Variablen  $\mathbf{x}$  aufgespannt.

Sind Ziel- und Nebenbedingungsfunktion ausschließlich linear und die Entscheidungsvariablen  $\mathbf{x}$  kontinuierlich ( $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ ), liegt ein **lineares Programm** (LP) vor. Lineare Programme erfüllen die mathematische Eigenschaft der Konvexität, die sich etablierte Lösungsverfahren, wie das Simplexverfahren zunutze machen [Zim08]. Ist der Wertebereich von  $\mathbf{x}$  auf ganzzahlige Werte beschränkt ( $\mathbf{x} \in \mathbb{N}^n$ ),

liegt ein **ganzzahliges Programm** und bei Gültigkeit der Ganzzahligkeitsanforderung für eine Teilmenge von  $X$  ein **gemischt-ganzzahliges, lineares Programm** (GGLP) vor. Die Diskretisierung des Lösungsraums bedingt allgemein einen Verlust der Konvexität. Dies macht eine Lösung mittels des Simplexalgorithmus unmöglich, sodass komplexere und laufzeitintensivere Lösungsalgorithmen wie Entscheidungsbaum- und Schnittebenenverfahren eingesetzt werden [Kal13]. Praxiserprobte Verfahren zur Netzoptimierung nutzen lineare Approximationen, sodass zur schnellen Lösung großer Probleme die Leistungsfähigkeit ausgereifter Algorithmen der LP/GGLP eingesetzt werden können [Mol19a]. Es existieren vielfältige effiziente Implementierungen der zuvor genannten Lösungsalgorithmen.

Ist mindestens die Zielfunktion  $f$ , oder eine der Nebenbedingungen  $g$ , nichtlinear, liegt ein **nichtlineares Programm** vor (NP). Im Kontrast zur linearen Programmierung, existiert weder eine geschlossene Theorie Nichtlinearer Programme, noch universelle Lösungsverfahren, die zur Lösung aller Formen nichtlinearer Probleme fähig sind [Zim08]. Nichtlineare Programmieretechniken konvergieren daher meist in lokale Optima. Entlang zahlreicher Verfahren bieten bspw. Innere-Punkt-Verfahren und die sequenzielle quadratische Programmierung leistungsfähige Lösungsalgorithmen. Auch bei performanten NLP-Solvern zeigen Analysen von Netzoptimierungsaufgaben jedoch Konvergenzprobleme für stark beschränkte, aber lösbare Probleme auf [Cap16]. Von einer Verwendung wird im entwickelten Verfahren daher abgesehen.

Ein methodischer Schwerpunkt der jüngeren Literatur zur Leistungsflussoptimierung, vor allem jener, die sich mit konvexen Relaxationsansätzen befasst, liegt auf Spezialfällen der Verfahrensklasse **konvexer Programme** (insbesondere **Semidefinite Programmierung** und **Second-Order-Cone-Programmierung**). Es existieren mannigfaltige Relaxationsansätze, die den Vorzug der Optimalitätsgarantie konvexer Programme mittels zweckmäßiger Lösungsraumerweiterung und Umformulierung des ursprünglich nichtkonvexen Problems erschließen [Lav12], [Low14], [Mol19a]. Die Verfahren bieten aufgrund erstmalig verfügbarer Optimalitätsgarantien und Lösbarkeitsaussagen, einen akademisch hohen Mehrwert in der Erforschung der Leistungsflussoptimierung. Gleichwohl können auch diese Verfahren bei realskaligen Problemen mitunter keine globale Optimalität gewährleisten [Mak18]. Empirische und analytische Untersuchungen der durch Relaxationsansätze realisierbaren Lösungsqualität, sind noch ein aktives Forschungsgebiet [Mol19a]. Verfügbare kommerzielle Solver weisen noch keinen mit LP- und GGLP-Solvern vergleichbaren Reifegrad auf, insbesondere bei Problemen, die diskrete Variablen enthalten [Mol19a], [Zhe21]. Auf den Einsatz von Relaxationsansätzen und konvexen Programmen wird im Rahmen dieser Arbeit mangels

performanter Solver zur Lösung realskaliger Probleme sowie mangels empirisch belegter Evidenz ihrer Überlegenheit somit verzichtet.

Eine weitere Verfahrensklasse zur Optimierung von Problemen gemäß (3-20), die jedoch nicht zur Klasse mathematischer Programme gehören sind Meta-Heuristiken (bspw. evolutionäre Algorithmen). Neben fehlenden Optimalitätsgarantien, weist die Lösungsgüte in Abgrenzung zu den zuvor skizzierten Ansätzen eine massive Abhängigkeit von der Parametrierung der Verfahren auf, sodass ein Einsatz im entwickelten Verfahren nicht zielführend ist [Moe08] [Nob20].

### 3.3 Wahl des Lösungsverfahrens

Die Existenz ausgereifter Approximationsansätze und die Kompatibilität ihrer linearisierten Matrizen mit leistungsfähigen Lösungsalgorithmen der LP/GGLP-Klasse, begründet die Nutzung dieser Ansätze im entwickelten Verfahren. Sowohl die Netzbetriebsplanung, also auch die Anlageneinsatzplanung werden als Probleme der LP/GGLP-Klasse formuliert. Zur Lösung der Optimierungsprobleme wird im Rahmen dieser Arbeit auf den kommerziellen Solver IBM ILOG CPLEX Optimization Studio zurückgegriffen.

Hohe Anforderungen an die Abbildung der Spannungshaltung sowie die technischen Eigenschaften der betrachteten Netze bedingen eine Approximation der Leistungsflussgleichungen mittels Taylor-Näherung. Zugleich erfordert die Einhaltung der technischen Sicherheitskriterien hinreichend kleine Approximationsfehler, sodass die Linearisierung in einem iterativen Ansatz bis zum Unterschreiten bestimmter Konvergenzkriterien wiederholt wird. Zur Modellierung des Einflusses des Übertragungsnetzes kommen Extended-Ward-Netzäquivalente zum Einsatz. Hoch- und Mittelspannungsnetze werden aktiv simuliert. Der Einfluss der Niederspannung wird durch räumliche Aggregation vereinfacht abgebildet.

Das Verfahren beruht auf einer Zerlegung des Gesamtproblems in eine Vielzahl kleinteiliger Probleme, die die Anlageneinsatzplanung von Netzanschlussnehmern, oder die Netzbetriebsplanung einzelner Netze abbilden. Zur Simulation innerhalb akzeptabler Rechenzeiten erfolgt die Berechnung als modulare Modellinstanzen parallelisiert mithilfe eines Großrechners. Die Strukturierung der Simulationsabläufe und der einzelnen Optimierungsprobleme ist nachfolgend Gegenstand von Kapitel 4.

## 4 Entwickeltes Verfahren

Das entwickelte Verfahren simuliert die Abläufe von Anlagen- und Netzbetrieb im definierten Systembereich. Abbildung 4-1 vermittelt eine Übersicht zu Eingangsdaten und Ergebnissen des Verfahrens sowie den zentralen im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Komponenten der Simulation. Einen detaillierten Einblick in die Ablaufstruktur und Schnittstellen des Verfahrens gibt Abschnitt 4.1.

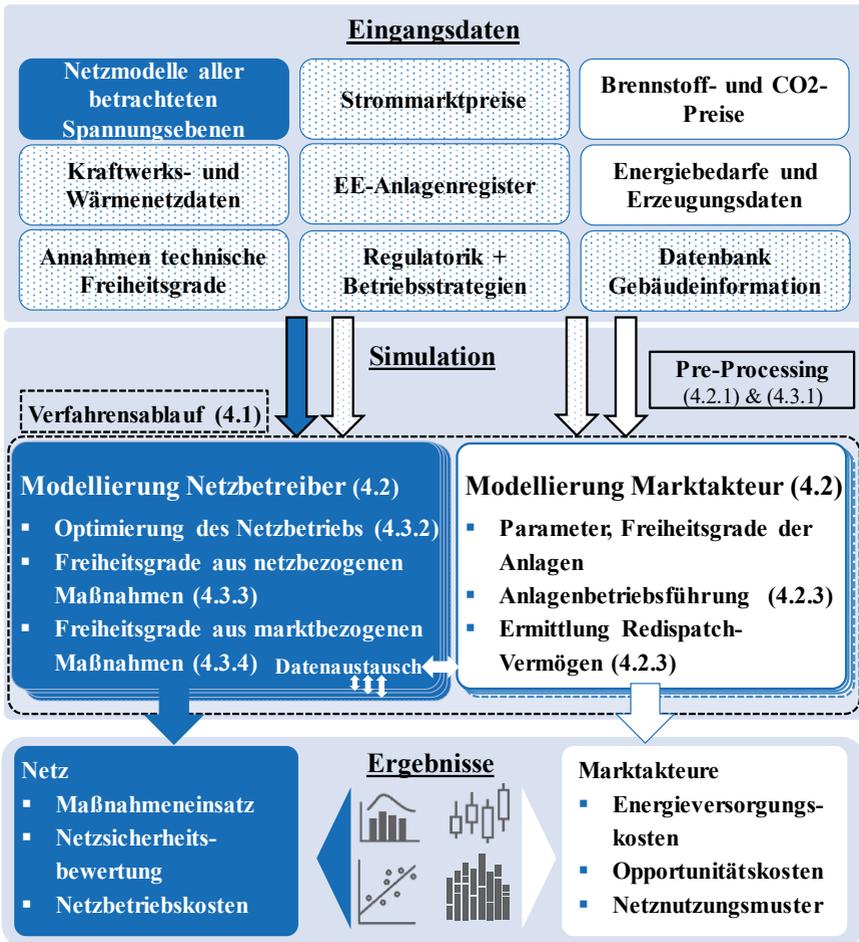


Abbildung 4-1 Modellübersicht

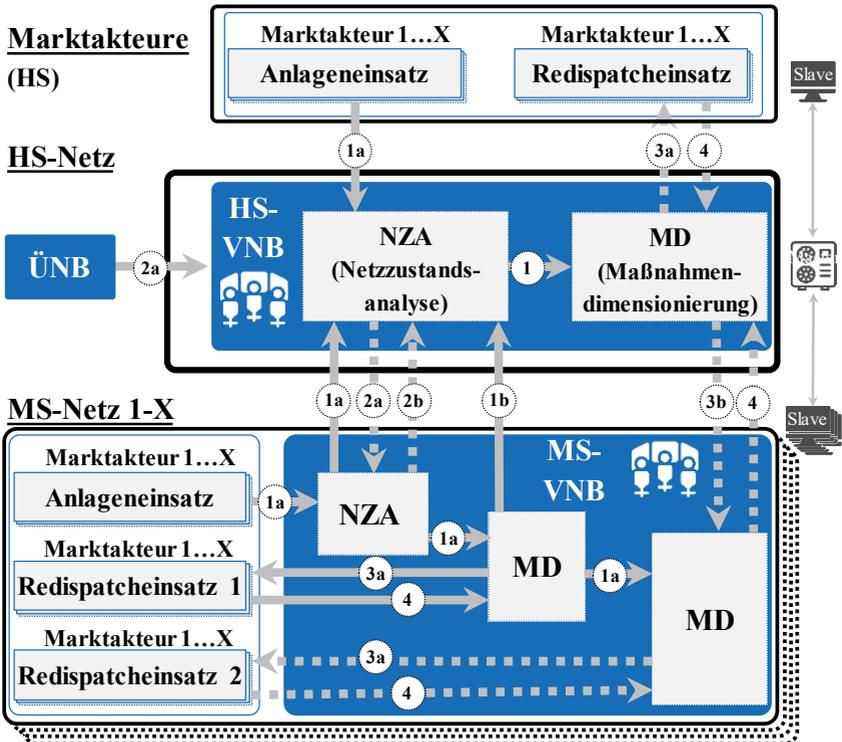
Weiterhin werden die auf Basis der zuvor gewählten Methoden erarbeiteten Verfahrensbestandteile der Simulation getrennt nach Anlagenbetrieb (4.2) und Netzbetrieb (4.3) dargelegt. Die fundamentale Abbildung der Energieversorgungs- und Netzinfrastruktur eines Betrachtungsgebiets sowie darauf aufbauend des dortigen Anlagen- und Netzbetriebs, erfordert die Aufbereitung und Zusammenführung umfangreicher Eingangsdaten und Annahmen. Dies umfasst rechenfähige Netzmodelle der betrachteten Spannungsebenen sowie, im Falle von Transitflüssen, Modelle angrenzender Netze. Darüber hinaus sind netzseitig allozierbare Informationen zu technischen Stammdaten angeschlossener Letztverbraucher (gebäudebezogene Heizungs-, Erzeuger- und Energiebedarfsdaten) und leistungsstarker Erzeugungsanlagen (EE-Anlagenregister, Kraftwerksdaten, Wärmenetzdaten) erforderlich. Inhärenter Bestandteil der modellhaften Abbildung des Erzeugungs- und Verbrauchsverhaltens der Netzanschlussnehmer ist die Einbeziehung von Zeitreihen (Dargebot EE-Erzeugung, thermische und elektrische Nachfrage, Strommarktpreise) sowie relevanter Kostenparameter (bspw. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, regulatorische Abgaben). Im Sinne der zu untersuchenden Fragestellung, sind zudem Annahmen zu den nicht aus den technischen Stammdaten ableitbaren Freiheitsgraden im Anlagen- und Netzbetrieb sowie den Betriebsstrategien und regulatorischen Randbedingungen zu treffen.

Zur Integration der exogen vorgegebenen Eingangsdaten in die jeweiligen Simulationsmodelle, sind diese zuvor mit diversen Vorverarbeitungsschritten aufzubereiten (4.2.1 und 4.3.1). Resultierend aus den in die Modelle integrierten Randbedingungen, werden modellendogen verschiedene Ergebnisse abgeleitet, die im Rahmen der Kommunikation zwischen Anlagen- und Netzbetreibern sowie zwischen Netzbetreibern Plandaten im Sinne des Redispatch-Datenaustauschs darstellen. Die Auswertung der Simulationsergebnisse erlaubt im Gesamtbild Rückschlüsse auf die technische und kostenseitige Vor- bzw. Nachteilhaftigkeit verschiedener Szenarien zu Betriebsstrategien der Akteure.

## 4.1 Verfahrensablauf

Der Verfahrensablauf ist angelehnt an die regulatorischen Redispatch-Prozesse und gliedert sich netzbetreiberseitig in die Kernprozesse der vorausschauenden Netzzustandsanalyse (NZA) und der Maßnahmendimensionierung (MD). Die Architektur der Simulationsumgebung ist als Master-Slave-Modell konzipiert, sodass eine simultane Durchführung der Netzbetreiberprozesse und ein rollierender Datenaustausch abgebildet werden. Das in der Master-Recheninstanz ausgeführte Verfahrensmodul, das die Teilergebnisse anderer Verfahrensteile konsolidiert und als Parameter integriert, ist die Netzbetriebssimulation des HS-Netzes. Entsprechend wird die Simulation der Netzbetriebsplanung der MS-Netze in Slave-Recheninstanzen umgesetzt. Die Verfahrensmodule warten jeweils, bis die zur

Berechnung erforderlichen Plandatensätze übermittelt sind. Zur Reduktion des laufzeitseitigen Engpasscharakters der Simulation des HS-Bereichs, wird der dortige Anlageneinsatz in einer separaten Recheninstanz abgebildet. Die Ermittlung des Anlageneinsatzes im MS-Bereich, erfolgt zur Ressourcenschonung auf derselben Recheninstanz wie die Berechnung des Netzbetriebs. Abbildung 4–2 Verfahrensablauf veranschaulicht den Verfahrensablauf und die Schnittstellen.



**Plandaten**

①a) Anlageneinsatzpläne, RD-Vermögen, -Kosten

RD =Redispatch

①b) Anlageneinsatzpläne, RD-Vermögen, -Kosten, -Abruf

②a) Lastflussinformation vorgelagerter Netzbetreiber

②b) Lastflussinformationen unterlagerter Netzbetreiber

③a) Anlagenscharfe Vorgabe Redispatch-Technologien

③b) Cluster-Vorgabe Redispatch-Technologien

④) Redispatch-Fahrpläne

Abbildung 4–2 Verfahrensablauf

Der in modularen Modellinstanzen umgesetzte Anlagen- und Netzbetrieb stellt sicher, dass der Nutzungskonflikt um den Anlagenzugriff (Engpassbehebung vs. Ziele Netznutzer) realitätsnah abgebildet wird.

Die zur Netzzustandsanalyse erforderliche Prognose des Verhaltens der Marktakteure erfordert die Ermittlung des Anlageneinsatzes als initiales Element im Simulationsablauf. Im Zuge dessen werden als Plandaten die Fahrpläne, das Redispatchvermögen sowie Kostenparameter der Anlagen (1a) generiert und abgespeichert. Bei der Übermittlung dieser Daten an den vorgelagerten Netzbetreiber, führt der ausführende Netzbetreiber, vorliegend der MS-Netzbetreiber, eine Aggregation (Clustering) der Plandaten durch (vgl. Abschnitt 2.4). Weitere Eingangsparameter der Netzzustandsanalyse sind die Lastflussinformationen des vorgelagerten (2a), oder unterlagerten Netzbetreibers (2b). Während erstere insbesondere Informationen zur erwarteten Spannung spezifizieren, adressieren letztere Informationen zum Blindleistungsbedarf und Verlusten des unterlagerten Netzes. Soweit im unterlagerten Netz Redispatch-Maßnahmen nötig sind, ist eine erneute Netzzustandsanalyse unter Berücksichtigung der um den Redispatch-Abwurf erweiterten Plandaten (1b) durchzuführen. Die Plandaten zu Redispatchvermögen und -abrufen finden einschließlich der Kostenparameter Eingang in die Maßnahmendimensionierung. Der ermittelte Maßnahmeneinsatz ist anschließend an die betroffenen steuerbaren Ressourcen (SR) der Anlagenbetreiber zu übermitteln (3a) und im Rahmen einer erneuten Ermittlung des Anlageneinsatzes umzusetzen. Resultiert aus der Maßnahmendimensionierung der Einsatz eines Clusters in unterlagerten Netzebenen installierter SR (3b), so obliegt dem Anschlussnetzbetreiber (ANB) die Disaggregation des Einsatzes auf die einzelnen SR innerhalb des Cluster. Nach einer wiederholten Maßnahmendimensionierung des ANB, erfolgt wiederum die Übermittlung der Vorgaben an die betroffenen Anlagenbetreiber, welche den Anlageneinsatz erneut ermitteln. Die Maßnahmendimensionierung schließt auf Grundlage der Redispatch-Fahrpläne (4) mit einer Netzzustandsanalyse ab, die den Erfolgsabgleich der Maßnahmenumsetzung bezweckt.

Die Ausgestaltung der Simulationsumgebung zielt nicht nur auf eine simultane, gekoppelte Simulation von HS- und MS-Netzen ab, sondern erlaubt auch eine isolierte Berechnung des HS- sowie des MS-Bereichs, bspw. zur Durchführung dedizierter Sensitivitätsrechnungen. Die isolierte Durchführung der HS-Simulation erfordert dazu zwecks Verfügbarkeit von Plandaten unterlagerter Netze eine Vorab-Simulation der MS-Netze. Eine Übermittlung von Lastflussinformationen aus dem unterlagerten Netz oder Umsetzung von Maßnahmen geclusterter SR erfolgt im Fall der isolierten Berechnung des HS-Bereichs nicht. Umgekehrt wird im Fall einer isolierten Berechnung des MS-Bereichs auf eine Übermittlung der Lastflussinformation des vorgelagerten Netzes verzichtet (gestrichelte Linien).

## 4.2 Modellierung des Anlagenbetriebs

Grundsätzlich werden sämtliche im Netzgebiet angeschlossenen Letztverbraucher der in Abbildung 4–3 links aufgeführten Verbrauchersektoren abgebildet. Dies beinhaltet die Modellierung des Entscheidungskalküls der Verbraucher (bzw. Prosumer) sowie der im Netzgebiet angeschlossenen großskaligen Erzeugungsanlagen (bspw. Wärmekraftwerke oder EE-Anlagen), Speicher und Sektorenkopplungstechnologien (bspw. Elektrolyseure und Wärmestromanlagen). Betriebsziel von Prosumern der unterschiedlichen Verbrauchersektoren ist aufgrund der ökonomischen Vorteilhaftigkeit die Minimierung des Energiebezugs am Netzanschluss. Großskalige Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen folgen der zu modellierenden Vermarktungsentscheidung des Betreibers bzw. Aggregators (vgl. rechts Abb. Abbildung 4–3). Zur Bewertung neuartiger Energiebelieferungskonzepte wird zudem ein Ansatz abgebildet, der im Anlagenverbund eines Aggregators die Prosumer-seitige Flexibilität integriert, unter Teilnahme am Großhandelsmarkt (Energiegemeinschaft/Plattformansatz, vgl. 2.3.2).

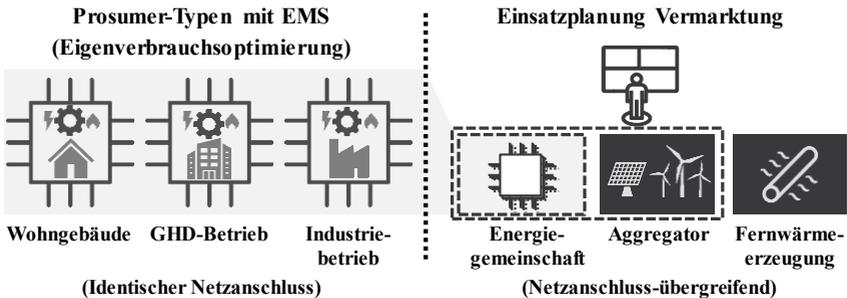


Abbildung 4–3 Marktakteure

### 4.2.1 Vorverarbeitung

Eingangsparameter des Verfahrens sind mehrheitlich Zeitreihen und zeitinvariante Datenpunkte, die vor der Verfahrenintegration eine Kette heuristischer Vorverarbeitungsschritte durchlaufen. Ziel einiger Heuristiken ist die Aufschlüsselung aggregierter Szenario-Vorgaben und deren Allokation zu Objekten (bspw. Gebäuden). Zudem werden die Bedarfs- und Einspeisezeitreihen aller Letztverbraucher **auf Basis von Entscheidungsheuristiken kalkuliert**, um gegenüber dem optimierten Anlageneinsatz im Verfahren eine sinnvolle Referenz-Situation für das Verbraucherverhalten bereitzustellen. Der Zielkonflikt zwischen der Simulation des optimierten Anlageneinsatzes aller angeschlossenen Verbraucher und der Berechnung innerhalb tolerabler Laufzeiten, wird durch eine Aggregation der Eingangsdaten in der für den netztechnischen Betrachtungsbereich notwendigen Granularität gelöst. Je MS-Station werden daher pro Verbrauchersektor und

Anlagentyp anlagenspezifische Parameter (z.B. Zeitreihen) summiert oder leistungsgewichtete Werte ermittelt, was einer Modellreduktion entspricht.

#### 4.2.2 Betriebsführungsoptimierung

Zunächst vermittelt Abbildung 4–4 eine Übersicht der modellierten Technologien (oben) und Nutzungspfade der elektrischen Energie (unten). Deren Erzeugung, Speicherung und Verbrauch wird entweder am gleichen Netzanschluss durchgeführt (graue Pfeile), oder basiert auf Bezug aus dem öffentlichen bzw. Einspeisung in das öffentliche Netz (schwarze Pfeile).

Zudem skizziert Abbildung 4–4 mittels symbolischer Zuordnung welche Technologien typischerweise den Marktakteuren Prosumer, Aggregator und Fernwärmeunternehmen zugeordnet werden können<sup>41</sup>. Angelehnt an das Konzept der Energiegemeinschaft, greift die Grafik dabei den Begriff eines „virtuellen Eigenverbrauchs“ auf. Analog zum Eigenverbrauchs-konzept einzelner Verbraucher, bezweckt dieser die zeitliche Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch technischer Einheiten im netztechnischen und bilanziellen Wirkungsbereich des Marktakteurs. Das konventionelle, auf einen Netzanschluss fokussierende Konzept, wird hier jedoch auf die gebündelte Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch an mehreren Netzanschlüssen erweitert (Prosumer im Anlagenverbund eines Aggregators). Anders als der Eigenverbrauch am gleichen Netzanschluss impliziert der virtuelle Eigenverbrauch netztechnisch separierter Einspeise- und Verbrauchsstellen die Netzdurchleitung des erzeugten Stroms.

Die Optimierung der Anlagenbetriebsführung wird mittels Methoden der GGLP modelliert. Angesichts etablierter mathematischer Formulierungen zur Modellierung der skizzierten Technologien, wird hier auf eine Darstellung verzichtet und auf die Literatur, aus der die Modelle adaptiert wurden, verwiesen [Mei21], [Koo16], [Sow16], [Nob20]. Gleichwohl erfolgt eine Beschreibung der strukturellen Eigenschaften der Optimierungsmodelle. Etablierte Formulierungen adressieren insbesondere die Einhaltung der in Abschnitt 2.3 skizzierten betrieblichen Restriktionen. Den Technologiemoellen liegen je Zeitschritt kontinuierliche oder diskrete Variablen zugrunde, deren Funktion die Abbildung technologiespezifischer Einsatzzwecke und Eigenschaften ist. Diese beschreiben primär die in Abbildung 4–4 skizzierten Nutzungspfade elektrischer Energie sowie technologiespezifische Energieumwandlungspfade (z.B. Brennstoffeinsatz, elektrochemische Speicherung, thermische Lastdeckung/Speicherung). Das Zielfunktional des Anlagenbetriebs ist stets so gestaltet, dass Deckungsbeiträge maximiert (bzw. Kosten minimiert) werden.

---

<sup>41</sup> Die Zuordnung ist nicht als statisch aufzufassen, es sind beliebige Konfigurationen denkbar.

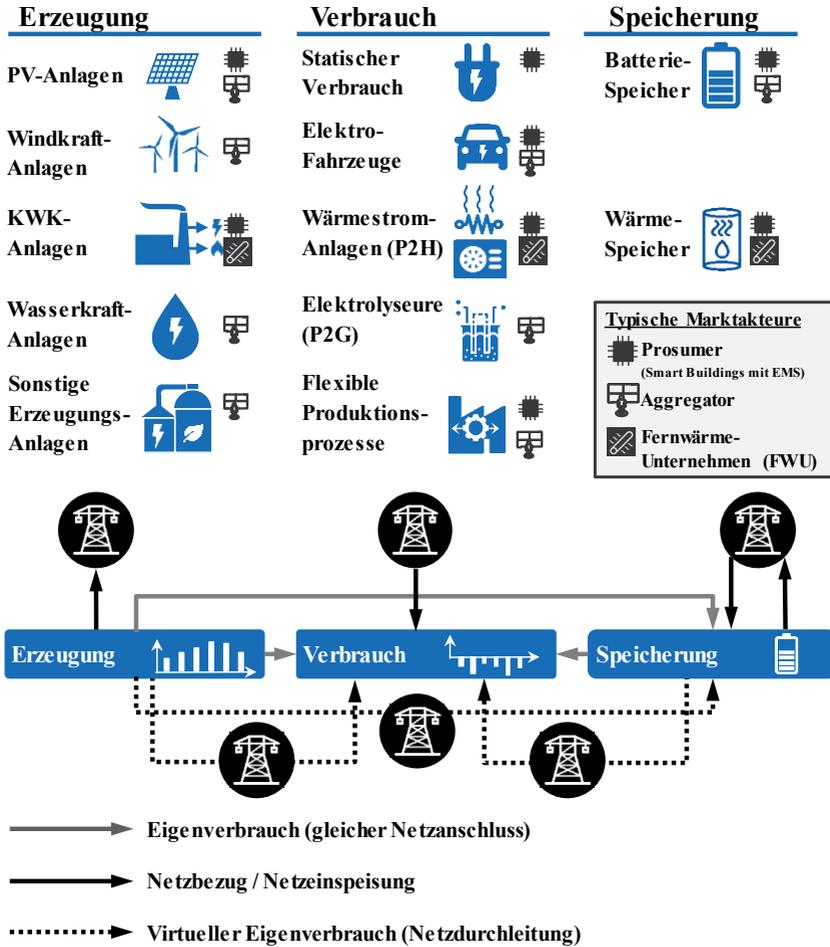


Abbildung 4–4 Modellerte Technologien (oben) und elektr. Energienutzungspfade (unten)

Am Beispiel des Konzepts der Energiegemeinschaft, veranschaulicht einen schematischen Überblick zum Aufbau des Optimierungsmodells. Dieses setzt sich aus den blockangular aufgebauten Teilmodellen der Marktakteure (vgl. Abbildung 4–3) sowie koppelnden Nebenbedingungen zusammen. Im Schaubild ist das Anlagenportfolio des Aggregators (Vermarkter) einheitlich ausgewiesen. Die Blockdiagonalmatrizen und Modellgrenzen jeder Energiewandlungsanlage  $EA_i$  ( $i \in [1, N]$ ) resultieren aus dem Technologiemo dell des jeweiligen Anlagentyps, in welches anlagenindividuelle Parameter integriert werden. Die Modelle  $P_j$  aller M

Prosumer ( $j \in [1, M]$ ) umfassen analog zum Aggregatormodell ihrerseits die Technologie-Submodelle der unterhalb ihres Aggregationspunkts (Netzanschluss) installierten Technologien  $PT_{j,k}$  ( $k \in [1, T]$ ).

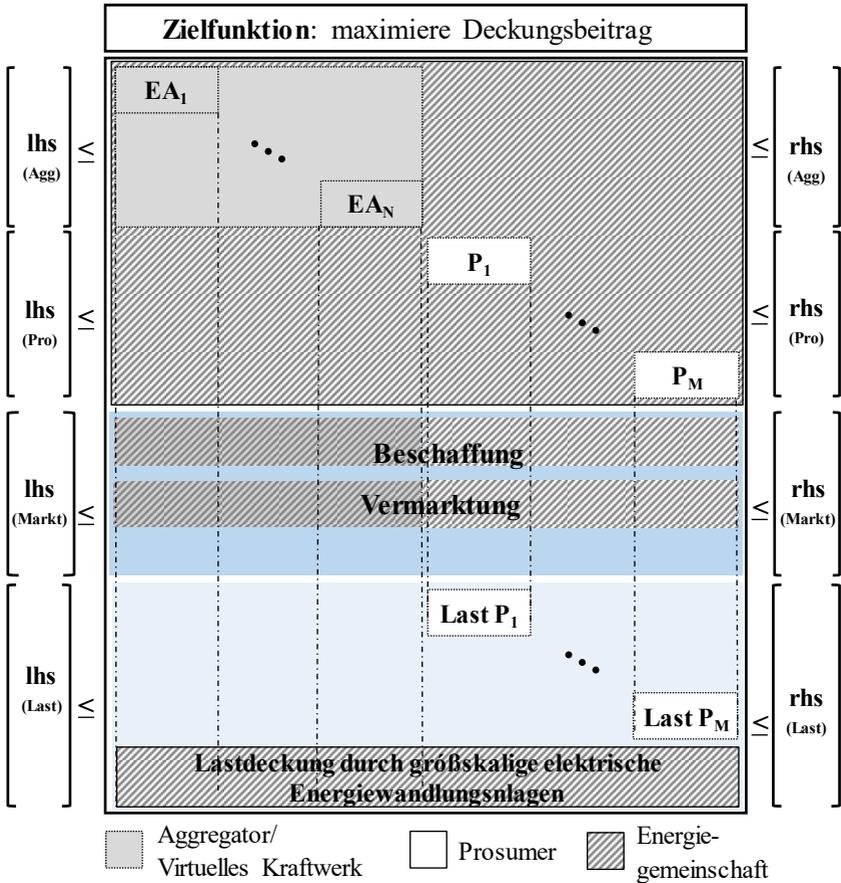


Abbildung 4-5 Aufbau der Optimierungsmodelle der Anlageneinsatzplanung

Zentrale Restriktion der Verbraucher ist die Deckung ihrer elektrischen Nachfrage<sup>42</sup>, die durch das verfügbare Technologieportfolio, oder Netzbezug kostenminimal realisiert wird. Die Erweiterung der zugänglichen Lastdeckungsoptionen

<sup>42</sup> Diese umfasst die Summe aus statischem (nicht-flexible Endgeräte, wie TV-Geräte, Beleuchtung) und flexiblem (Elektro-Fahrzeuge, Wärmestromanlagen) Stromverbrauch.

um die Nutzung fremder Erzeugungs- und Speichertechnologien (im Sinne einer Energiegemeinschaft), kann mittels der in Abbildung 4–5 skizzierten Kopplung modelliert werden. Die Lastdeckungskopplung und Realisation einer gebündelten Beschaffung/Vermarktung elektrischer Energie, kann bei einer geeigneten tariflichen Gestaltung der Belieferung Kostenvorteile für die Marktakteure generieren (vgl. Kapitel 0).

Bei isolierter Betrachtung der Marktakteure zerfällt das Modell in deren Teilmole, die individuell gelöst werden. Eine Modellkopplung liegt nunmehr lediglich innerhalb der Technologie-Submodelle der Marktakteure vor.

Die Modellierung der Betriebsführung der Fernwärmeanlagen erfolgt analog zur zuvor skizzierten Struktur, unter Verwendung der jeweiligen Technologiemodelle. Koppelnde Nebenbedingung ist jedoch die Deckung der thermischen Nachfrage (Lastgang des Fernwärmenetzes). Das Anlagenportfolio besteht üblicherweise aus wenigen, großskaligen KWK- und/oder Wärmestromanlagen.

### 4.2.3 Ermittlung des Redispatchvermögens

Das Ergebnis der Betriebsführungsoptimierung sind zeitlich aufgelöste Anlagenfahrpläne und Zustandsvariablen, die als Datenpunkte im Simulationsablauf den Netzbetreibern übermittelt werden (vgl. Schritt 1a in Abbildung 4–2). Diese Datenübermittlung umfasst zugleich weitere Redispatch-Datenpunkte insbesondere das Redispatchvermögen sowie die mit dessen Abruf assoziierten Kosten<sup>43</sup>. Die für die Netzeinspeisung bzw. den Netzbezug relevanten Variablen sind im Modell je Zeitschritt  $t$  pro Einzelanlage  $i$  mit der Variable  $P_{\text{Netz},i,t}$  gekoppelt, die den Anlagenfahrplan widerspiegelt. Das Redispatchvermögen wird nun auf Basis zweier erneuter Simulationen ermittelt, bei welchen der Zielfunktionswert (ZFW) von  $P_{\text{Netz},i,t}$  mit einem sehr hohen bzw. niedrigen Kostenfaktor parametrisiert ist<sup>44</sup>. Aus den resultierenden Fahrplänen und Kosten leiten sich, im Abgleich mit Referenzfahrplan und -Kosten, das positive und negative Redispatchvermögen sowie die jeweiligen Mehrkosten ab. Ein pauschaler, statischer Anreiz birgt im Berechnungsansatz das Risiko, dass der Netzbezug in irrelevanten Zeitpunkten maximiert/minimiert wird und keine Flexibilität in Zeitpunkten mit Redispatch-Bedarf ermittelt wird. Zur Prävention dieses Effekts wird abhängig von der vorliegenden Netzsituation eine zeitlich aufgelöste Gewichtung des ZFW umgesetzt<sup>45</sup>.

---

<sup>43</sup> Die regulatorische Begrenzung auf bestimmte Agententypen wird in der Simulation vernachlässigt.

<sup>44</sup> In der Referenzsimulation ist der ZFW mit 0 parametrisiert.

<sup>45</sup> Der Gewichtungsfaktor des ZFW resultiert aus der durchschnittlichen Betriebsmittelbelastung und Spannungsbandausreizung im Gesamtnetz je Zeitschritt.

Zur Ermittlung der im Netzoptimierungsmodell anzusetzenden ZFW des Redispatch-Abrufs, sind vielfältige Berechnungsvarianten implementiert. Gemeinsamkeit aller Varianten ist, dass der ZFW als Quotient aus der Kosten-Differenz und der Energiemengen-Differenz positiver bzw. negativer Fahrplanabweichungen resultiert. Diese können entweder je Zeitschritt, oder als Quotient der Summenabweichung (Kosten-, Energiemengendifferenz) über einen Betrachtungszeitraum (bspw. ein Tag) ermittelt werden. Neben der zeitlichen Dimension, kann die Kosten- bzw. Energiemengendifferenz zudem getrennt je Akteur, Netzanschluss, und/oder Technologie ermittelt werden.

### 4.3 Modellierung der Maßnahmendimensionierung

Folgend werden relevante Eingangsparameter, das Netzoptimierungsverfahren und die modellierten netz- und marktbezogenen Maßnahmen dargelegt.

#### 4.3.1 Vorverarbeitung der Eingangsdaten

Erforderliche Eingangsdaten zur Modellierung des Netzbetriebs sind die Netzmodelle betrachteter Spannungsebenen und angrenzender Netze (Topologie, elektr. Parameter, Austausch Wirk-/Blindleistung), die Informationen der Netznutzung (z.B. Netzallokation) sowie weitere Parameter (z.B. Belastbarkeit FLM).

Der Aufbereitung der Eingangsdaten liegen ein synthetisches flächendeckendes Netzmodell der deutschen MS- und NS-Netze sowie ein Modell des deutschen Hochspannungs- und Übertragungsnetzes zugrunde [Kul19], [Mül19]. Ausgehend von einem Zielgebiet, das Teilnetz des deutschen HS-Netzes ist, erfolgt die Auswahl unterlagerter Netze im Einzugsgebiet und eine Aufbereitung des Wirk- und Blindleistungsaustauschs mit benachbarten Netzen (HS und HöS). Im ausgewählte HS-Netzgebiet wird der Einfluss des HöS-Netzes mithilfe des HöS-Netzmodells und den assoziierten Lastflusszeitreihen nachgebildet, was unter Einsatz von Extended-Ward-Netzäquivalenten erfolgt (vgl. 3.2.1)<sup>46</sup>. Der Wirk- und Blindleistungsaustausch HS-seitig benachbarter Randnetze wird in der Optimierung durch ein Teilmodell, welches die Abweichung von der bekannten Austauschsituation mit hohen Kosten bestraft, abgebildet<sup>47</sup>. Die geographische und netztopologische Zuordnung der MS-Netzgebiete zum HS-Netzmodell gewährleistet die Auswahl unterlagerter Netze, deren NS-Teilnetze vernachlässigt werden. Auf Aggregationsebene der MS-Sammelschiene der ONS erfolgt technisch

---

<sup>46</sup> Die Netzmodelle, sowie die Netzzustände sind Ergebnisse eines Forschungsprojekts, die auf Grundlage der in [Mül19] dargestellten Verfahrenskette erstellt wurden.

<sup>47</sup> Der unterstellte P- und Q-Austausch mit benachbarten Netzen ist kohärent mit der Systemsimulation des Forschungsprojekts. (vgl. 4.3.4)

die Aggregation der unterlagerten Einspeisung. Die Abbildung der lokalen Einspeise- und Verbrauchssituation resultiert aus dem Ergebnis des Einsatzes der Akteure (vgl. 4.2). Der Einfluss weiterer netzbetrieblicher Maßnahmen, wie bspw. angepasste Betriebsmittelbelastbarkeiten infolge des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs, können in den aufbereiteten Eingangsdaten berücksichtigt werden.

### 4.3.2 Optimierung des Netzbetriebs

Kern des entwickelten Verfahrens zur Maßnahmendimensionierung ist ein Optimierungsmodell, das bis zum Erreichen verschiedener Konvergenzkriterien iterativ in einem aktualisierten Arbeitspunkt linearisiert wird (vgl. Abschnitt 3.3). Der initiale Arbeitspunkt resultiert aus der vorgelagerten Netzzustandsanalyse. Den iterativen Prozess veranschaulicht Abbildung 4–6. Die Struktur des Lösungsvektors  $x$  und des Optimierungsproblems werden nachfolgend erläutert, wobei zunächst die fundamentalen Zusammenhänge des Netzmodells im Vordergrund stehen.

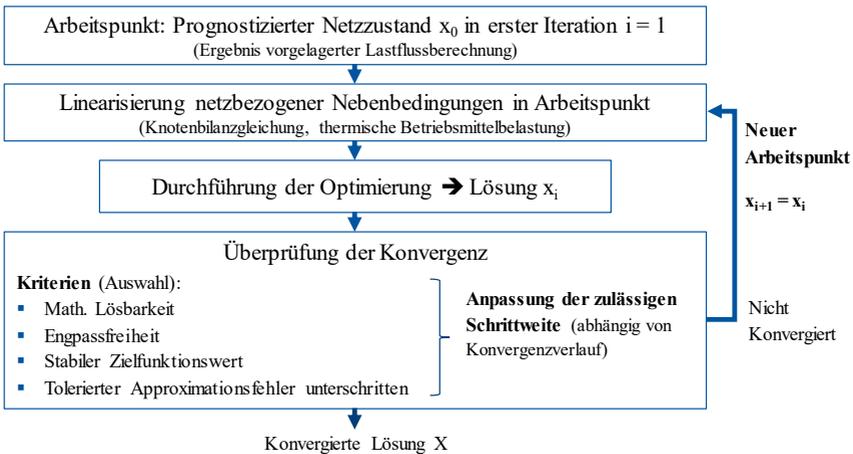


Abbildung 4–6 Verfahrensablauf Netzoptimierungsalgorithmus

Die Variablen  $V_{m,t}$  und  $V_{a,t}$  erfassen je **Zeitschritt t** Amplitude und Winkel der Knotenspannungen und sind durch die Knotenbilanzgleichung mit den Variablen  $P_{g,t}$  und  $Q_{g,t}$  der Wirk- und Blindleistungseinspeisung steuerbarer Anlagen verknüpft (Formel (3-8)). Die Anwendung der Newton-Methode (Formeln (3-10) - (3-11) liefert die Beziehung der Knotenbilanz  $S_K$  gemäß Formeln (4-2) und (4-3) als linearisierte Restriktionen. Diese spezifizieren die Knotenbilanz für Wirk- und

Blindleistung jedes Netzknoten  $i \in I$ . Zentrale Bedingung ist zudem die Einhaltung der Bemessungsscheinleistung  $S_{\max}$  jedes Betriebsmittels  $l \in L$  durch dessen Scheinleistungsfluss. Dessen Linearisierung impliziert dabei eine mathematische Unstetigkeit<sup>48</sup>, die mit der bewährten Formulierung einer Linearisierung des quadrierten Scheinleistungsflusses vermieden wird [Zim10]. Die Asymmetrie des Leistungsflusses erfordert dabei dessen Differenzierung in die Scheinleistungsflüsse  $S_{L,F}$  von Netzknoten  $i$  nach  $j$  und  $S_{L,T}$  (umgekehrte Richtung)<sup>49</sup> (vgl. Formeln (4-4) und (4-5)). Neben den Zustandsvariablen ( $V_{m,t}, V_{a,t}, P_{g,t}, Q_{g,t}$ ) wird je nach Typ eines Transformators  $s \in S$  im Netz dessen Übersetzungsverhältnis  $\tau$  und Phasenverschiebung  $\theta$  als Stellgröße erfasst. Alle Variablen sind begrenzt durch ihre oberen und unteren technischen Grenzen ( $ub, lb$ ). Die Differenzierung nach  $V_m$  und  $V_a$  gemäß (4-6) zur Linearisierung der Knotenbilanz- und Scheinleistungsgleichungen, kann der Literatur entnommen werden [Ser18], während die Differenzierung der Gleichungen nach den Transformatorvariablen in Kapitel 4.3.3 dargelegt ist. Die Zielfunktionskoeffizienten der Variablen gemäß Formel (4-1) sind mit 0 angesetzt, da die Anreizung des angestrebten Lösungsverhaltens im Verfahren in den Modellen netz- und marktbezogener Maßnahmen erfolgt. Zur Garantie jederzeitiger Lösbarkeit des Modells sind je Nebenbedingung zwei mit sehr hohen Zielfunktionskoeffizienten parametrisierte Schlupfvariablen abgebildet, deren Analyse bei Konvergenzproblemen zur Problemidentifikation und -behebung dient.

$$\min \sum_{t \in T} \left( \sum_{a \in A} c_{a,t} \cdot x_{G,g,t} + \sum_{i \in I} c_i \cdot x_{V,i,t} + \sum_{s \in S} c_{OLTC,s,t} \cdot x_{OLTC,s,t} \right)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (4-1)$$

$$x = [x_G, x_N] \text{ mit } x_{N,t} = [x_V, x_{OLTC}] = [V_{m,i}, V_{a,i}, \theta_s, \tau_s] \text{ und } x_G = [P_g, Q_g]$$

$$\text{mit } lb = [P_{g,min}, Q_{g,min}, V_{m,i,min}, V_{a,i,min}, \theta_{s,min}, \tau_{s,min}]$$

$$\text{und } ub = [P_{g,max}, Q_{g,max}, V_{m,i,max}, V_{a,i,max}, \theta_{s,max}, \tau_{s,max}]$$

$$Re \left\{ \frac{dS_K}{dx} (x_{t,0}) \right\} * x_{N,t} - P_{g,t} = P_{stat,i,t} - Re\{S_K(x_{t,0})\} \quad (4-2)$$

$$Im \left\{ \frac{dS_K}{dx} (x_{t,0}) \right\} * x_{N,t} - Q_{g,t} = Q_{stat,i,t} - Im\{S_K(x_{t,0})\} \quad (4-3)$$

<sup>48</sup> Linearisierung/Differenzierung der Betragsfunktion von  $S_L = \sqrt{P_L^2 + Q_L^2} \rightarrow \frac{dS_L}{dx} = \frac{1}{\sqrt{P_L^2 + Q_L^2}}$

<sup>49</sup> Real- bzw. Imaginärteil der Summe beider Scheinleistungsflüsse ergeben die Wirkleistungsverluste und den Blindleistungsbedarf des Betriebsmittels  $L$  ( $Re\{S_{L,F+} S_{L,F}\}$  bzw.  $Re\{S_{L,F+} S_{L,F}\}$ ).

$$\frac{dS_{L,F}^2}{dx}(x_{t,0}) * x_t \leq S_{L,max}^2 - S_{L,F}^2(x_{t,0}) \quad (4-4)$$

$$\frac{dS_{L,T}^2}{dx}(x_{t,0}) * x_t \leq S_{L,max}^2 - S_{L,T}^2(x_{t,0}) \quad (4-5)$$

$$\frac{dF_l}{dx} = \left[ \frac{dS_K}{dV_a}, \frac{dS_K}{dV_m}, \frac{dS_K}{d\tau}, \frac{dS_K}{d\theta} \right] \quad (4-6)$$

$$\frac{dF_{L,F}}{dx} = \left[ \frac{dS_{L,F}}{dV_a}, \frac{dS_{L,F}}{dV_m}, \frac{dS_{L,F}}{d\tau}, \frac{dS_{L,F}}{d\theta} \right], \frac{dF_{L,T}}{dx} = \left[ \frac{dS_{L,T}}{dV_a}, \frac{dS_{L,T}}{dV_m}, \frac{dS_{L,T}}{d\tau}, \frac{dS_{L,T}}{d\theta} \right]$$

Im Verfahrensablauf wird je Iteration eine Reihe von Konvergenzkriterien überprüft (vgl. Abbildung 4–6). Triviale Kriterien sind die Nicht-Nutzung der Schlupfvariablen (mathematische Lösbarkeit) sowie ein engpassfreier Netzzustand. Zudem ist ein tolerierter Approximationsfehler im Abgleich des Optimierungsergebnisses mit dem Ergebnis einer ex-post durchgeführten Lastflussberechnung einzuhalten. Ferner kann aufgrund von Linearisierungsfehlern bei starker Abweichung vom ursprünglichen Arbeitspunkt ein divergentes Lösungsverhalten auftreten, bei welchem der Algorithmus zwischen mehreren Arbeitspunkten springt. Um ein stabiles Lösungsverhalten zu gewährleisten, erfolgt die Definition maximal für die Änderung des Arbeitspunkts zulässiger Schrittweiten Variablen  $x_N$ . Ausgehend von einer initialen Schrittweite, welche die Erreichung des technisch zulässigen Lösungsraums ermöglicht, wird die zulässige Schrittweite sukzessive reduziert. Als zentrales Bewertungskriterium eines divergenten Lösungsverhaltens wird der Zielfunktionswert herangezogen. Sobald der Zielfunktionswert häufiger als eine bestimmte Anzahl um den gleitenden Mittelwert der vorherigen Zielfunktionswerte konsekutiv alterniert (iterativ wechselnde Abweichungen nach oben bzw. unten), wird eine Reduktion der zulässigen Schrittweite vorgenommen. Die Anzahl der auslösenden Alternationen, die Anzahl der in die Mittelwertbildung einfließenden Iterationen sowie der Reduktionsfaktor sind parametrierbar und wurden im Rahmen dieser Arbeit auf Grundlage von Parameterstudien festgelegt.

### Leistungsaustausch mit vorgelagerten und angrenzenden Netzen

Mit Ausnahme galvanisch entkoppelter Inselnetze, erfordert die Bedingung der Leistungsbilanzhaltung die Modellierung der Netzeinspeisung/ des Netzbezugs an den Netzverknüpfungspunkten mithilfe von Generator-Variablen (sogenannte Slack-Generatoren). In der Betriebsoptimierung mehrfach gespeister Netze können diese Slack-Generatoren als Freiheitsgrad der Engpassbehebung eingesetzt werden, sofern dies nicht durch eine geeignete Modellierung unterbunden wird. Im entwickelten Verfahren wird dies über eine Nebenbedingung sowie eine fall-

abhängige Bepreisung von Hilfsvariablen realisiert. Nebenbedingung (4-7) koppelt hierzu die wirkleistungsseitig bereitgestellte/rückgespeiste Leistung im Ausgangsnetzzustand ( $P_{NVP,0}$ ) an die Leistungssumme aus der Wirkleistung des Slack-Generators ( $P_{Slack,g}$ ), den Summen der leistungserhöhenden ( $P_{RDp,d}$ ) bzw. leistungsreduzierenden ( $P_{RDn,d}$ ) Redispatch-Maßnahmen der in den Netzbetrieb integrierten Energiewandlungsanlagen  $d \in DER$  sowie die Hilfsvariablen  $P_{NVP,n}$  und  $P_{NVP,p}$ . Beide Variablen werden mit Strafkosten belegt, um einen Einsatz der Slack-Generatoren in der Engpassbehebung zu unterdrücken. Auf Grundlage einer Voranalyse des Ausgangsnetzzustands (Erzeugungs- oder Nachfrageüberschuss) werden diese mit reduzierten Kosten belegt. In erzeugungsbedingten Engpassfällen und einer folglich antizipierbaren Erzeugungsreduktion gewährleisten reduzierte Kosten für die Inanspruchnahme positiver Ausgleichsleistung  $P_{NVP,p}$ , den Leistungsbilanzerhalt, ohne einen übermäßigen Einsatz netzinterner Gegenmaßnahmen zu erfordern. Umgekehrt erfolgt in verbrauchsbedingten Engpassfällen eine Kostenreduktion der Inanspruchnahme negativer Ausgleichsleistung  $P_{NVP,n}$ .

$$P_{NVP,0} = P_{Slack,g} - P_{NVP,n} + P_{NVP,p} - \sum_{d \in DER} P_{RDn,d} - \sum_{d \in DER} P_{RDp,d} \quad (4-7)$$

$$Q_{NVP,0} = Q_{Slack,g} - Q_{NVP,n} + Q_{NVP,p} - \sum_{d \in DER} Q_{RDn,d} - \sum_{d \in DER} Q_{RDp,d} \quad (4-8)$$

### 4.3.3 Freiheitsgrade aus netzbezogenen Maßnahmen

Die modellierten netzbezogenen Freiheitsgrade beruhen auf der Ausnutzung von Sicherheitsreserven, der Nutzung von Stufenstellern sowie auf Maßnahmen des Blindleistungsmanagements. Eine erhöhte Belastbarkeit von Leiterseilen durch Freileitungsmonitoring kann durch Erhöhung der Belastungsgrenzwerte in den Restriktionen (4-4) und (4-5) abgebildet werden.

#### Modellierung Stufensteller

Das erste Differential der Knotenbilanzgleichungen  $S_i$  und  $S_k$  der Netzknoten  $i$  und  $k$ , die mit einem Stufenstell-Transformator verknüpft sind, nach dem Übersetzungsverhältnis  $\tau$  ergibt sich zu (angelehnt an [Roe20], umgeformte Notation):

$$\frac{dS_i}{d\tau} = -\frac{2 \cdot U_i^2}{(R_{ik} - jX_{ik}) \cdot \tau^3} + \frac{U_i \cdot U_k \cdot e^{j(\varphi_i - \varphi_k)}}{(R_{ik} - jX_{ik}) \cdot \tau^2} - \frac{b_{c,ik}/2}{\tau^3} \quad (4-9)$$

$$\frac{dS_k}{d\tau} = \frac{U_i \cdot U_k \cdot e^{j(\varphi_k - \varphi_i)}}{(R_{ik} - jX_{ik}) \cdot \tau^2} \quad (4-10)$$

Das erste Differential der Gleichungen  $S_{ik}$  ( $S_{L,F}$ ) und  $S_{ki}$  ( $S_{L,T}$ ) des Leistungsflusses über den verbindenden Stufenstell-Transformator, kann mittels (4-11) und (4-12) berechnet werden [Roe20]:

$$\begin{aligned} \frac{dS_{ik}^2}{d\tau} = & \frac{U_i^4 \cdot (2 \cdot j \cdot B_{ik} \cdot R_{ik} - 4)}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2) \cdot \tau^5} + \frac{6 \cdot U_i^3 \cdot U_k \cdot \cos(\varphi_i - \varphi_k)}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2) \cdot \tau^4} - \frac{B_{ik}^2 \cdot U_i^4}{\tau^5} \\ & + \frac{3 \cdot j \cdot B_{ik} \cdot U_i \cdot U_k \cdot e^{j(\varphi_i + \varphi_k)}}{2 \cdot \tau^4 \cdot (R_{ik} + j \cdot X_{ik})} - \frac{3 \cdot j \cdot B_{ik} \cdot U_i \cdot U_k \cdot e^{j(\varphi_k - \varphi_i)}}{2 \cdot \tau^4 \cdot (R_{ik} - j \cdot X_{ik})} \end{aligned} \quad (4-11)$$

$$\begin{aligned} \frac{dS_{ki}^2}{d\tau} = & \frac{2 \cdot U_i \cdot U_k^3 \cdot \cos(\varphi_i - \varphi_k)}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2) \cdot \tau^2} - \frac{2 \cdot U_i^2 \cdot U_k^2}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2) \cdot \tau^3} \\ & + \frac{j \cdot B_{ik} \cdot U_i \cdot U_k^3 \cdot e^{j(\varphi_i - \varphi_k)}}{2 \cdot (R_{ik}^2 + j \cdot X_{ik}^2) \cdot \tau^2} - \frac{j \cdot B_{ik} \cdot U_i \cdot U_k^3 \cdot e^{j(\varphi_k - \varphi_i)}}{2 \cdot (R_{ik}^2 - j \cdot X_{ik}^2) \cdot \tau^2} \end{aligned} \quad (4-12)$$

## Netzsicherheitsmanagement

Aufgabe des Netzsicherheitsmanagements ist die Analyse des Netzzustands bei relevanten Betriebsmittelausfällen sowie deren Beachtung in der Maßnahmendimensionierung. Die Netzzustandsanalyse wird durch einfache Lastflussberechnung aller relevanten Ausfallszenarien abgebildet und fungiert als Bewertungsgrundlage für Integration einzelner Ausfälle in das Optimierungsmodell. Die Modellierung der (n-1)-Sicherheit in der Maßnahmendimensionierung erfolgt methodisch auf Grundlage des LODF-Modells, dessen Sensitivitätsfaktoren die Mehr- oder Minderbelastung eines Betriebsmittels **I** bei Ausfall eines Betriebsmittels **m** abbilden. Bei Ausfall der Leitung **m** verknüpfen die LODF-Faktoren gemäß der originären DC-Formulierung den Wirkleistungsfluss der Leitung **I** im (n-0)-Fall mit dem Wirkleistungsfluss der Leitung **m** im (n-0)-Fall (vgl. Formeln (3-18) – (3-19), Kapitel 3.2). Der Ansatz wird in der vorliegenden Arbeit weiterentwickelt, indem die Wirk- durch die komplexen Scheinleistungsflüsse über die jeweiligen Betriebsmittel substituiert werden. Der Ansatz der quadratischen Abbildung der Scheinleistungsflüsse führt zu Formulierung (4-13) für den neuen Scheinleistungsfluss  $S_I^m$  einer Leitung **I** bei Ausfall von Leitung **m** mittels LODF-Faktor  $S_{LODF}^{L,m}$ . Mittels Umformulierung lässt sich die Gleichung in Wirk- und Blindleistungsflüsse überführen.

$$\begin{aligned}
 S_l^{m^2} &= (S_l^0 + s_{LODF}^{l,m} \cdot S_m^0) \cdot (S_l^0 + s_{LODF}^{l,m} \cdot S_m^0)^* \\
 &= (P_l^0 + s_{LODF}^{l,m} \cdot P_m^0)^2 + (Q_l^0 + s_{LODF}^{l,m} \cdot Q_m^0)^2
 \end{aligned} \tag{4-13}$$

Die Integration in den Lösungsalgorithmus der Maßnahmenoptimierung erfordert die Bildung des ersten Differentials von Gleichung (4-13) gemäß Formel (4-14):

$$\begin{aligned}
 \frac{dS_l^{m^2}}{dx} &= \frac{dS_l^{0^2}}{dx} + s_{LODF}^{l,m} \cdot 2 \cdot \frac{dS_m^{0^2}}{dx} + 2 \cdot s_{LODF}^{l,m} \cdot \frac{d(S_l^0 \cdot S_m^{0*} + S_l^{0*} \cdot S_m^0)}{dx} \\
 &= 2 \cdot P_l^0 \cdot \frac{dP_l^0}{dx} + 2 \cdot Q_l^0 \cdot \frac{dQ_l^0}{dx} \\
 &\quad + 2 \cdot s_{LODF}^{l,m} \cdot 2 \cdot P_m^0 \cdot \frac{dP_m^0}{dx} + 2 \cdot s_{LODF}^{l,m} \cdot 2 \cdot Q_m^0 \cdot \frac{dQ_m^0}{dx} \\
 &\quad + 2 \cdot s_{LODF}^{l,m} \cdot \left( P_l^0 \cdot \frac{dP_m^0}{dx} + P_m^0 \cdot \frac{dP_l^0}{dx} + P_l^0 \cdot \frac{dP_m^0}{dx} + P_m^0 \cdot \frac{dP_l^0}{dx} \right)
 \end{aligned} \tag{4-14}$$

Analog zu den Nebenbedingungen (4-4) und (4-5) resultieren aus der Asymmetrie des Leistungsflusses zwei Nebenbedingungen (4-15) und (4-16) je betroffener Leitung und ausfallender Leitung zur Abbildung der Ausfallbelastung. Die anzuwendende Nebenbedingungs-Matrix ergibt sich hierbei durch Einsetzen des Arbeitspunkts  $x_{t,0}$  in die Formel (4-14).

$$\frac{dS_{l,F}^{m^2}}{dx}(x_{t,0}) * x_t \leq S_{L,max}^2 - S_{l,F}^{m^2}(x_{t,0}) \tag{4-15}$$

$$\frac{dS_{l,T}^{m^2}}{dx}(x_{t,0}) * x_t \leq S_{L,max}^2 - S_{l,M}^{m^2}(x_{t,0}) \tag{4-16}$$

Weder die Integration aller möglichen Ausfallszenarien, noch die Abbildung des Einflusses des Ausfalls eines Betriebsmittels auf alle Betriebsmittel sind in der Praxis zielführend [Cap11]. Vielmehr erfolgt auf Basis der Netzsicherheitsrechnungen eine Vorselektion relevanter Ausfallsituationen und jeweils kritisch beeinflusster Betriebsmittel, um den Komplexitätszuwachs des Optimierungsproblems zu beschränken, wozu in der Literatur verschiedene Ansätze existieren. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt je Ausfallszenario eine Vorselektion aller Betriebsmittel deren LODF-Sensitivität zum ausfallenden Betriebsmittel einen Mindest-

wert übersteigt und deren Ausfallbelastung eine Mindestbelastungsgrenze überschreitet<sup>50</sup>. Von dieser Menge je Ausfallszenario wird jeweils eine festzulegende Anzahl der am stärksten belasteten Betriebsmittel selektiert. Die Anzahl zu beachtender Nebenbedingungen kann im Verfahren so erheblich reduziert werden.

Die Abbildung des in der Praxis erprobten Auslastungsmonitorings approximiert diese Arbeit auf zwei unterschiedliche Wege, um dessen Potenziale abzuschätzen:

- **Variante 1** modelliert einen Verzicht auf die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit in der präventiven Maßnahmendimensionierung. Es wird ein Netzbetriebsführungssystem unterstellt, das in Ausfallsituationen zur (n-1)-Sicherheit reaktiv regenerative Erzeuger ansteuert und abregelt, um für angeschlossenen Verbrauchern (n-1)-Sicherheit zu garantieren. Die Modellierung ist durch Verzicht auf Nebenbedingungen trivial, gewährleistet jedoch nicht in allen Fällen einen Erhalt der (n-1)-Sicherheit.
- **Variante 2** adressiert die Defizite von Variante 1, indem ein Generatorbetrieb nicht-regenerativer Erzeugungsanlagen sichergestellt wird, der im Fall einer maximalen Einspeisereduktion von EE-Anlagen die (n-1)-Sicherheit des Lastfalls gewährleistet. Die antizipierte Abregelung regenerativer Erzeugung bildet den Worst Case erforderlicher Redispatch-Maßnahmen.

Die Modellierung des Engpassmanagements im Einspeisefall bei simultaner Einhaltung der (n-1)-Sicherheit im Lastfall (Variante 2), erfordert die Einführung eines zweiten Satzes von Netzzustandsvariablen sowie einer mit diesen Variablen verknüpften Admittanzmatrix zur Modellierung der Leistungsbilanz (im Lastfall). Letztere bilanziert im Modell lediglich die Generatorvariablen der nicht-regenerativen Erzeugungsanlagen, die über die Nebenbedingungen (4-2) und (4-3) zugleich auch an die Leistungsbilanz im Einspeisefall gekoppelt sind. Weiterhin erfordert der Ansatz die Einführung neuer Generator-Variablen zur Modellierung der Netzeinspeisung/ des Netzbezugs an den Netzverknüpfungspunkten zur vorgelagerten Netzebene.

### **Blindleistungsmanagement**

Die Abbildung des Blindleistungsstellbereichs angeschlossener Erzeugungs- und Stromspeicheranlagen erfolgt je nach Anschluss-Spannungsebene in Anlehnung an die jeweils gültigen technischen Richtlinien [VDE18b], [VDE18d], [VDE18c].

---

<sup>50</sup> Im Rahmen dieser Arbeit wird 0,05 als Mindestwert der LODF-Sensitivität und 0,85 als Mindestbelastung des ausfallenden Betriebsmittels angenommen.

In Abhängigkeit der maximalen Wirkleistungseinspeisung je Zeitschritt (insbes. bei volatilen Einspeisern) wird der maximale Blindleistungsstellbereich gemäß Abbildung 2–6 abgeleitet. Von der restriktiveren Beschränkung des zulässigen Stellbereichs von Einzelanlagen gemäß der vereinzelt in den TAR aufgeführten Generatordiagramme wird in dieser Arbeit abstrahiert. Dies erfordert die Einführung diskreter Variablen für eine Vielzahl an Anlagen auf Kosten eines starken Laufzeitanstiegs. Ein Blindleistungsmanagement von Verbrauchern wird nicht abgebildet. Die abgebildeten Verfahren zur Bereitstellung von Blindleistung adressieren die Simulation einer TAR-konformen Q(U)-Regelung sowie eine dynamische Sollwertvorgabe (vgl. Tabelle 2-1). Während die Regelung mithilfe einer Lastflusssimulation unter iterativer Anpassung der Blindleistungseinspeisung erfolgt, resultiert die Sollwertvorgabe aus der Maßnahmendimensionierung.

Die Einhaltung der richtlinienkonformen Anforderungen beim Blindleistungsaustausch an der Netzschnittstelle HS/MS, wird in Anlehnung an die in Abbildung 2–6 festgelegten Geltungsbereiche auf Grundlage der nachfolgenden mathematischen Formulierungen modelliert. Zur Abbildung des zulässigen Bereichs werden zwei Variablen  $Q_{ub}$  und  $Q_{lb}$  eingeführt, die gemäß der Nebenbedingung (4-17) jeweils als obere bzw. untere Grenze die ausgetauschte Blindleistung  $Q_{NVP}$  am Netzverknüpfungspunkt HS/MS beschränken. Weiterhin werden drei binäre Stützvariablen  $z_1$ ,  $z_2$  und  $z_3$  definiert. Das Vorliegen des Geltungsbereichs I und II wird abhängig von der am HS/MS-NVP ausgetauschten Wirkleistung  $P_{NVP}$ , mithilfe der Nebenbedingungen (4-18) – (4-20) durch Aktivierung von  $z_1$  und  $z_2$  realisiert. Die Begrenzung des Geltungsbereich I wird mittels der Nebenbedingungen (4-21) für die obere und (4-22) für die untere Blindleistungsgrenze modelliert. Die obere Blindleistungsgrenze des Geltungsbereichs II bildet Nebenbedingung (4-23), während die untere Blindleistungsgrenze den Beschränkungen des Geltungsbereichs III unterliegt. Die Aktivierung der Binärvariablen  $z_3$  dient dabei der Differenzierung des positiven und negativen Bereichs vom symmetrisch-konischen Geltungsbereich III (4-24), der die Blindleistung betraglich durch den Faktor  $m_\phi = \tan(\text{acos}(0,9))$  abhängig vom Wirkleistungsaustausch begrenzt. Die Einhaltung des Geltungsbereichs realisieren die Nebenbedingungen (4-25) – (4-28), deren Bindungswirkung bei Aktivierung von  $z_1$  bzw.  $z_2$  relaxiert wird.

$$Q_{lb} \leq Q_{NVP} \leq Q_{ub} \quad (4-17)$$

$$0 \leq z_1 + z_2 \leq 1 \quad (4-18)$$

$$-P_{lim,i} \cdot z_1 - P_{max} \cdot (1 - z_1) \leq P_{NVP} \leq P_{lim,i} \cdot z_1 + P_{max} \cdot (1 - z_1) \quad (4-19)$$

$$-P_{lim,ii} \cdot z_2 - P_{max} \cdot (1 - z_2) \leq P_{NVP} \leq P_{lim,ii} \cdot z_2 + P_{max} \cdot (1 - z_2) \quad (4-20)$$

$$Q_{max,i} \cdot z_1 \leq Q_{ub} \leq Q_{max,i} \cdot z_1 + Q_{max} \cdot (1 - z_1) \quad (4-21)$$

$$Q_{min,i} \cdot z_1 + Q_{min} \cdot (1 - z_1) \leq Q_{lb} \leq Q_{min,i} \cdot z_1 \quad (4-22)$$

$$Q_{max,i} \cdot z_2 \leq Q_{ub} \leq Q_{max,i} \cdot z_2 + Q_{max} \cdot (1 - z_2) \quad (4-23)$$

$$0 \leq P_{NVP} + P_{max} \cdot (1 - z_3) \leq P_{max} \quad (4-24)$$

$$0 \leq -m_\varphi \cdot P_{NVP} - Q_{ub} + z_3 \cdot P_{max} + Q_{max,i} \cdot (z_1 + z_2) \leq \infty \quad (4-25)$$

$$0 \leq m_\varphi \cdot P_{NVP} - Q_{ub} + (1 - z_3) \cdot P_{max} + Q_{max,i} \cdot (z_1 + z_2) \leq \infty \quad (4-26)$$

$$-\infty \leq m_\varphi \cdot P_{NVP} - Q_{lb} - z_3 \cdot P_{max} - Q_{min,i} \cdot z_1 \leq 0 \quad (4-27)$$

$$-\infty \leq -m_\varphi \cdot P_{NVP} - Q_{lb} - (1 - z_3) \cdot P_{max} - Q_{min,i} \cdot z_1 \leq 0 \quad (4-28)$$

#### 4.3.4 Freiheitsgrade aus marktbezogenen Maßnahmen

##### Modellierung der Redispatch-Kopplung an Generatoren und Verbraucher

Konsistent zum regulierten Redispatch werden die zu übersendenden Plandaten als Variablen des Optimierungsmodells modelliert (vgl. Kapitel 2.3.3). Die Redispatch-Datenpunkte sind per Nebenbedingung je Zeitschritt  $t$  gemeinsam mit der Wirkleistungseinspeisung  $\mathbf{P}_{g,t}$  des jeweiligen Generators an den zuvor in der Anlageneinsatzplanung ermittelten Fahrplan  $\mathbf{P}_{opt,t}$  gekoppelt (vgl. Kapitel 4.2.2). Je nach Technologie nimmt die Generatoreinspeisung positive (Erzeuger), negative (Verbraucher), oder beide Vorzeichen (Speicher) ein. **Volatile Einspeiser** und **flexible kleine KWK-Anlagen** werden gemäß Restriktion (4-29) je Anlage an deren Marktfahrplan gekoppelt und erfassen die Variablen des positiven und negativen Redispatch  $\mathbf{PRDV}_{p,t}$  bzw.  $\mathbf{PRDV}_{n,t}$ . Daneben werden die Besicherungsleistung  $\mathbf{P}_{Bes,t}$  und bei KWK-Anlagen das negative wärmegebundene Redispatchvermögen  $\mathbf{PRDV}_{nw,t}$  modelliert (zum Eigenverbrauch oder zur Wärmebelieferung genutzte, als Ultima Ratio abzurufende Leistungskontingente).

$$P_{g,t} - P_{RDVP,t} + P_{RDVN,t} + P_{RDVnw,t} + P_{Bes,t} = P_{opt,t} \quad (4-29)$$

Der Wertebereich der Variablen ist in den genannten Technologiefällen positiv, wobei die obere Grenze von  $\mathbf{P}_{g,t}$  durch die volatile Dargebotsleistung ( $\mathbf{P}_{Dar,t}$ ), bzw. installierte Anlagenleistung  $\mathbf{P}_{max}$  beschränkt ist. Die oberen Grenzen der Redispatch-Variablen sowie die Opportunitätskosten resultieren aus der Ermittlung

des Redispatchvermögens (vgl. 4.2.3). Die Zielfunktionskoeffizienten werden entweder regulierungskonform, oder mit Opportunitätskosten bepreist.

Bei **Speichertechnologien** ist ein Abruf von positivem Redispatch  $\mathbf{P}_{RDVp,t}$  durch eine Reduktion der Einspeicherung  $\mathbf{P}_{Ch,t}$ , oder eine Erhöhung der Ausspeicherung  $\mathbf{P}_{DisCh,t}$  erreichbar. Beides hat jedoch ungleiche Implikationen auf den Speicherfüllstand. Analog kann die Umsetzung von negativem Redispatch  $\mathbf{P}_{RDVn,t}$  mittels Erhöhung der Einspeicherung, oder Reduktion der Ausspeicherung erfolgen. Zur Abbildung der abweichenden Einflüsse unterschiedlicher Realisationsoptionen auf den Speicherfüllstand, werden je zwei Hilfsvariablen ( $\mathbf{P}_{RDVp,DisCh,t}$ ,  $\mathbf{P}_{RDVp,Ch,t}$ ,  $\mathbf{P}_{RDVn,DisCh,t}$ ,  $\mathbf{P}_{RDVn,Ch,t}$ ) an die Variablen des positiven und negativen Redispatch gekoppelt (4-31) - (4-32). Die Hilfsvariablen, die Ein- und Ausspeicher-Variablen sowie die Speicherfüllstandsvariable  $\mathbf{SOC}_t$  unterliegen der zeitkoppelnden Nebenbedingung (4-33), die ausgehend vom Startfüllstand  $\mathbf{SOC}_{el,t0}$  in  $t=0$  ( $\mathbf{SOC}$  = State Of Charge) die Einhaltung der Kapazität abbildet. Die Speicherkapazität  $\mathbf{SOC}_{max}$  begrenzt den Füllstand als obere Grenze von  $\mathbf{SOC}_t$ . Die Kopplung an den Marktfahrplan wird durch dessen Äquivalenz zur Differenz der Ein- und Ausspeichervariablen ( $\mathbf{P}_{DisCh,t}$ ,  $\mathbf{P}_{Ch,t}$ ) hergestellt, deren obere und untere Grenze auf ihr Verhalten gemäß Marktfahrplan fixiert sind (4-30). Ein- und Ausspeichervorgänge berücksichtigen jeweils den elektrischen Wirkungsgrad  $\eta$ .

$$P_{g,t} - P_{RDVp,t} + P_{RDVn,t} + P_{Ch,t} - P_{DisCh,t} = 0 \quad (4-30)$$

$$P_{RDVp,t} - P_{RDVp,DisCh,t} - P_{RDVp,Ch,t} = 0 \quad (4-31)$$

$$P_{RDVn,t} - P_{RDVn,DisCh,t} - P_{RDVn,Ch,t} = 0 \quad (4-32)$$

$$\begin{aligned} & -\frac{1}{\eta} \cdot \left( P_{RDVp,DisCh,t} + \sum_{i=1}^t P_{DisCh,i} - \sum_{i=1}^t P_{RDVn,DisCh,i} \right) \\ & + \eta \cdot \left( P_{RDVp,Ch,t} - \sum_{i=1}^t P_{Ch,i} + \sum_{i=1}^t P_{RDVn,Ch,i} \right) - \mathbf{SOC}_t = -\mathbf{SOC}_{el,t0} \end{aligned} \quad (4-33)$$

Die Modellierung **flexibler Lasten** (wie bspw. Elektrofahrzeuge) wird auf Basis der nachfolgenden Formulierungen realisiert; Nebenbedingung (4-34) koppelt wiederum den Marktfahrplan an den Wirkleistungsbezug ( $P_{g,t}$  hier mit negativem Wertebereich und maximaler Bezugsleistung  $P_{min}$  als unterer Grenze) sowie positiven und negativen Redispatch. Die Belieferung mit dem über den Tag benötigten Bedarf elektrischer Energie  $\mathbf{W}_d$  stellt Nebenbedingung (4-35) sicher, welche die Summe des realen Wirkleistungsbezugs  $P_{g,t}$  an den Bedarf koppelt.

$$P_{g,t} - P_{RDVP,t} + P_{RDVN,t} = P_{opt,t} \quad (4-34)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{g,t} = W_d \quad (4-35)$$

Auch **Wärmestromanlagen** können auf Grundlage von Nebenbedingung (4-34) modelliert werden, erfordern jedoch eine Substitution von (4-35) durch (4-36).

$$W_{min} \leq \sum_{t=1}^T P_{g,t} \leq W_{max} \quad (4-36)$$

Nebenbedingung (4-36) gewährleistet analog die Einhaltung eines Mindeststrombedarfs  $\mathbf{W}_{min}$  sowie die Nicht-Überschreitung eines ökologisch nicht sinnvollen Strombedarfs  $\mathbf{W}_{max}$ . Der Einsatz von Spitzenlastkesseln kann zu unterschiedlichen Erfüllungsvarianten der Wärmelastdeckung führen. Bei beiden Typen flexibler Verbrauchsanlagen, wie auch bei Stromspeichern erfolgt die Ermittlung der zeitschrittspezifisch vorliegenden Obergrenzen des Redispatchvermögens sowie die Opportunitätskosten aus der Anlagensimulation (4.2.3).

Die Integration von **Kraftwerken** erfordert ein komplexeres Modell, das neben diskreten Variablen zur Abbildung des Betriebszustands eine Vielzahl weiterer Variablen und Restriktionen zur Abbildung typischer Kraftwerkseigenschaften umfasst. Die relevanten in die Optimierung zu integrierenden Elemente (vgl. Kap. 2.3.2) entstammen dem Modell, das aufbauend auf der Literatur in dieser Arbeit zur Markteinsatzplanung genutzt wird [Rat20], [Nob21]. Auf die Darstellung kraftwerksspezifischer Restriktionen wird daher hier verzichtet und auf die Restriktionen zur Integration in das bestehende Modell fokussiert. Analog zu KWK-Anlagen kann Einspeisung oder Verbrauch  $\mathbf{P}_{g,t}$  am Netzanschluss gemäß Gleichung (4-37) an die Redispatch-Variablen gekoppelt werden. Das verwendete Kraftwerksmodell ist darauf ausgelegt auch innovative KWK-Konzepte unter Integration thermischer Speicher und P2H-Spitzenlastkesseln abzubilden.  $\mathbf{P}_{g,t}$  resultiert folglich gemäß Gleichung (4-38) aus der Differenz der Kraftwerkserzeugung  $\mathbf{P}_{PP,t}$  und der kraftwerksintern gedeckten PtH-Last ( $\mathbf{P}_{PP,PtH,int,t}$ ) sowie dem Netzbezug zur Deckung der PtH-Last ( $\mathbf{P}_{PP,PtH,ext,t}$ ). Soweit die thermische Nachfrage  $\mathbf{D}_{th}$  eines Fernwärmenetzes zu versorgen ist, und dies gemeinsam durch  $\mathbf{n}$  Kraftwerke und/oder  $\mathbf{m}$  weiteren P2H-Anlagen (bspw. Großwärmepumpen) erfolgt, wird dies gemäß (4-39) unter Beachtung der anlagenspezifischen thermischen Wirkungsgrade  $\eta_{th}$  modelliert.

$$P_{g,t} - P_{RDVP,t} + P_{RDVN,t} + P_{RDVNW,t} = P_{opt,t} \quad (4-37)$$

$$P_{g,t} - P_{PP,t} + P_{PP,P2H,int,t} + P_{PP,P2H,ext,t} = 0 \quad (4-38)$$

$$D_{th,t} \leq \sum_{PP=1}^n \left( \eta_{th,PP} \cdot P_{PP,t} + \eta_{th,PP,PtH} \cdot (P_{pp,PtH,int,t} + P_{pp,PtH,ext,t}) \right) \quad (4-39)$$

$$+ \sum_{P2H=1}^m (\eta_{th,PtH} \cdot P_{PtH,t}) \leq \infty$$

## Clustering

Im gewählten Ansatz wird je Verbrauchersektor (Haushalte, GHD, Industrie) und Technologie sowie je Typ großer EZA ein Cluster gebildet<sup>51</sup>. Für jedes Cluster werden Redispatch-Datenpunkte und Anlagenfahrpläne aufsummiert. Der Zielfunktionskoeffizient eines Clusters  $Cl$  für dessen Redispatch-Variable  $P_{RDV,t}$  im Zeitschritt  $t$  ergibt sich als mit der Obergrenze der Redispatch-Variable gewichteter Mittelwert der Zielfunktionswerte der betrachteten Redispatch-Variable aller Einzelanlagen  $A \in Cl$  gemäß Formel (4-40).

$$c_{Cl,RDV,t} = \frac{\sum_{a=1}^A c_{a,RDV,t} \cdot P_{a,RDVmax,t}}{\sum_{a=1}^A P_{a,RDVmax,t}} \quad (4-40)$$

Zur Umsetzung der Redispatch-Vorgaben des anfordernden, vorgelagerten Netzbetreibers, wird je Cluster eine Nebenbedingung integriert, welche je Zeitschritt die Summe der Einspeisung bzw. des Verbrauchs aller Einzelanlagen  $A$  des Clusters im unterlagerten Netz  $P_{g,t,a}$  an den vom anfordernden Netzbetreiber vorgegebenen aggregierten Cluster-Fahrplan koppelt (vgl. Formel (4-41)).

$$\sum_{a=1}^A P_{g,t,a} = P_{g,t,cl,AnfNB} \quad (4-41)$$

---

<sup>51</sup> Hintergrund ist die Anforderung des clusternden Netzbetreibers für vorgelagerte Netzbetreiber Cluster mit möglichst homogener Kostenstruktur zu bilden. Angesichts ähnlich hoher regulatorischer Abgaben innerhalb der Verbrauchersektoren bietet sich eine sektorale Clusterung je Technologie an.

## 5 Exemplarische Anwendung des Verfahrens

### 5.1 Szenariorahmen

Einleitend wird zunächst der Szenariorahmen der exemplarischen Verfahrensanwendung skizziert. Dies umfasst die Darlegung der netztechnischen Situation, der Versorgungsaufgabe sowie betrachteter Anlagen- und Netzbetriebsstrategien.

#### 5.1.1 Netz- und versorgungstechnische Situation

Unter Verwendung eines deutschen HS-Netzmodells, wird das betrachtete Netzgebiet geographisch auf Grundlage öffentlicher HS-Netzkarten abgeleitet sowie alle erforderlichen Eingangsdaten aufbereitet (vgl. Abschnitt 4.3.1). Das HS-Netz grenzt an drei weitere HS-Netzgebiete<sup>52</sup> und ist über fünf Verknüpfungspunkte an das Übertragungsnetz angebunden. Weiterhin sind 42 MS-Netze den jeweils versorgenden HS/MS-Umspannwerken unterlagert<sup>53</sup>. Abbildung 5–1 visualisiert die HS- und HöS-Netztopologie inklusive des Trassenverlaufs und schematisch die Einzugsgebiete der die unterlagerten MS-Netze versorgenden HS/MS-Umspannwerke.

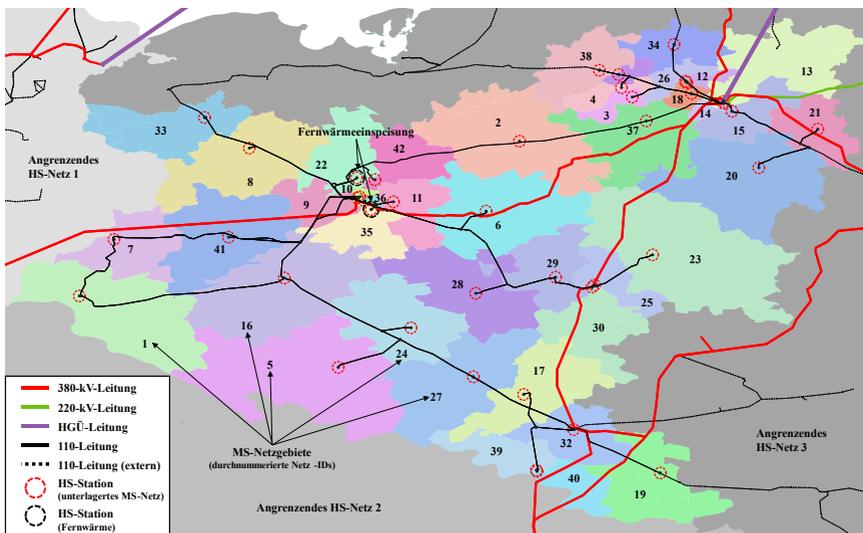


Abbildung 5–1 Visualisierung der netztechnischen Situation

<sup>52</sup> Eine galvanische Kopplung besteht nur zu zwei angrenzenden HS-Netzen

<sup>53</sup> Die Zuordnung der einzelnen MS-Versorgungsgebiete zu den versorgenden HS-Stationen erfolgt auf Basis einer heuristischen Methode. Die Einzugsgebiete entsprechen keinen realen Netzgebieten.

Das HS-Netz weist eine Länge von 980 km (100 % Freileitungsanteil) und die unterlagerten MS-Netze eine Länge von ca. 2500 km (22,6 % Freileitungsanteil) auf. Innerhalb der 42 MS-Netze werden 4.366 Ortsnetzstationen versorgt. Weiterhin sind 134.776 Liegenschaften angeschlossen, wovon 11.209 gewerblich und 332 industriell genutzt werden. Die Netzstruktureigenschaften und Anzahl versorgter Netzanschlüsse entsprechen der typischer großer Regionalversorger und erfüllen somit das Ziel der Auswahl eines repräsentativen Anwendungsfalls.

Das Szenario der Versorgungsaufgabe im Netzgebiet resultiert aus der Projektion eines Zukunftsszenarios<sup>54</sup> für das Jahr 2035 auf das deutsche Energiesystem, das auch Grundlage weiterer Forschungsarbeiten war [Nob20], [Cra21], [Hof20]. Der modellierte Zubau von EE-Anlagen und neuer Verbrauchsanlagen resultiert im Betrachtungsgebiet aufgrund des regionalen Windenergiedargebots in einen hohen Zubau an Erzeugungskapazität. Dieser ist einerseits Treiber einer hohen Netzauslastung und bietet andererseits die Grundlage für die Erschließung von Sektorenkopplungspotenzialen. Im Netzgebiet versorgen zudem zwei Gasmotor-Kraftwerke mit jeweils einem Elektroden-Spitzenlastkessel die Wärmenachfrage eines Fernwärmenetzes. Abbildung 5–2 visualisiert die insgesamt installierte Anschlussleistung von Erzeugungs-, Verbrauchs- sowie Speichereinrichtungen differenziert nach Technologie und Spannungsebene (links) sowie die jeweils erzeugten und verbrauchten Mengen elektrischer Energie (rechts).

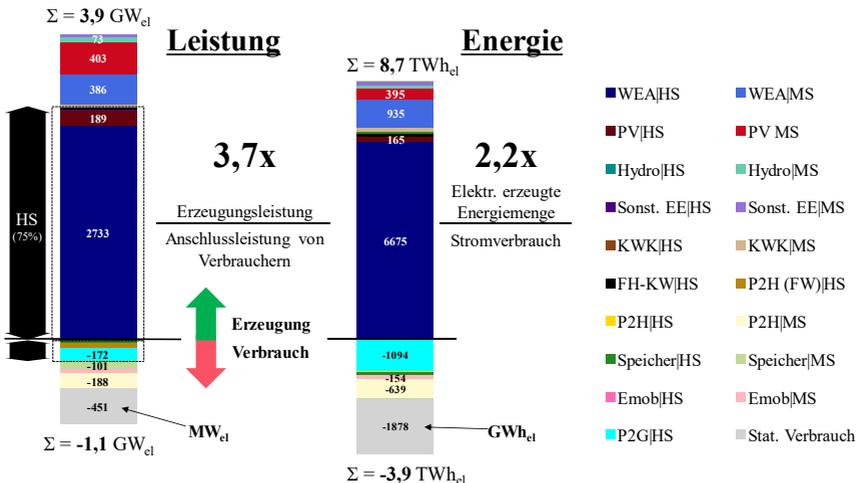


Abbildung 5–2 Visualisierung der aggregierten Versorgungsaufgabe und Anschlussleistung

<sup>54</sup> Es handelt sich um ein früheres Szenario (B) des Netzentwicklungsplans [50H19], in dem ein vorgezogener Kohleausstieg simuliert wurde. Die Regionalisierung und Disaggregation der Mantelzahlen erfolgte analog zu den in [Mül19] skizzierten Vorgehen.

In der Gesamtbilanz übersteigt die erzeugte Strommenge den Verbrauch um das 2,2-fache und die installierte Leistung der Verbrauchsanlagen diejenige der Erzeugungsanlagen um das 3,5-fache. Die Anschlussleistung von Batteriespeichern wird in Abbildung 5–2 den Verbrauchsanlagen zugerechnet, ein- und ausgespeicherte Strommengen sind jeweils separat bilanziert. Letztere entstammen den im Rahmen der Vorverarbeitungsprozesse erstellten Referenz-Eigenverbrauchssimulation (vgl. Abschnitt 4.2.1). Auf eine visuelle Segmentierung in einzelne Verbrauchersektoren wird zum Erhalt der Anschaulichkeit verzichtet. Insgesamt fallen in den Verbrauchersektoren 2,3 TWh Strombedarf an (statischer Verbrauch, Elektrofahrzeugen und Wärmestromanlagen), die sich zu ca. 27 % auf Wohngebäude, ca. 32 % auf GHD- und ca. 41 % Industrie-Liegenschaften verteilen. Technologisch entfallen ca. 19 % der Stromnachfrage der Verbrauchersektoren auf steuerbare Verbrauchsanlagen (13 % Wärmestromanlagen). Weitere Verbräuche fallen durch HS-seitige P2G-Anlagen sowie die Wärmestromanlagen des Fernwärmenetzes an. Analog zur aggregierten Anschlussleistung in Abbildung 5–2, vermittelt folgende Abbildung die Aufteilung der Anschlussleistung auf einzelne Stationen. Die Identifikationsnummern der HS/MS-Umspannwerke sind konsistent zu den visualisierten netztechnischen Einzugsgebieten in Abbildung 5–1. Oberhalb der Balken ist jeweils in MW die Differenz zwischen installierter Leistung von Erzeugungs- und jener von Verbrauchsanlagen angeführt. Die hohe installierte Leistung von WEA bedingt einen erheblichen Leistungsüberschuss der installierten Erzeugungs- gegenüber der Verbrauchsanlagenleistung. Lediglich 5 der 42 Stationen weisen eine höhere Anschlussleistung von Verbrauchern auf.

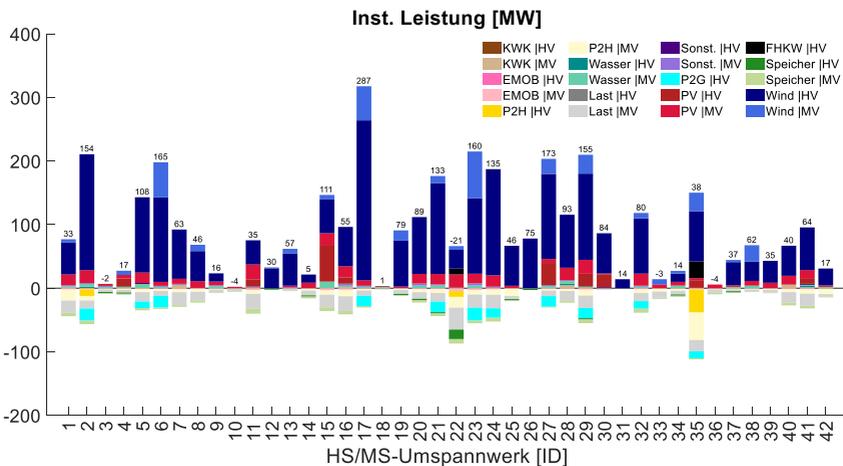


Abbildung 5–3 Installierte, elektrische Leistung der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen je MS-Station

Die Erzeugungs- und Verbrauchsmengen der einzelnen Stationen weist nachfolgend Abbildung 5–4 aus. Die meisten Stationen zeigen in der Jahresenergiebilanz einen erheblichen Erzeugungüberschuss. Lediglich 6 Stationen sind in der über den Balken jeweils angeführten Nettobilanz (erzeugte abzüglich verbrauchter jährlicher Strommenge) verbrauchsdominiert.

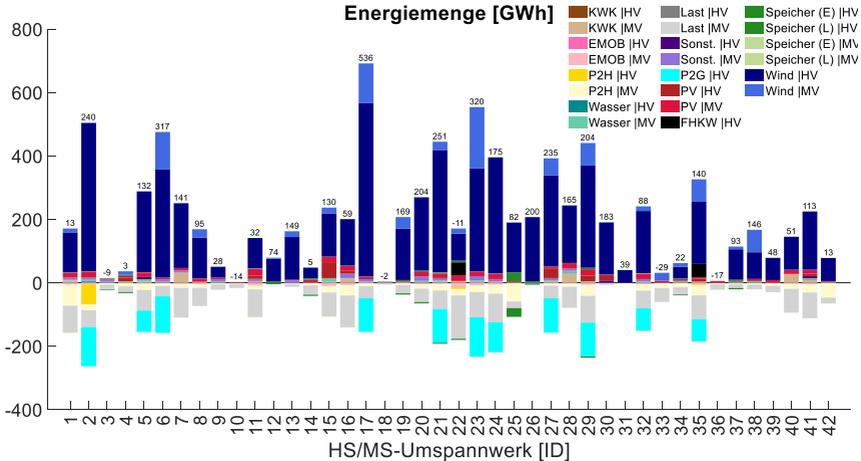


Abbildung 5–4 Erzeugte und verbrauchte Elektrizitätsmengen je Station

### 5.1.2 Anlagen- und Netzbetriebsszenarien

In der vorliegenden Arbeit werden Betriebsszenarien untersucht, die sich abhängig von der Anlagenbetriebsstrategie, der Netzbetriebsführungsstrategie und der in die Engpassbehebung involvierten Netzanschlussnehmer unterscheiden. Die betrachteten **Anlagenbetriebsstrategien** orientieren sich im Referenzfall an den prototypischen Betriebszielen der in Kapitel 4.2 skizzierten Marktakteure:

- Der Fernwärmenetzbetrieb bildet eine kostenminimale Deckung der Wärmenachfrage unter Handel am Day-Ahead-Spotmarkt ab.
- Die Netzanschlussnehmer der Verbrauchersektoren (Eigentümer einer Liegenschaft) verfolgen als Prosumer das Ziel den individuellen Eigenverbrauch (EV) gegenüber einem statischen oder dynamischen Stromtarif unter Ausnutzung ihrer technischen Ausstattung zu optimieren.
- Großskalige EE-Anlagen werden von einem Aggregator/Direktvermarkter am Spotmarkt vermarktet. Sofern am identischen Netzanschluss großskalige P2G- oder Speicher-Anlagen installiert sind, wird ein kombinierter, optimierter Betrieb durch denselben Dienstleister unterstellt.

Ein modifiziertes Szenario behält die Modellierung des Direktvermarkters und Wärmenetzbetreibers bei, ersetzt aber aufseiten der sich individuell optimierenden Verbraucher den statischen durch einen dynamischen Stromtarif. Ein weiteres Szenario ist die Integration von Prosumern in das Anlagenportfolio des Aggregators als virtuelles Kraftwerk (Virtual Power Plant / Plattformansatz).

Als Netzbetriebsführungsstrategien werden folgende Varianten zur Dimensionierung marktbezogener Maßnahmen differenziert:

- Zugriff auf die regulatorisch zulässigen Anlagentypen und Belegung der Redispatch-Variablen mit den gesetzlichen, statischen Kostenfaktoren
- Zugriff auf alle Flexibilitätsoptionen und Kostenparametrierung gemäß Marktopportunitätskosten (vgl. Redispatch in 4.2.3 und 4.3)

In der Analyse werden alle sechs Kombinationen der drei Anlagenbetriebs- und zwei Netzbetriebsstrategien bewertet. Zur gesonderten Bewertung des Einflusses kleinteiliger Flexibilität aus Haushalten werden je Szenario zwei Varianten betrachtet. In der ersten Variante werden gewerbliche und industrielle Netzananschlussnehmer aktiv unter Einsatz von Optimierungsmodellen simuliert<sup>55</sup>. Die zweite Variante erweitert die Simulation des aktiv optimierten Anlagenbetriebs auf alle Netzananschlussnehmer. Nachfolgend sind die simulierten Varianten (inkl. der in den Abbildungen verwendeten Szenario-Nomenklatur) aufgeführt<sup>56</sup>. Insgesamt resultieren somit 12 verschiedene Szenarien.

	Redispatch (RD)		Erweiterung Flexibilität	
	Gewerbe, Industrie	Haushalte, Gewerbe, Industrie	Gewerbe, Industrie	Haushalte, Gewerbe, Industrie
<b>EV (stat. Tarif)</b>	SB 023 RD	SB 0123 RD	SB 023 Flex	SB 0123 Flex
<b>EV (dyn. Tarif)</b>	SBd 023 RD	SBd 0123 RD	SBd 023 Flex	SBd 0123 Flex
<b>VPP (MS)</b>	VPP 023 RD	VPP 0123 RD	VPP 023 Flex	VPP 0123 Flex

**Tabelle 5-1 Betrachtete Betriebsszenarien (Netz und Anlagen)**

<sup>55</sup> Das Anlagenverhalten „passiver Netzananschlussnehmer“ des Wohnsektors wird in diesen Szenarien unter Rückgriff auf statische, vorab simulierte Zeitreihen abgebildet (vgl. Abschnitt 4.2.1).

<sup>56</sup> Die Ziffern symbolisieren die Verbrauchersektoren (1 = Wohnsektor, 2 = GHD, 3 = Industrie), deren „Prosumer“ je Szenario aktiv simuliert werden. Der Erzeugungssektor (0 = große EE- und Fernwärme-Anlagen) wird in allen Szenarien aktiv simuliert. SB = Smart Building (Prosumer), SBd = Smart Building (+dyn. Stromtarif), VPP (Virtuelles Kraftwerk) = Integration der jeweiligen Verbrauchersektoren in die Portfoliooptimierung großer EE-Anlagen je MS-Netz.

In marktorientierten Betriebsansätzen erfolgt die Optimierung anhand der Day-Ahead-Spotmarktpreise. Diese entsprechen der Marktpreiszeitreihe des deutschen Marktgebiets einer zum Szenario konsistenten europäischen Strommarktsimulation. Die regulatorischen Abgaben je Akteur orientieren sich an den in angeführten Werten und beachten gesonderte reduzierte Abgaben, bspw. für Wärmestromanlagen und Stromspeicher. Beim Eigenverbrauch fallen gemäß aktueller Regulatorik keine Abgaben an. Der unterstellte Förderrahmen für Erneuerbare und KWK-Anlagen orientiert sich am aktuellen Vergütungsniveau. In Hinblick auf netzbezogene Maßnahmen steht in der Analyse insbesondere die Variation der Vorhaltung von Sicherheitsreserven sowie der blindleistungsseitigen Anforderungen an der Netzschnittstelle Hoch-/Mittelspannung im Vordergrund. Ein Überblick der ökonomischen Annahmen wird in Anhang A gegeben.

## 5.2 Analyse des Anlagenbetriebs und der Netznutzung

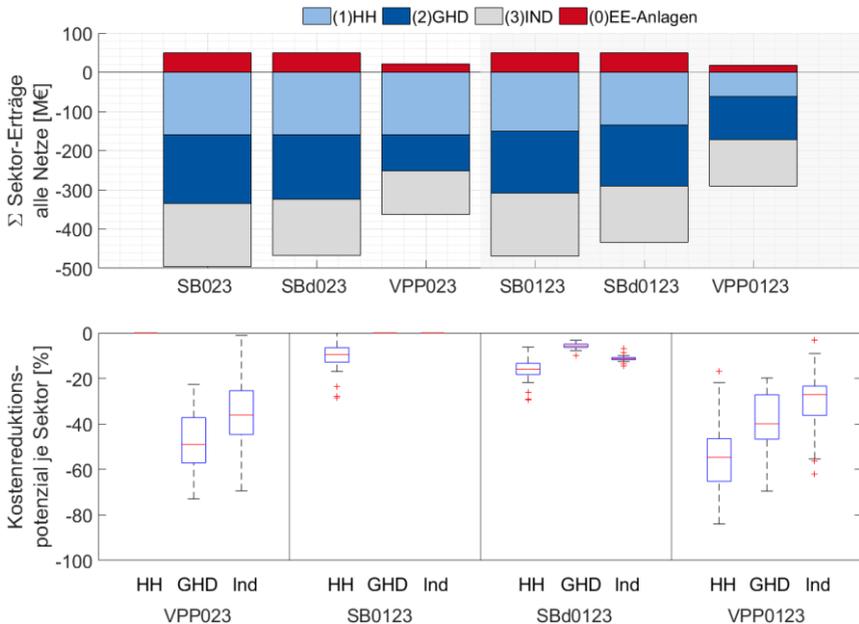
Die betrachteten Anlagenbetriebsszenarien bedingen ein verschiedenes Verhalten der Akteure zur Verbesserung ihrer jeweiligen ökonomischen Situation. Dieses resultiert in abweichenden Netznutzungsfällen und -belastungen sowie Opportunitätskosten für Eingriffe in den Anlagenbetrieb. Letztere fungieren als Benchmark zur ökonomischen Bewertung des Flexibilitätseinsatzes in der Netzbetriebsführung. Vorgelagert erfolgt somit zunächst eine Betrachtung des zugrundeliegenden Anlageneinsatzverhaltens und ökonomischer Effekte sowie grundsätzlicher netztechnischer Implikationen in den exemplarischen HS- und MS-Netzen.

### 5.2.1 Anlageneinsatz in Mittelspannungsnetzen

Auf Ebene des Anlagenbetriebs zeigt sich ein hohes ökonomisches Potenzial, die Versorgungskosten der Akteure durch eine stärkere Marktkopplung mittels dynamischer Stromtarife, oder einer Integration in ein Virtuelles Kraftwerk zu reduzieren. Abbildung 5–5 zeigt hierzu für jedes der sechs Anlagenbetriebsszenarien

- die über alle **MS-Netze** saldierten Erträge bzw. Versorgungskosten separiert nach Verbrauchersektoren (Haushalte (HH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Industrie (IND)) sowie großskaligen EE-Anlagen in Mio. € (oben),
- sowie die Verteilung der Kostenreduktionspotenziale aller Einzelakteure je Verbrauchersektor bei Vergleich mit dem Ergebnis des Referenzszenarios (**SB 023**) als Boxplot (unten).

Die Disaggregation der saldierten Erträge bzw. Versorgungskosten der genannten Sektoren auf Gesamtkosten **je einzeltem MS-Netz**, ist Anhang B entnehmbar.



**Abbildung 5-5 Erträge und Kostenreduktionspotenziale je Anlagenbetriebsszenario, Verbrauchersektor und MS-Netzgebiet**

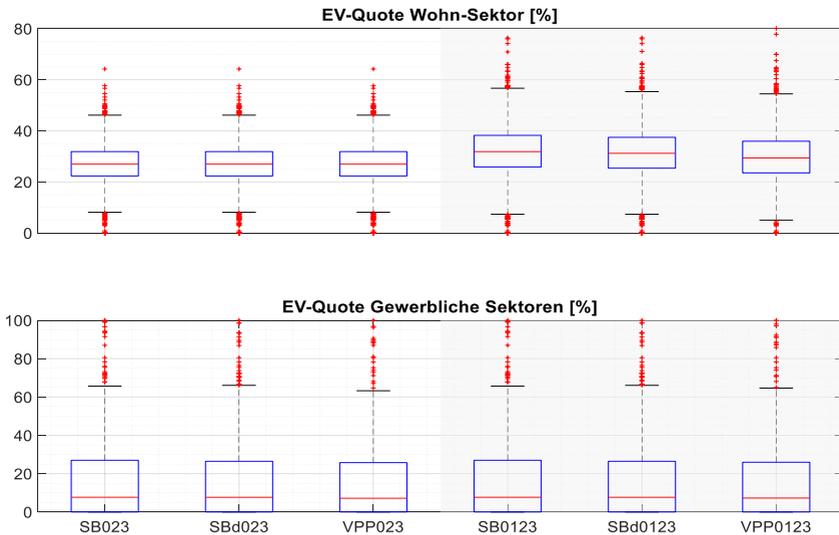
In der Summe über alle Sektoren resultiert aus der Simulation ein maximales Kostenreduktionspotenzial von bis zu 39 %, wenn je MS-Netz alle Gebäude- und EE-Anlagen in eine gekoppelte, marktorientierte Einsatzoptimierung integriert sind (oben rechts, **VPP 0123**). Den reduzierten Versorgungskosten steht hier eine signifikante Erlösreduktion bei der Vermarktung der Erzeugungsanlagen gegenüber. Gemessen am Median profitieren in diesem Szenario Wohngebäude am stärksten mit einer Senkung der Versorgungskosten von 53 %, während GHD- und Industriebetriebe Kosten um 40 % bzw. 27 % senken können (unten rechts, **VPP 0123**). Im Verbundbetrieb großer EE-Anlagen mit gewerblichen Akteuren realisieren diese Netzanschlussnehmer durchschnittlich gleichwohl höhere Kostensenkungspotenziale (unten links, **VPP 023**)<sup>57</sup>.

Diese Umverteilungseffekte resultieren in der Verbundoptimierung aller Akteure aus der vergleichsweise effizienteren Kosteneinsparung durch die Minimierung

<sup>57</sup> Die Kostensituation des Wohnsektors bleibt hier ggü. der Referenz unverändert, da die Akteure in beiden Szenarien nicht aktiv simuliert werden. Das weitere Kostensenkungspotenzial im Wohnsektor durch „aktive“ Optimierungsmodell-basierte Eigenverbrauchskalkulation (ggü. Heuristik wie in den Szenarien **VPP 023**, **SB 023** und **Sbd 023**) realisiert sich in Szenario **SB 0123** mit 10 % im Mittelwert. Diese realisieren gewerbliche Akteure bereits in der Referenzsimulation (daher 0 % in **SB 0123**).

der spezifisch höheren Lastdeckungskosten im Wohnsektor. Dem hohen Reduktionspotenzial der Verbundoptimierung liegt einerseits die Annahme zugrunde, dass die Energiebeschaffung ohne Risikoprämien und Margen erfolgt, andererseits wird für die lokale Lastdeckung keine Stromsteuer erhoben<sup>58</sup>. Auch bei Optimierung der Netzanschlussnehmer unter Ansatz dynamischer Stromtarife lassen sich in Summe über alle Akteure mit 16,1 % (Abb. 5-5 oben, **SBd 0123**) und über gewerbliche Akteure mit 6,5 % signifikante Kostenreduktionspotenziale umsetzen, die vorrangig aus der Ausnutzung von Marktpreisschwankungen resultieren.

Obschon ein optimierter Betrieb von Einzelverbrauchern meist den Eigenverbrauch maximiert, kann eine marktgekoppelte Optimierung den Anteil des am Netzanschluss realisierten Eigenverbrauchs (EV-Quote) wieder reduzieren. Diesen Effekt veranschaulichen die Boxplot-Verteilungen individueller EV-Quoten für ausgewählte Szenarien in Abbildung 5–6 (oben) insbesondere für den Wohnsektor, wo der durch Optimierung im Mittelwert von 27 auf 37 % gesteigerte Eigenverbrauch bei Marktorientierung wieder auf 36 bzw. 35 % sinkt. Bei gewerblichen Akteuren fallen die EV-Quoten im Maximum höher, im Mittelwert jedoch geringer aus. Der marktbedingte Reduktionseffekt zeigt sich auch hier (unten).



**Abbildung 5–6 Eigenverbrauchsquoten in MS-Netzen**

<sup>58</sup> Nach § 9 des Stromsteuergesetzes sind Stromlieferungen aus EE- oder hocheffizienten KWK-Anlagen im „direkten, räumlichen Zusammenhang“ (Distanz < 4,5 km) aus Anlagen < 2 MW von der Stromsteuer befreit [SSG24]. Die Gültigkeit der Privilegierung wird in den VPP-Szenarien als rechtskräftig auch für Anlagen > 2 MW und räumlich auf gültig innerhalb desselben Netzes unterstellt. Weitere netzbezogene Abgaben (z.B. Netzentgelte und Umlagen) fallen weiterhin an.

Der Aufbau der Optimierungsmodelle ermöglicht die Analyse der nach Einsatzzweck und Technologie strukturierten Entscheidungsvariablen und somit auch der Energienutzungspfade (vgl. Abschnitt 4.2). Abbildung 5–7 visualisiert hierzu in Form eines Sankey-Diagramms mengenmäßig die Energienutzungspfade und Effekte, die aus den Anlagenbetriebsstrategien und Szenario-Annahmen resultieren. Links sind jeweils die Stromquellen (Spotmarkteinkauf und Erzeugung nach Technologie) visualisiert, rechts die Stromsenken mit nachfrageseitigen Technologien, Spotvermarktung sowie die marktbedingte Abregelung von Erzeugungsanlagen und mittig verschiedene Varianten der Lastdeckung sowie die Speicherung von Elektrizität. Dargestellt sind die **marktorientierten Szenarien** einer **Einzel- sowie einer Verbundoptimierung aller Akteure aller simulierten MS-Netze** (oben: **SBd 0123**, unten: **VPP 0123**) Das Diagramm dient der qualitativen Einordnung der Vorgänge bei unterschiedlichen Anlagenbetriebsstrategie.

Im Szenario-Vergleich zeigt die Analyse der Verbundoptimierung eine deutlich stärkere Kopplung des Verbrauchs an die lokale Stromerzeugung, die durch Nutzung einer erweiterten Lastdeckungsvariante getrieben ist. Diese in Abgrenzung zur Eigenverbrauchsoptimierung (Lastdeckung aus Erzeugung am identischen Netzanschluss) als „plattformbasierte“ Lastdeckung bezeichnete Variante kennzeichnet die Direktversorgung von Netzanschlussnehmern durch lokale Großanlagen, oder externe Netzanschlussnehmer innerhalb desselben MS-Netzes. Im Szenario der Verbundoptimierung deckt diese Variante 14 % des gesamten Verbrauchs und setzt sich vorwiegend aus der Direktversorgung von Verbrauchern aus Windkraft-Anlagen zusammen. Die Variante weist vergleichbare Anteile an der Deckung des Verbrauchs auf wie die Eigenversorgung am identischen Netzanschluss, welche in den zwei Vergleichsszenarien ähnlich hoch ist. Zusätzlich zum Auftreten der Variante „plattformbasierter“ Lastdeckung im Rahmen der Verbundoptimierung steigt die Speichernutzung um 51 % an. Der zwischengespeicherte Strom wird dabei vorwiegend dem lokalen Verbrauch zugeführt. Ein geringfügiger Teil wird zudem am Spotmarkt profitabel veräußert. Während im Verbund-Szenario die eingespeicherte Energie aus lokaler Erzeugung stammt, erfolgt im Rahmen der individuellen Optimierung von Verbrauchern bei Ansatz dynamischer Stromtarife verstärkt ein Strombezug vom Spotmarkt<sup>59</sup>, um in Niedrigpreisphasen von günstigen Lastdeckungskosten zu profitieren. Im Rahmen der lokalen Lastdeckung aus EE- und Speicheranlagen, priorisiert der Optimierer hierbei die Versorgung der „statischen Last“, da Wärmestromanlagen und Elektromobilität abgabenseitig privilegiert sind<sup>60</sup>.

---

<sup>59</sup> Der individuelle Verbraucher muss keinesfalls autonom am Stromhandel partizipieren, sondern kann dies im Rahmen dynamischer Stromtarife über Lieferanten etablierter Marktangebote abwickeln.

<sup>60</sup> z.B. Befreiung von Offshore-Netzumlage und StromNEV-Umlage (Wärmestrom, Elektromobile)

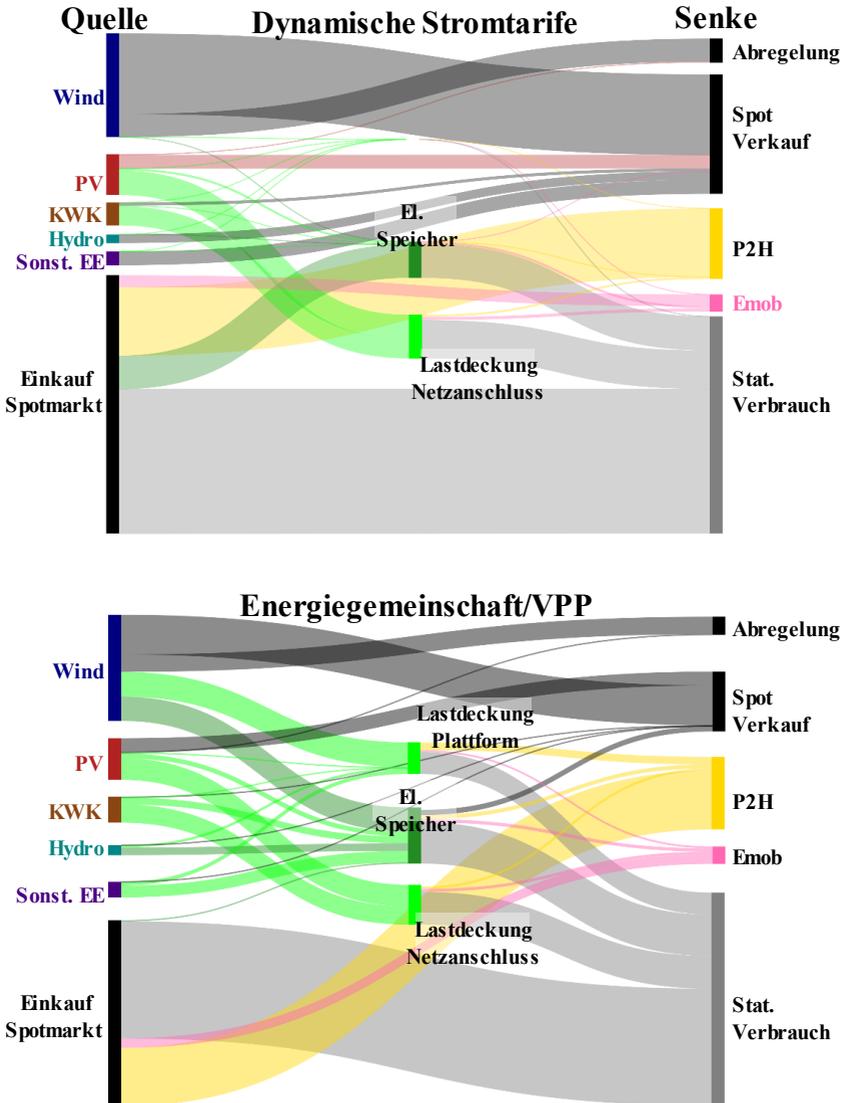


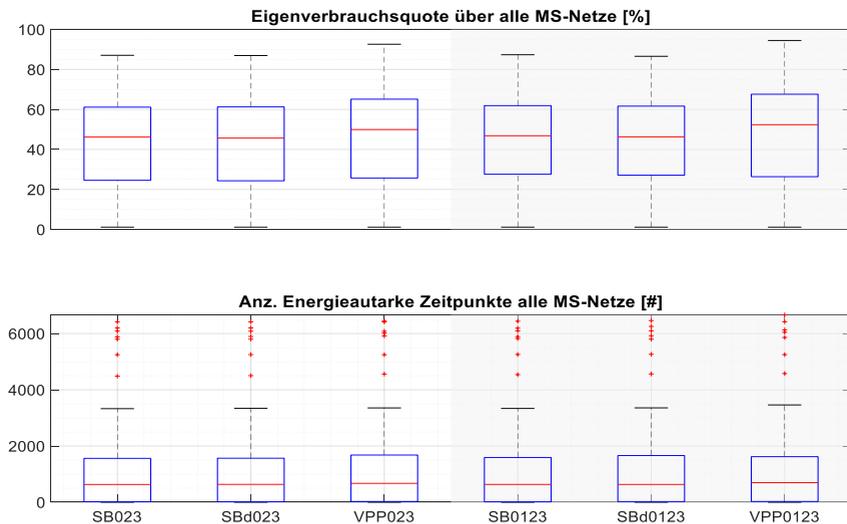
Abbildung 5-7 Sankey-Diagramm der Energienutzungspfade (Akteure in MS-Netzen)

Insgesamt resultieren die zuvor genannten Effekte bei einer Verbundoptimierung in einer Abnahme der Veräußerung von Elektrizität am Spotmarkt um 49 % (von

zuvor 1,1 TWh). Ein positiver Effekt ist insbesondere die Abnahme marktbedingt abgeregelter Erzeugung aus Großanlagen um bis zu 26 %<sup>61</sup>.

Die PV-Erzeugung wird in beiden Szenarien insgesamt zu ca. 72 % durch Verbraucher am lokalen Netzanschluss genutzt, wobei etwa 59 % direkt und 13 % indirekt nach Zwischenspeicherung verbraucht werden. Der restliche Strom aus Gebäude-bezogenen PV-Anlagen wird aufgrund der attraktiven Einspeisevergütung veräußert. Angesichts der Positionierung mit dem höchsten anzulegenden Wert innerhalb der betrachteten EE-Anlagentypen, erfolgt mithin auch keine Nutzung im Rahmen der plattformbasierten Lastdeckung. Die PV-Nutzungsquote ist nicht mit den zuvor gezeigten EV-Quoten vergleichbar, da letztere die anteilige Eigenversorgung des individuellen Gesamtverbrauchs beziffern.

Die Eignungsbewertung marktlicher Optimierungsansätze zur Integration lokaler EE- und Verbrauchs-Anlagen, erfordert insbesondere die Herstellung des netztechnischen Kontexts. Abbildung 5–8 skizziert daher je Anlagenbetriebsszenario für alle 42 MS-Netze die aggregierte Eigenverbrauchsquote innerhalb der MS-Netze als Boxplot-Verteilung (oben) sowie Stundenanzahl pro Jahr, in welchen eine Rückspeisung aus dem MS-Netz in das vorgelagerte HS-Netz erfolgt (unten).

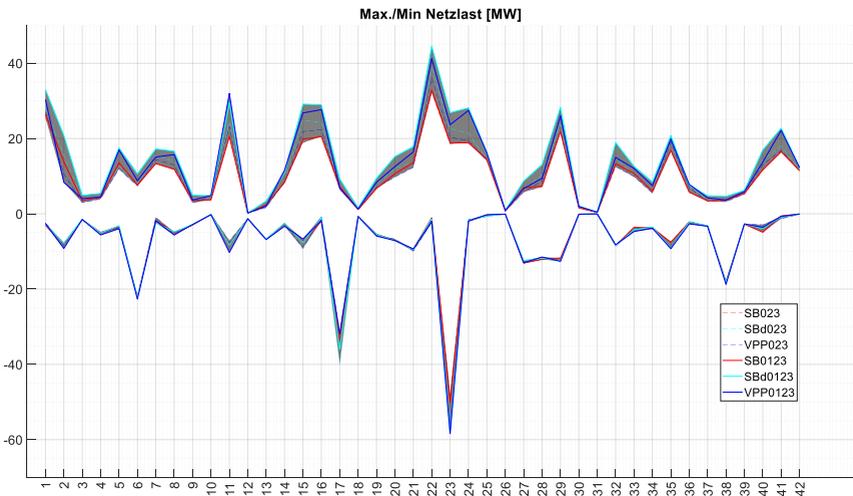


**Abbildung 5–8 Eigenverbrauch und Leistungsautarkie von 42 MS-Netzen nach Szenarien**

<sup>61</sup> Hintergrund der marktbedingten Abregelung ist die gemäß § 51 EEG ab dem Jahr 2027 gültige Regelung, dass sich der anzulegende Wert für EE-Anlagen zu Zeiten negativer Strompreise auf Null reduziert, sodass ein Weiterbetrieb am Strommarkt zu Verlusten führen würde. Gemäß § 7 KWKG gilt die Aussetzung der KWKG-Förderung in Negativpreisphasen auch für KWK-Anlagen.

Die Bewertungsbasis sind die aggregierten Last- und Erzeugungszeitreihen am jeweiligen NVP zum HS-Netz. Während sich bei einer Verbundoptimierung tendenziell eine bilanzielle Zunahme des lokalen Verbrauchs einstellt, ist bei rein marktlicher Optimierung (dynamische Stromtarife) ohne lokalen Synchronisationsanreiz eine Reduktion des vor Ort gedeckten Verbrauchs sowie eine vermehrte Inanspruchnahme des Netzbezugs aus dem HS-Netz erkennbar.

Unabhängig von der energetischen Synchronisation der Energiebilanz einzelner Netze und einer reduzierten Häufigkeit der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, führt eine stärkere Marktkopplung vor allem zu einer Erhöhung der auslegungsrelevanten Maximallast wie Abbildung 5–9 zeigt. Zugleich kann auch eine verstärkte Marktkopplung die maximale Rückspeisung in Fällen, in denen diese auslegungsrelevant ist, nicht reduzieren. Die nachfolgende Darstellung quantifiziert hierzu das Minimum bzw. Maximum der Residuallastzeitreihe am NVP des jeweiligen MS-Netzes. Das grau hinterlegte Band kennzeichnet das Spektrum der jeweiligen Maxima bzw. Minima und wird begrenzt vom Minimum bzw. Maximum aller Szenarien. Die jeweiligen Kurven markieren die individuellen Maxima und Minima der einzelnen Szenarien.



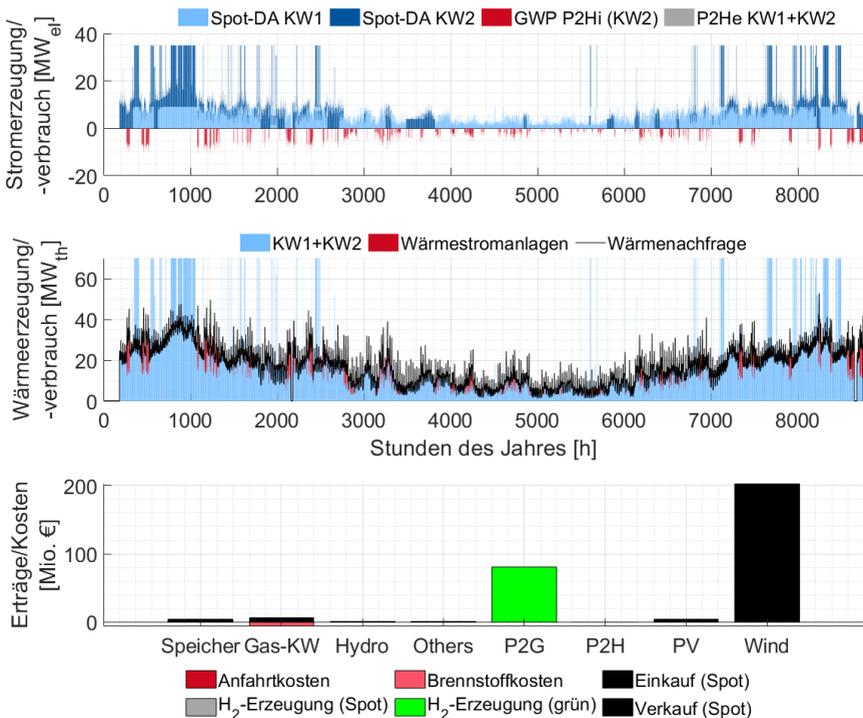
**Abbildung 5–9 Auslegungsrelevante Netznutzung (Max. Rückspeisung/Netzbezug) 42 MS-Netze**

In den meisten Netzen ist der EV-getriebene Betrieb der Einzel-Akteure bei statischem Stromtarif mit der minimalen, bei dynamischem Stromtarif hingegen mit der maximalen Inanspruchnahme der Netzkapazität assoziiert. Im Mittelwert reduziert sich bei einer Eigenverbrauchsoptimierung aller Akteure die Maximallast

um 43 % (Median 55 %) bei einem Wechsel von dynamischem zu statischem Stromtarif. Aufseiten der Rückspeisung zeigt sich insbesondere bei stark EE-dominierten Netzen kaum Reduktionspotenzial. Die erhöhte Inanspruchnahme der Netzkapazität ist hierbei bei marktorientierten Anlagenfahrweisen erwartungsgemäß primär zurückzuführen auf eine erhöhte Gleichzeitigkeit von Wärmestromanlagen und Elektrofahrzeugen. Eine validierende Darstellung der Gleichzeitigkeitsfaktoren je Netz im Jahresverlauf kann Anhang B entnommen werden.

### 5.2.2 Anlageneinsatz im Hochspannungsnetz

Die in Abbildungen 5-2 bis 5-4 dargestellten elektrischen Leistungen im HS-Netz installierter Energiewandlungsanlagen sowie deren Netzlokationen prägen die dortigen Anlageneinsatzmuster. Nachstehend illustriert Abbildung 5–10 die Anlagenfahrweise der Wärmeerzeugungsanlagen des Fernwärmenetzes sowie die kosten-/ bzw. ertragsseitige Situation nach Technologien (unten).



**Abbildung 5–10 Fahrweise der Wärmestromanlagen im Jahresverlauf (oben: elektrisch, Mitte: thermisch inkl. Wärmenachfrage) und Erlöse Energiewandlungsanlagen im HS-Netz**

Gemäß Abschnitt 5.1 liegt der Fahrweise aller Anlagen eine Spotmarkt-Partizipation zugrunde sowie die optionale Stromlieferung an Verbrauchs- bzw. Speichieranlagen am identischen Netzanschluss, soweit solche dort installiert sind. Mit Ausnahme der Fernwärmeanlagen erfolgt keine Einsatzoptimierung über mehrere Netzanschlusspunkte verteilter Anlagenportfolios. Der obige Teil zeigt die stromseitige Fahrweise der Fernwärmeanlagen im Jahresverlauf, der mittige Teil visualisiert den jeweils zugehörigen Anlagenbeitrag zur thermischen Nachfragedeckung.

Signifikant ist zunächst, dass die Gaskraftwerke in etwa 900 h marktgetrieben mehr Strom erzeugen, als zur Deckung der thermischen Nachfrage erforderlich. In diesen Stunden des Jahres liegen marktseitig Hochpreisphasen vor. Zugleich erfolgt in Niedrigpreisphasen die Aktivierung der Elektrodenkessel zur lokalen (abgabenbefreiten) Nutzung des im jeweils eingeschalteten Kraftwerk erzeugten Stroms. Kraftwerk 1 weist ca. 4200, Kraftwerk 2 etwa 1600 Volllaststunden auf. Kostenseitig entstehen im Kraftwerkseinsatz ca. 6,3 Mio. € Brennstoffkosten sowie 0,3 Mio. € Anfahrtkosten, während am Spotmarkt etwa 6 Mio. € Erlöst werden. Auf Grundlage dieser Kostenpunkte fallen betriebsseitig Wärmeerzeugungskosten von 0,3 ct/kWh an, wobei dieser Betrag noch annuitätische Investitionskosten der Wärmeerzeugungsanlagen und Wärmenetzinfrastruktur sowie weitere Aufwendungen vernachlässigt.

Die regenerativen Erzeugungsanlagen vereinnahmen am Spotmarkt ca. 209 Mio. € (davon ca. 203 Mio. Wind, 5 Mio. € PV, 1 Mio. Sonstige). Zudem beliefern diese zu einem erheblichen Anteil die Elektrolyseure (P2G), welche mit dem emissionsfrei erzeugten Strom Wasserstoff erzeugen und hiermit ca. 81 Mio. € Erlösen. Abbildung 5–11 veranschaulicht in Analogie zur Logik des Sankey-Diagramms in Abbildung 5–7 die die Energienutzungspfade aller HS-seitig installierten Anlagen.

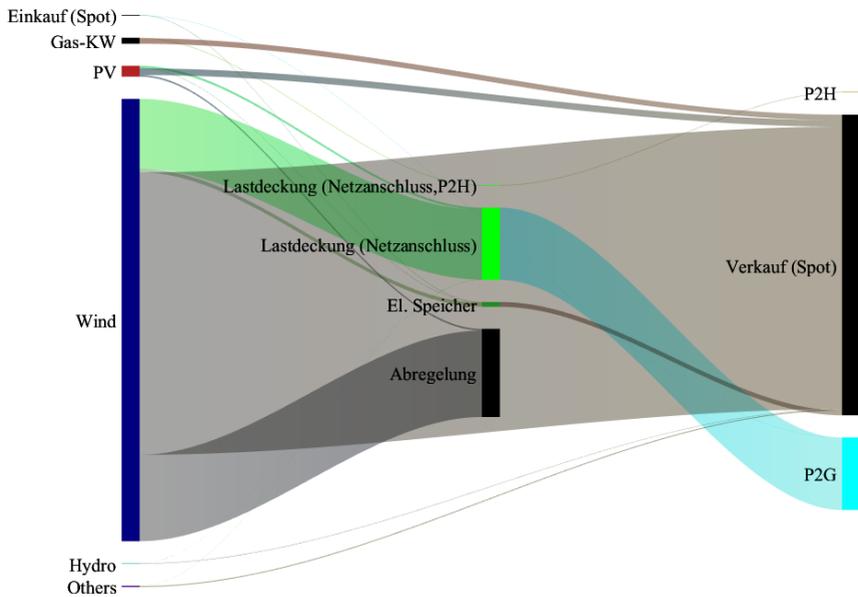


Abbildung 5–11 Sankey-Diagramm der Energienutzungspfade (Akteure in HS-Netzen)

Die Strombelieferung der Elektrolyseure erfolgt zu 99,8 % aus lokaler Erzeugung (primär aus Windkraftanlagen). Die Belieferung des verbleibenden Teils erfolgt aus Netzbezug unter Ansatz der regulatorisch gültigen Abgabenprivilegierung für Elektrolyseure sowie einem reduzierten erlösaberen Absatzpreis des erzeugten Wasserstoffs<sup>62</sup>. Die substantielle Menge marktbedingt abgeregelter Stromerzeugung legt nahe, dass das systemische Integrationspotenzial für Elektrolyseure noch erheblich größer wäre. Insgesamt steht im Szenario ca. 2,7 GW installierter Leistung in Windkraftanlagen, 172 MW an installierte Leistung in Elektrolyseuren gegenüber. Diese Konstellation bewirkt, dass die Elektrolyseure Volllaststunden zwischen 5900 und 6400 erreichen. Ein weiterer geringfügiger Teil lokaler Überschussproduktion aus Windkraftanlagen wird in den HS-Seitig installierten Stromspeichern eingespeichert und temporal verlagert am Spotmarkt veräußert.

<sup>62</sup> Angelehnt an die energiewirtschaftlich etablierten Klassifikationsansätze zur Differenzierung von Wasserstoffqualitäten, wird zwischen „grauem“ Wasserstoff (Einsatz von Strom aus Netzbezug) und „grünem“ Wasserstoff (Einsatz regenerativ erzeugter Elektrizität) differenziert. Aufgrund künftig der erwartbar hohen Nachfrage nach grünem Wasserstoff wird ein erhöhter Absatzpreis angenommen („grau“: 35 €/MWh, „grün“: 108 €/MWh). Zur Wasserstoffherzeugung aus dem Netz bezogener Strom ist von der Zahlung der Stromsteuer (§ 9a StromStG) und der Netzentgelte (§ 118 EnWG) befreit.

### 5.2.3 Netzsituation in den Hoch- und Mittelspannungsnetzen

Im weiteren Verlauf werden die Auswirkungen der zuvor skizzierten Anlagenbetriebsweisen auf die Stromnetze dargestellt und die kausalen Zusammenhänge getrennt nach Hoch- und Mittelspannungsnetzen analysiert.

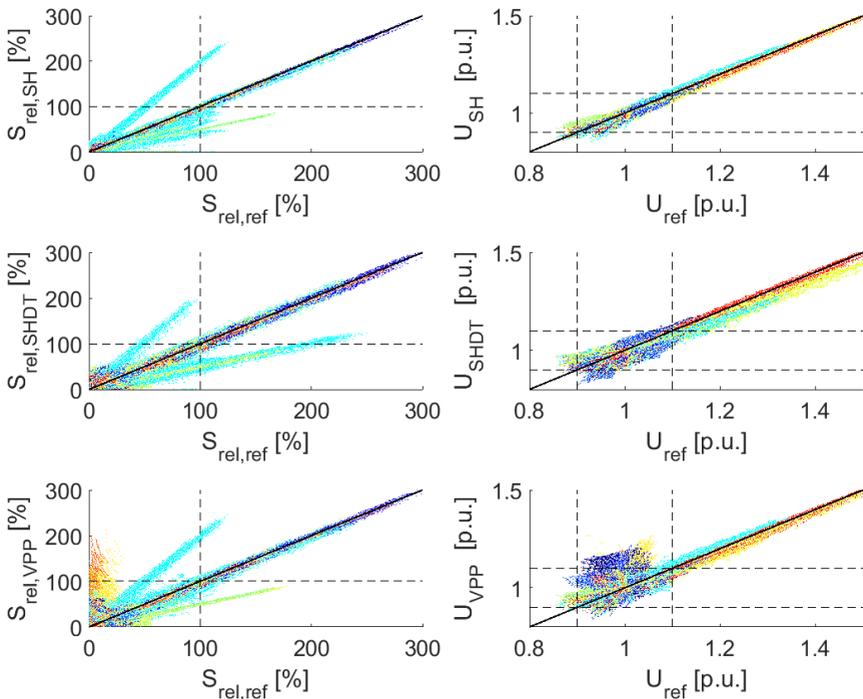
#### Netzsituation innerhalb der betrachteten Mittelspannungsnetze

Innerhalb der MS-Netze bewirken eine erhöhte Gleichzeitigkeit sowie die stärkere temporale Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch neue Leistungsmuster und eine oftmals höhere Netzbelastung. Hierzu illustriert Abbildung 5–12 für alle Jahresstunden die Korrelation der Spannungsamplituden der ONS-Stationen sowie der Auslastungen der Betriebsmittel aller MS-Netze zwischen ausgewählten Betriebsszenarien und dem Referenzszenario (**SB 023**). Die Streudiagramme der Spannungsamplituden stellen ca. 38 Mio. Datenpunkte je Szenario dar. Es erfolgt ein Vergleich des Referenzszenarios mit den Szenarien, in denen Anlagenbetrieb aller Akteure aktiv simuliert wird (**SB 0123**, **SBd 0123**, **VPP 0123**). Die Datenpunkte des Referenzszenarios entsprechen der Position auf der Abszisse, die der Vergleichsszenarien sind auf der Ordinate abgetragen. Einzuhaltende Grenzwerte sind mittels Hilfslinien hervorgehoben (max. 100 % Betriebsmittelauslastung und  $\pm 10$  % der Betriebsspannung in per-Unit-Werten). Die Datenpunkte sind durch eine Farbkodierung so koloriert, dass die 42 MS-Netze durch individuelle Farben charakterisiert sind.

Auf Ebene beider Bewertungsparameter zeigen sich zwischen den Szenarien bei identischen Zeitpunkten und Betriebsmitteln (bzw. Stationen) teils erhebliche Differenzen, die in ihrer Ausprägung sowohl oberhalb, als auch unterhalb des Referenzwertes liegen. In allen Szenarien sind Ausprägungen der Bewertungsparameter erkennbar, welche die zulässigen Grenzwerte bei weitem übersteigen. Die in der späteren Optimierung angesetzten Grenzwerte sind abhängig von der Netzsituation und den installierten Netzregler-Technologien, teilweise noch enger gefasst<sup>63</sup>. Diese Grenzwertverletzungen sind mittels netzbetrieblicher Maßnahmen oder geeignete Netzausbaumaßnahmen zu beheben (vgl. Kapitel 5.3.1) und bilden die Grundlage für deren Ableitung im weiteren Verlauf dieser Arbeit. Alle erkennbaren Grenzwertverletzungen sind mit netzbetrieblichen und -planerischen Maßnahmen behebbar (vgl. 5.3.1).

---

<sup>63</sup> Vgl. Kapitel 2.1.3.: Ohne Installation regelungsfähiger Transformatoren wird an MS-Netzstationen ein Grenzwert von  $\pm 4$  % der Nennspannung unterstellt. In lastdominierten Netznutzungsfällen (Netzbezug am NVP) wird ein Grenzwert von 60 % bei der Betriebsmittelauslastung angenommen.



**Abbildung 5–12** Streudiagramme der Spannungsamplituden und Betriebsmittelauslastungen im Szenario-Vergleich (Betrachtete Szenarien: Optimierung alle Akteure vs. Referenz)

Die Ursachen der in Abbildung 5–12 identifizierten Abweichungen der Netzzustände lassen sich in vier Typen von Netznutzungsfällen (NNF) gruppieren:

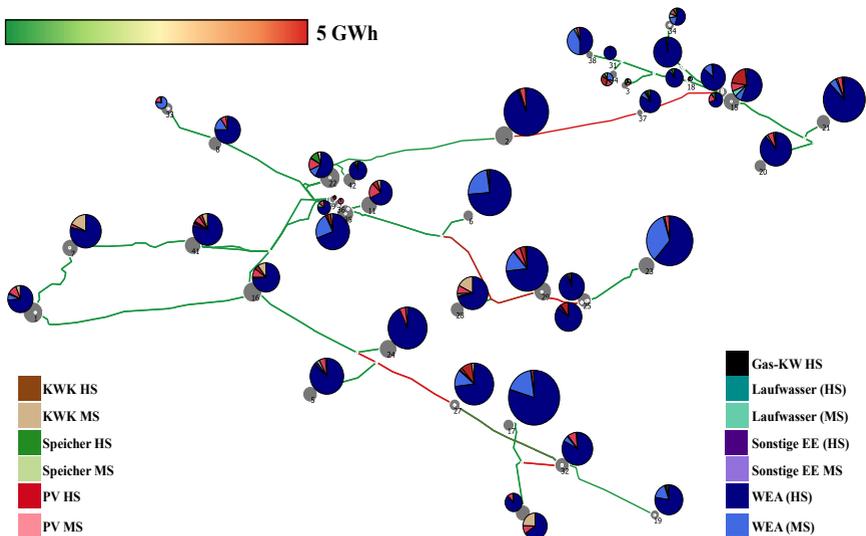
- **NNF-Typ 1:** Ein erhöhter individueller Eigenverbrauch bei Akteuren im Netzstrang bei simultaner, lokal hoher Erzeugung aus Großanlagen führt dazu, dass die Betriebsmittelbelastung und Spannungsamplituden oberhalb derer des Referenzszenarios liegen.
- **NNF-Typ 2:** Ein erhöhter individueller Eigenverbrauch bei Akteuren im Netzstrang bei simultan, lokal geringer Erzeugung aus Großanlagen bedingt kontrastär zu NNF-Typ 1 reduzierte Betriebsmittelbelastungen und Spannungsamplituden als im Referenzszenario.
- **NNF-Typ 3:** In Zeitpunkten günstiger Strompreise bei marktorientierter Fahrweise von Verbrauchsanlagen erhöht sich die Gleichzeitigkeit. Die Konsequenz sind eine erhöhte Betriebsmittelbelastung und geringere Spannungsamplituden im Vergleich zu denen des Referenzszenarios.

- **NNF-Typ 4:** Zeitpunkte, zu denen eine gesteigerte temporale Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch im Netzstrang realisiert wird, bewirken mehrheitlich eine reduzierte Betriebsmittelbelastung. Temporale Lastverschiebungen in erzeugungsdominierten Zeitpunkten führen dabei mehrheitlich zu reduzierten Spannungsamplituden (im Umkehrschluss erhöht sich die Spannung im ursprünglichen Zeitpunkt des Netzbezugs). Bei einer temporalen Verlagerung steuerbarer Einspeisung zu Zeitpunkten hohen Verbrauchs wird eine Spannungsanhebung realisiert.

Infolge der hohen Freiheitsgrade im Anlagenportfolio bei einer Verbundoptimierung von Akteuren resultiert, insbesondere in diesem Szenario eine signifikante Änderung der Leistungsflussmuster, sodass hier ein besonders hoher Umfang netzbetrieblicher und -planerischer Maßnahmen zu erwarten ist.

### **Netzsituation im betrachteten Hochspannungsnetz**

Die Verortung von Betriebsmitteln, die im (n-0)-Fall des Referenzszenarios (**SH 023**) von Überlastungen betroffen sind, kann der Topologie-Darstellung des HS-Netzes in Abbildung 5–13 entnommen werden. Die Kolorierung der Leitungstrassen orientiert sich je Betriebsmittel an der betragsmäßigen Jahressumme der Scheinleistungsflüsse, die je Zeitschritt oberhalb der Bemessungsscheinleistung liegen. Diese „Überlastungsscheinleistung“ je Stunde wird je Betriebsmittel über alle Stunden des Jahres aufsummiert und der Wert gemäß der angegebenen Farbkodierung eingeordnet. Die Metrik ist ein qualitativer Indikator, welche Betriebsmittel mit erhöhter Wahrscheinlichkeit als Treiber für Engpassmanagementmaßnahmen fungieren. Im Maximum resultiert für belastete Betriebsmittel ein Wert von 5 GWh pro Jahr. Angesichts der Vernachlässigung intratemporaler Abhängigkeiten einzelner Netzsituationen, lässt die Metrik keinen unmittelbaren Rückschluss auf die erforderliche Redispatchmenge zu (z.B. entlasten Eingriffe meist mehrere Betriebsmittel). Die Größe der Netzknotten korrespondiert mit dem Gesamtverbrauch der jeweiligen Station. Die jeder Station zugeordneten Kreisdiagramme kennzeichnen die Komposition lokaler, jährlich erzeugter Energiemengen, wobei die Kreissegmente den Erzeugungsanteil einzelner Anlagenklassen nach Spannungsebene repräsentieren. Die Größenskalierung der Kreisdiagramme und (grauen) Netzknotten reflektiert die realen Relationen von Erzeugung und Verbrauch im Netzgebiet. Die Darstellung zeigt, dass vor allem drei Trassenabschnitte in direkter Nähe zu hoher Windkrafteinspeisung engpassbehaftet sind.



**Abbildung 5–13 Topologische Darstellung belasteter Netzsegmente im HS-Netz und Lokalisation der Redispatch-Anlagen**

In Hinblick auf eine veränderte Netznutzung abhängig vom unterstellten Anlagenbetriebsszenario, skizziert Abbildung 5–14 die veränderte Struktur der aggregierten Residuallast des HS-Netzes. Oben links ist die Residuallast des Referenzszenarios (**SH 023**) als rote, sortierte Jahresdauerlinie dargestellt, mit den im jeweiligen Zeitpunkt vorzufindenden Residuallastausprägungen der weiteren Szenarien (hinterlegt als schwarzes Band). Kohärent zum beobachteten, geringen Reduktionspotenzial extremer Rückspeisesituationen durch den Anlagenbetrieb in MS-Netzen, zeigt sich im Bereich der maximalen Rückspeisung des HS-Netzes (in Höhe von 2,6 GW) die geringste Bandbreite möglicher Residuallast-Ausprägungen. Mit steigender Verbrauchsdominanz der Residuallast zeigt sich hingegen eine zunehmende Bandbreite an Residuallast-Ausprägungen, die bis zu 200 MW in einzelnen Zeitschritten beträgt (vgl. das Histogramm der Minimum-Maximum-Spreizung aller Zeitschritte oben rechts). Die unten in Abbildung 5–14 dargestellte Boxplot-Verteilung der Residuallast über alle Anlagenbetriebsszenarien zeigt, dass der maximale Verbrauch abhängig vom Anlagenbetriebsszenario um 121,5 MW reduziert wird. Die höchste Netzlast wird im Szenario einer individuellen Optimierung aller Verbrauchersektoren mit dynamischen Tarifen realisiert.

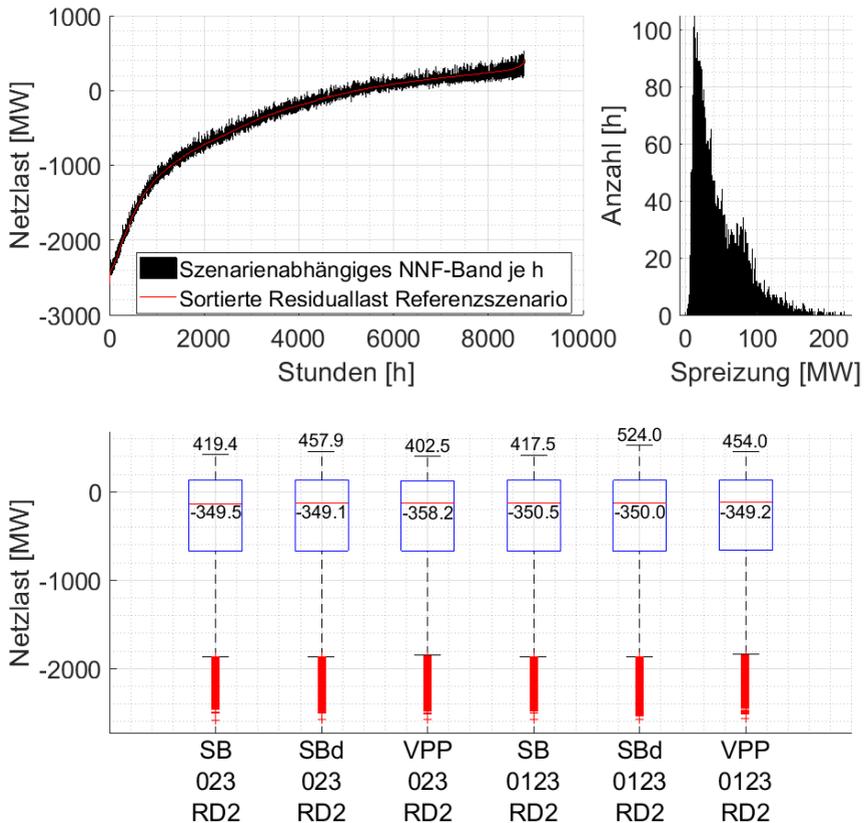


Abbildung 5-14 Veränderte HS-Netzlast in Abhängigkeit der Anlagenbetriebsszenarien (sortierte Residuallast und Differenz Szenario-Abweichungen je NNF, Boxplots der Residuallast)

Trotz der moderaten Varianz der Residuallast führt der Anlagenbetrieb Szenarioabhängig zu Mehrbelastungen, oder Entlastungen verglichen mit dem Referenzszenario. Abbildung 5-15 visualisiert angelehnt an Abbildung 5-13 in topologischer Darstellung eine Metrik, die mittels Farbkodierung einzelner Leitungen, deren (n-1)-Belastung quantifiziert (oben links). Zudem gibt die Abbildung in analoger Darstellung je Leitung die Differenz der verwendeten Bewertungsgröße zu drei Vergleichsszenarien wider (**SB 0123** oben rechts, **SBd 0123** unten links, **VPP 0123** unten rechts). Die verwendete Metrik quantifiziert die Summe der Überlastung, die je Zeitschritt der Worst-Case Betriebsmittelausfall auf die betreffende Leitung bewirken kann, über alle NNF des Jahres [in GWh]. Die Netzknoten-Kolorierung repräsentiert deren Nennspannung. Schwarz kolorierte Netzknöten sind nicht von Engpässen betroffen. Analog zum gewählten Bewertungsmaß der

(n-0)-Überlastung, fungiert auch dieses lediglich als Indikator für stark betroffene Leitungen. Die stärksten Belastungen (sowie auch betragsmäßig Differenzwerte) sind im Diagramm jeweils mit Pfeilen gekennzeichnet. Hierbei ist speziell im Szenario eines Verbund-Anlagenbetriebs (**VPP 0123**) eine Entlastung der Leitungen zu erkennen, während ein Betrieb unter Einsatz dynamischer Stromtarife die Belastung teilweise verschärft. Ähnliche Effekte sind auch am Fall der (n-0)-Überlastung beobachtbar (vgl. Anhang B). Die verschärfte Belastung bei Anlagenbetrieb mit dynamischem Stromtarif, resultiert aus dem Lastverschiebungsanreiz in negative Strompreisphasen. EE-Anlagen drosseln hier mangels Vergütung ihre Einspeisung. Bei Eintritt bzw. nach Austritt in/aus solchen Preisphasen, fehlt in Starkeinspeisefällen nun situativ die verlagerte Last.

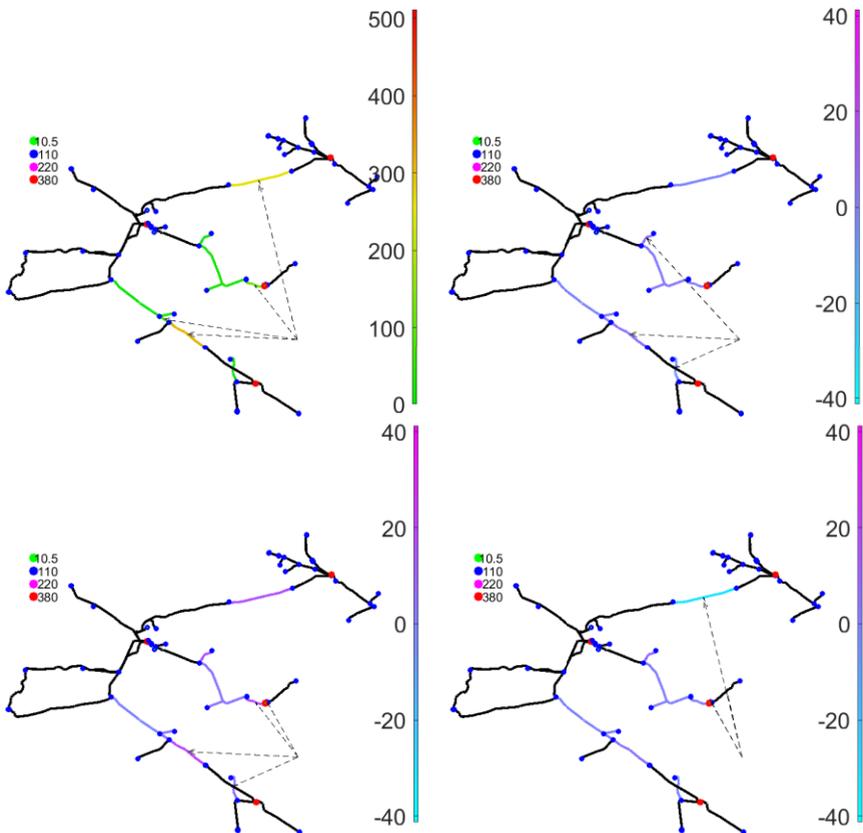


Abbildung 5-15 Topologische Darstellung der (n-1)-Überlastung im Referenzszenario und Differenz zu Vergleichsszenarien

### 5.2.4 Diskussion und Fazit

Auf Ebene des Anlagenbetriebs von Prosumern aller Sektoren zeigt sich im untersuchten Szenario ein signifikantes Potenzial, deren Versorgungskosten durch Optimierung und/oder eine stärkere Marktkopplung zu senken (dynamische Stromtarife, oder Verbundbetrieb). Im Extremfall einer gekoppelten Verbundoptimierung aller Anlagen und Verbraucher je MS-Netz, sind die Versorgungskosten um bis zu 39 % reduzierbar. Wohngebäude ziehen innerhalb der Verbrauchergruppen aufgrund höherer regulatorischer Abgabenbelastung, einen höheren Nutzen als gewerbliche Akteure. Gleichzeitig steigert sich jedoch erheblich die Komplexität der Leistungsflussmuster innerhalb der MS-Netze und wie auch bei individueller Optimierung von Verbrauchern unter dynamischen Stromtarifen, liegt mitunter eine erheblich gesteigerte Gleichzeitigkeit von Verbrauchsanlagen vor. Mit Blick auf die Kosten der Engpassbehebung im MS-Bereich sind daher gesteigerte Aufwendungen antizipierbar. Gleichwohl sind in Anlagenbetriebsszenarien, die günstige Versorgungskosten aufweisen, tendenziell günstigere spezifische Kosten beim netzbetrieblichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu erwarten, da die Opportunitätskosten eher sinken. Aufseiten des Anlagen- und Netzbetriebs im HS-Netz, ist angesichts der hohen Auslastung der P2G-Anlagen ein begrenzter Einfluss dieser als Freiheitsgrad in der Engpassbehebung antizipierbar, da dieser bereits marktlich erfolgt.

Die konkrete Höhe von Potenzialen und Effekten ist hierbei von den gewählten Annahmen und Szenarien abhängig (bspw. der angenommene Stromsteuer-Erlass im VPP), sodass eine Abstrahierung im Sinne einer Verallgemeinerung nicht zulässig ist. Insbesondere wird der marktseitige Rückkopplungseffekt einer Glättung von Marktpreisen vernachlässigt, die sich bei einem großflächigen Rollout von Konzepten wie Virtuellen Kraftwerken oder dynamischen Stromtarifen einstellen [Kul20]. Auch zu erwartende Verschiebungseffekte der Marge von EVU hin zu Prosumern durch derartige Konzepte sind in der vorliegenden Untersuchung kein Betrachtungsgegenstand. Neben annahmenseitigen Einflüssen, sind weiterhin modellbedingte Effekte als mögliche Limitationen zu nennen. So wird durch die Konsolidierung der einer ONS unterlagerten Netznutzer zu „virtuellen“ Prosumer-Gebäuden, die aggregierte Energiebedarfe mit einem Technologieportfolio aggregierter Anlagen versorgen, implizit bereits ein lokaler Verbundbetrieb unterstellt. Weiterhin erfolgt keine Abbildung der NS-Ebene, sodass deren aktiver Einfluss auf die Spannungshaltung vernachlässigt wird.

Insgesamt resultiert die Ergebnissynthese mit Blick auf kausale Zusammenhänge zwischen Anlagen- und Netzbetrieb jedoch in einem plausiblen Gesamtbild, sodass die zugrunde liegende Methodik eine robuste Grundlage für die Adressierung der formulierten Forschungsfragen ist.

## 5.3 Simulation und Analyse der Netzbetriebsoptimierung

### 5.3.1 Anwendung auf die betrachteten Mittelspannungsnetze

Der Nutzen der Integration neuer anlagenbetrieblicher Freiheitsgrade in den Netzbetrieb der exemplarischen MS-Netze, wird im Rahmen dieser Arbeit anhand von zwei Kriterien bewertet:

- den Kosten der Engpassbehebung im Betrieb unter Ausnutzung des verfügbaren Redispatchvermögens sowie
- den Kosten für den alternativ notwendigen Netzausbau, falls diese Freiheitsgrade nicht verfügbar sind.

Der Netzausbau wird mithilfe einer Heuristik abgebildet, die Betriebsmittel verstärkt, falls diese engpassbehaftet und mit anlagenbetrieblichen Maßnahmen nicht entlastbar sind. Liegen an Netzstationen Spannungsbandverletzungen vor, die mit netzbetrieblichen (Stufensteller des HS/MS-Transformators, Blindleistungsmanagement) oder anlagenbetrieblichen Maßnahmen nicht behebbar sind, wählt die Ausbaheuristik die Installation eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT), der das zulässige Spannungsband an der Station erweitert ( $\pm 10\%$ ). Im Ausgangszustand sind die verwendeten synthetischen Netze (vgl. Abschnitt 4.3.1) zunächst so weit ausgebaut, dass die Leistungsflussberechnung aller NNF des Jahres konvergiert<sup>64</sup>. Anschließend wird die Netzausbaheuristik wie folgt angewendet:

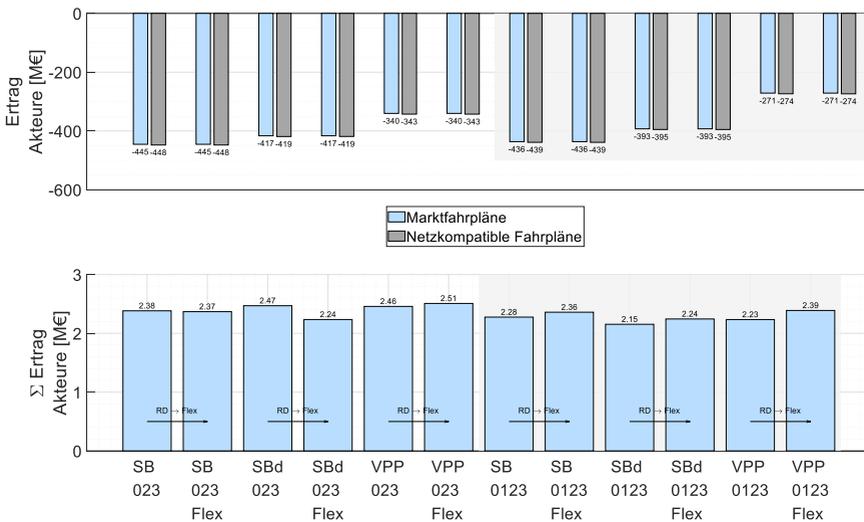
1. Zunächst wird die MS-Netzbetriebsführung unter Modellierung des Redispatchvermögens aller zur Partizipation am Redispatch 2.0 verpflichteten Anlagen sowie kleinteiliger Stromspeicher und steuerbarer Verbrauchsanlagen simuliert. Das Redispatchvermögen wird gemäß der in Abschnitt 4.2.3 skizzierten Methode ermittelt. Kann in einem NNF keine Konvergenz der Netzbetriebsoptimierung realisiert werden, erfolgt eine Netzverstärkung. Dieses Vorgehen wird iterativ für alle Netze durchgeführt bis die Netzoptimierung in allen NNF eine Lösung findet.
2. Dieses Verfahren wird anschließend wiederholt unter Reduktion der anlagenbetrieblichen Freiheitsgrade auf ausschließlich gemäß Redispatch 2.0 zu berücksichtigende Anlagen. Auch hier werden die Netze iterativ ausgebaut, bis die Netzoptimierung in allen NNF konvergiert.

Der skizzierte Prozess wird für alle Anlagenbetriebsszenarien durchgeführt. In 8 der 42 Netze sind Ausbaumaßnahmen erforderlich, wobei hier jeweils bis zu 12

---

<sup>64</sup> Die synthetischen Netzmodelle sind so dimensioniert, dass sie nach typischen Netzplanungsgrundsätzen einer konventionellen, lastorientierten Versorgungsaufgabe erfüllen. Die Projektion der zukünftigen Versorgungsaufgabe gemäß des betrachteten Szenarios auf die Netze erfordert zunächst die Durchführung von Netzausbaumaßnahmen, um einen sinnvollen Startzustand zu realisieren.

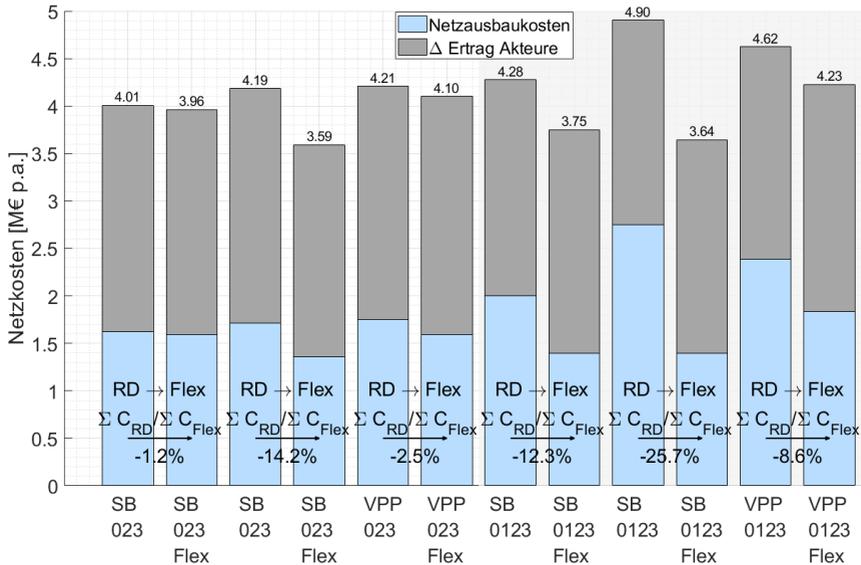
Ausbauszenarien (sechs Anlagen-, zwei Netzbetriebsszenarien) ermittelt werden. Die nachfolgende Abbildung 5–16 zeigt hierbei zunächst die ermittelten Gesamtkosten aller Akteure je Anlagen- und Netzbetriebsszenario. Die Szenarien des Netzbetriebs sind je Anlagenbetriebsszenario paarweise nebeneinander abgebildet (per Pfeil angedeutet). Je kombiniertem Anlagen- und Netzbetriebsszenario, sind die Kosten des Anlagenbetriebs aller Akteure ohne netzbetriebsseitige Eingriffe (Abbildung 5–16 oben, „Marktfahrpläne“) sowie die Kosten netzkompatibler Fahrpläne bei Eingriff des Netzbetreibers dargestellt. Die Differenz beider Kostenblöcke entspricht den für die Eingriffe in den Anlagenbetrieb durch den Netzbetreiber zu kompensierenden Opportunitätskosten der Akteure.



**Abbildung 5–16 Netzbetriebliche Engpassbehebungskosten durch Eingriffe in den Anlagenbetrieb in Abhängigkeit des Anlagen- und Netzbetriebsszenarios**

Signifikant ist einerseits, dass die Kosten anlagenbetrieblicher Eingriffe im Szenario mit Zugriff des Netzbetreibers auf weitere Flexibilitäten, im Vergleich zum Redispatch-Szenario höher sind. Weiterhin ist ersichtlich, dass das Kostenniveau der betrieblichen Engpassbehebungskosten auf Ebene des Anlagenbetriebs sinkt, wenn solche Anlagenbetriebsszenarien betrachtet werden, in denen auch Haushaltsakteure aktiv optimiert werden (jeweils grau hinterlegt). Die ist begründet durch geringere Opportunitätskosten der Akteure, aufgrund deren verbesserter Kostensituation, wenn diese eine Optimierung ihres Anlagenbetriebs vornehmen (vgl. Kostenniveau Abbildung 5–16 oben und Abbildung 5–5). Die steigenden Kosten im Szenario netzbetrieblicher Flexibilität, stehen hierbei reduzierten Kosten des Netzausbaus gegenüber, wie Abbildung 5–17 belegt. Die Abbildung zeigt

dazu die Summe der Netzausbaukosten und Kosten aus Entschädigungszahlungen an Anlagenbetreiber (in Abbildung 5–17 als „Netzkosten“ definiert). In allen Szenarien reduziert die Integration von Flexibilität die Gesamtkosten.

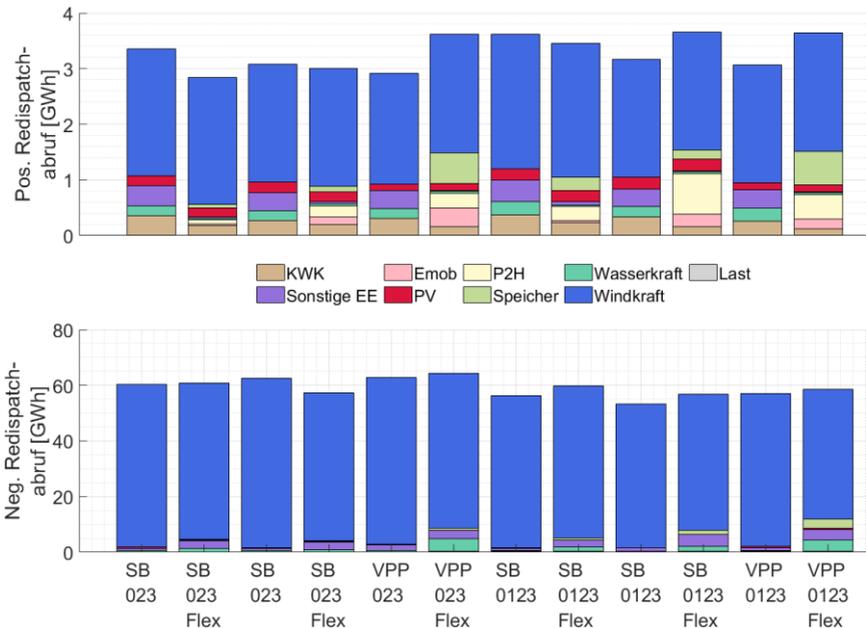


**Abbildung 5–17 Gesamtkosten MS-Netze (Betrieb + Netzausbau (in Abhängigkeit des Anlagen- und Netzbetriebsszenarios (ohne Beachtung 3 %-Regel bei Abregelung EE-Mengen))**

Die stärkste Kostenreduktion wird realisiert durch die netzbetriebliche Integration von Flexibilitäten im Szenario einer Optimierung aller Verbraucher mit dynamischen Tarifen (**SBd0123**). Ohne Zugriff auf die steuerbaren Verbrauchsanlagen, welche die Netzauslastung infolge der erhöhten Gleichzeitigkeit ansteigen lassen (vgl. Abbildung B–2 und Abbildung 5–12), resultiert der höchste Netzausbaubedarf, der um bis zu 49 % gesenkt werden kann. Grundsätzlich ist in allen Anlagenbetriebsszenarios, die eine Optimierung sämtlicher Verbraucher abbilden (**SB0123**, **SBd0123**, **VPP0123**), eine erhebliche Steigerung der Netzausbaukosten festzustellen. Diese lassen sich durch netzbetriebliche Integration der Flexibilitätsoptionen deutlich abmildern. Die höchsten Betriebskosten bei Integration von Flexibilitätsoptionen in den Netzbetrieb, zeigen sich im Szenario einer Verbundoptimierung aller Netzanschlussnehmer je MS-Netz. Obwohl die Summe der Netzausbaukosten reduziert werden kann, verursacht die Beherrschung der komplexeren Leistungsflussmuster häufigere betriebliche Eingriffe. Auch im Rahmen der Anlagenbetriebsszenarios, die nur einen optimierten Betrieb gewerblicher Akteuren modellieren, lassen sich durch eine netzbetriebliche Integration von Flexibilitätsoptionen Kostenvorteile realisieren. Aufgrund des geringeren Einflusses

einer ausschließlichen Optimierung gewerblicher Akteure auf das Engpassgeschehen sowie die reduzierten Freiheitsgrade sind die Effekte jedoch geringer.

Abbildung 5–18 analysiert die netzseitig zur Engpassbehebung abgerufenen Energiemengen getrennt nach positiven und negativen Redispatch für die zuvor gezeigten Anlagen- und Netzbetriebsszenarien (positiv: oben, negativ: unten). Sowohl im Falle positiver, als auch negativer Redispatchmengen ist ein Anstieg der angepassten Energiemengen für den Fall einer Integration von Flexibilitätsoptionen festzustellen. Dies resultiert aus günstiger abrufbaren RDV, welches jedoch teils Anlagen zuzuordnen ist, die engpassferner lokalisiert sind.



**Abbildung 5–18** Summe der Energiemengen positiver und negativer Redispatch nach Technologien und Anlagen- sowie Netzbetriebsszenario

Auffällig ist die hohe abgerufene Menge positiven Redispatches aus WEA, welche aus zuvor marktbedingt reduzierten Erzeugungsmengen beigesteuert wird. Ein weiterer Effekt ist die Verlagerung negativer Redispatchmengen aus WEA hin zu „sonstigen“ EE- und Wasserkraftanlagen, die eine geringere Einspeisevergütung erhalten. Diese kostengetriebenen Effekte werden im Redispatch 2.0 durch den Ansatz hoher, synthetischer Kostenfaktoren unterbunden. Zudem zeigt sich bei Anlagenbetriebsszenarien mit Optimierung aller Verbraucher, eine Reduktion erforderlicher negativer Redispatch-Volumina, maßgeblich aufgrund einer graduell

besseren Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch. Gleichzeitig werden in diesen Szenarien höhere positive Redispatch-Volumina abgerufen. Flexibilitätsoptionen weisen einen geringfügigeren Anteil an den Gesamtmengen auf, wobei dieser aufseiten des positiven Redispatch höher ist.

Der skizzierte Bewertungsansatz orientiert sich an der Einhaltung technisch zulässiger Grenzwerte. Die gewählte Netzausbau-Heuristik modelliert keine wirtschaftliche Abwägung oder Grenzen typischer netzplanerischer Freiheitsgrade, wie die Einhaltung der Spitzenkappungsgrenze von 3 %, der im Netz erzeugten Energiemengen aus EE-Anlagen. Da die 3%-Spitzenkappungsgrenze in den engpassbehafteten Netzen beim modellierten Ausbauzustand meist überschritten wird, wurde die Heuristik erweitert, um auf Basis der aus vorigen Simulationen bekannten Spitzenkappungsmengen eine Unterschreitung der 3% zu realisieren. Die Ergebnisse für den Fall stärker ausgebauter Netze illustriert Abbildung 5–19.

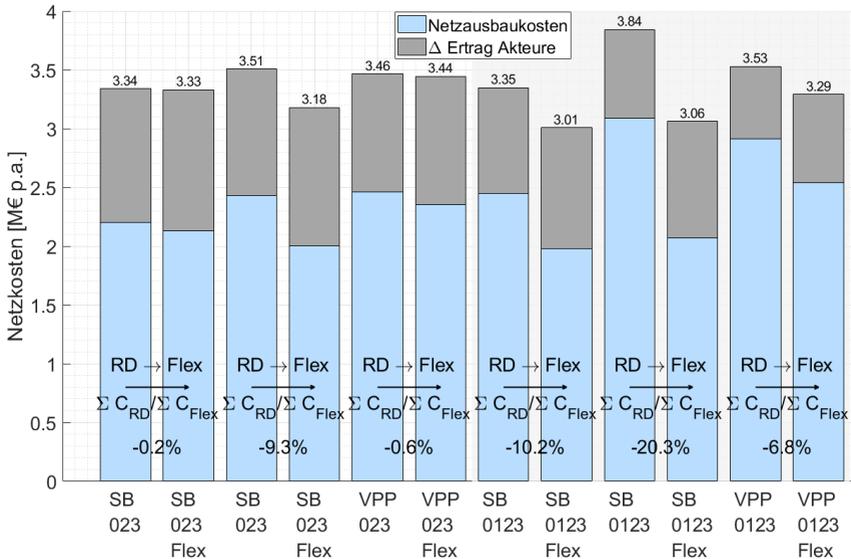


Abbildung 5–19 Gesamtnetzkosten MS-Netze in Abhängigkeit des Anlagen- und Netzbetriebs-szenarios (Ausbau zur Einhaltung der Spitzenkappung) in Mio. € pro Jahr

Insgesamt zeigt sich ein reduziertes Kostenniveau (16 - 23 % niedriger als in Abbildung 5–17). Der Kostenanteil des Netzausbaus steigt jedoch. Dies zeigt die Effizienz eines zielgerichteten Netzausbaus. Auch bei stärker ausgebauten Netzen lässt sich in der Untersuchung jedoch eine Vorteilhaftigkeit der Integration von Flexibilitätsoptionen in den Netzbetrieb konstatieren. Das Kostenreduktionspotenzial durch Flexibilitätsoptionen sinkt hierbei gegenüber den Szenarien mit

schwächerem Netzausbau leicht ab. Dies begründet sich durch den geringeren leistbaren Beitrag zu einer Betriebsmittellastung in EE-dominierten NNF.

### 5.3.2 Anwendung auf das betrachtete Hochspannungsnetz

Die exemplarische Bewertung fokussiert zunächst auf die Nutzung anlagenbetrieblicher Maßnahmen zur Engpassbehebung im HS-Netz.

#### Kostenbasierter Redispatch mit HS-seitigen Flexibilitäten

Abbildung 5–20 zeigt initial die Redispatchmengen nach Technologien und Spannungsebene im Szenario Redispatch 2.0 und bei **kostenbasierter Engpassbehebung mit verfügbarem Zugriff auf HS-seitige P2G- und P2H-Anlagen**. Analog zu Abschnitt 5.3.1 erfolgt die Analyse differenziert nach Anlagenbetriebsstrategien (jeweils wieder in paarweiser Reihenfolge; oben: MS, mittig: HS, unten: Summe HS+ MS).

Die Grafik zeigt den hohen Anteil reduzierter Erzeugung aus WEA und KWK-Anlagen und einen vermehrten Einsatz von HS-Speichern (unten). Zudem ist ein Redispatch-Anstieg bei aktiver Optimierung aller Verbraucher sowie bei stärkerer Marktkopplung mit dynamischen Tarifen erkennbar. In Szenarien der Verbundoptimierung reduziert sich der Redispatch-Bedarf. Im kostenbasierten Redispatch-Szenario ist eine sinkende Einspeisereduktion an HS-Anlagen (mittig), und ein Reduktionsanstieg an MS-Anlagen (oben) zu beobachten. Ursache dieser Verlagerung von Reduktionsmengen zwischen Anlagen, ist die Beachtung der Opportunitätskosten von HS-WEA bei Versorgung von P2G-Anlagen. Der starke Anstieg erforderlicher Redispatchmengen im Fall der Verbraucheroptimierung mit dynamischen Tarifen, resultiert aus dem Anreiz zur Verschiebung der Last in Richtung negativer Strompreise. EE-Anlagen erhalten hier gemäß den Annahmen jedoch keine Marktprämie und drosseln ihre Einspeisung. Sobald die EE-Anlagen mit Übergang aus einer Negativpreis- zu einer Niedrigpreisphase wieder einspeisen, fehlt in diesen Situationen Verbrauch, der in den übrigen Szenarien die Netzbelastung abdämpft.

Bei kostenbasiertem Redispatch, resultieren in allen Anlagenbetriebsszenarien reduzierte Redispatch-Kosten. Infolge der Auswahl von Anlagen mit geringeren Opportunitätskosten, oder Vergütungssätzen (bspw. Wasserkraft- und sonstige EE-Anlagen) bedingt diese Strategie insgesamt geringere Redispatch-Kosten, wie Abbildung 5–21 aufzeigt (die Darstellungsform ist zu Abbildung 5–20 gewählt).

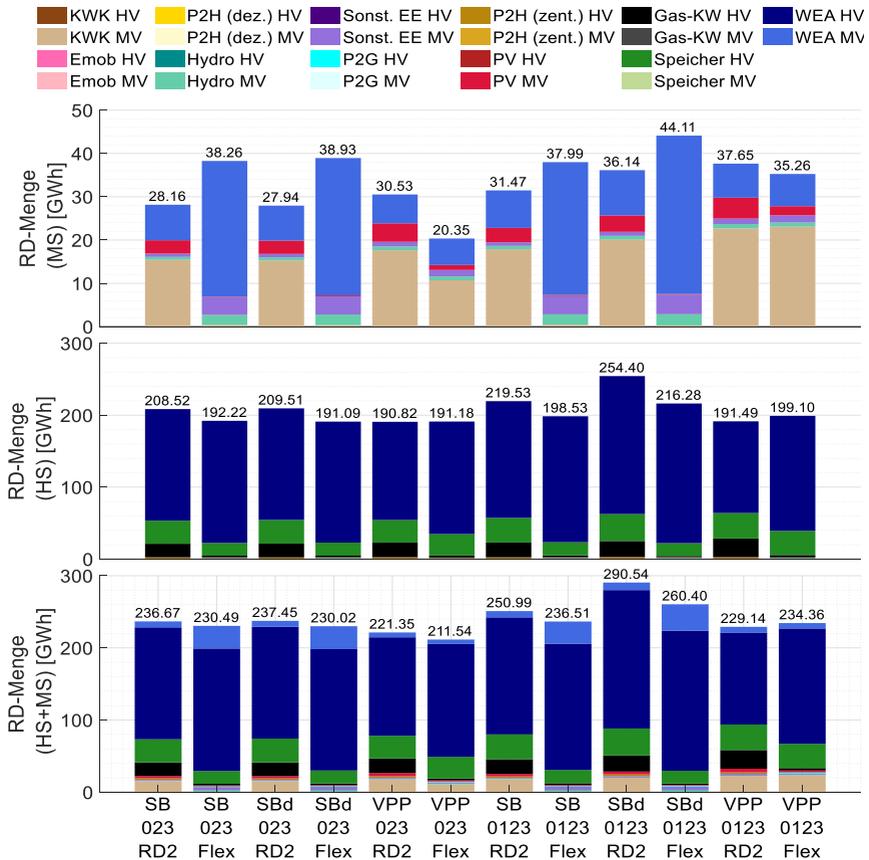
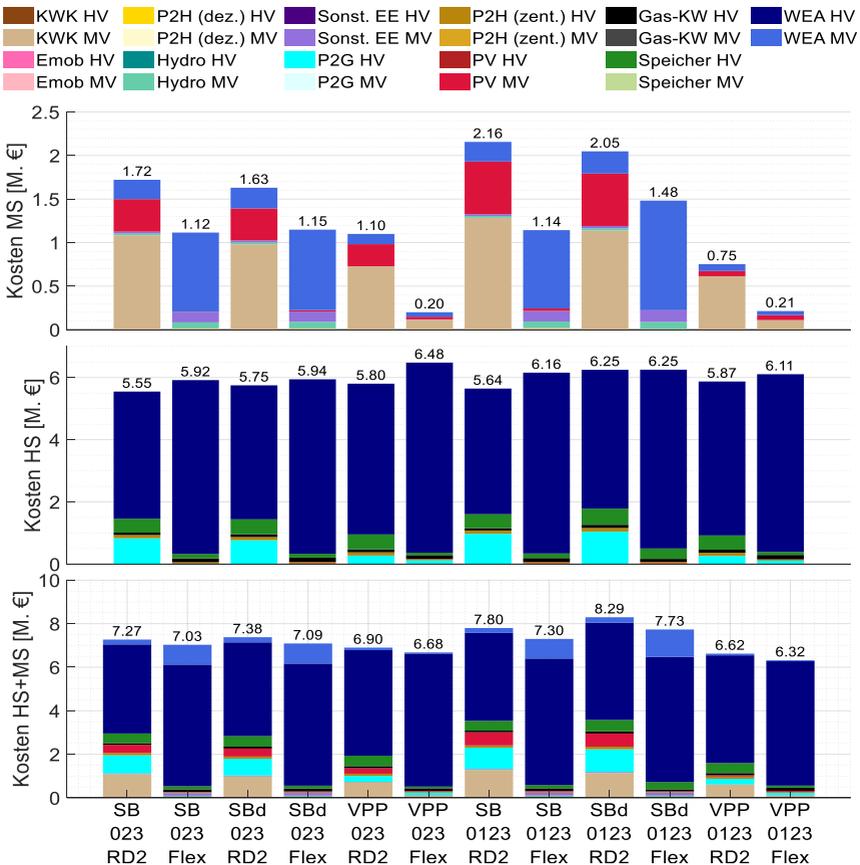


Abbildung 5–20 Redispatchmengen HS-Netz für Anlagenbetriebsszenarien bei Redispatch 2.0 vs. kostenbasierter Engpassbehebung (Zugriff auf HS-Flexibilitäts Optionen)

Der Ansatz eines kostenbasierten Redispatch-Regimes erzielt gemittelt über die verschiedenen Anlagenbetriebsszenarien eine durchschnittliche Senkung der Gesamtkosten 4,7 %. Berechnungsbasis ist die individuelle Kostenreduktion zwischen kostenbasiertem und reguliertem Redispatch der einzelnen Anlagenbetriebsszenarien (SB 023: -3,3 %, SB 0123: 6,4%, SBd 0123: 6,8 %, VPP 0123: -4,5 %). Bei Betrachtung der kostenseitigen, anlagenbetrieblich bedingten Effekte innerhalb der Gruppe Simulationsläufe des regulierten Redispatch zeigt sich eine maximale Kostensenkung von 9 % (VPP 0123) und eine maximale Kostensteigerung von 14 % (SBd 0123) gegenüber dem Referenz-Anlagenbetrieb (SB 023).



**Abbildung 5–21 Redispatch-Kosten HS-Netz für Anlagenbetriebsszenarien bei Redispatch 2.0 vs. kostenbasierter Engpassbehebung (Zugriff auf HS-Flexibilitätsoptionen)**

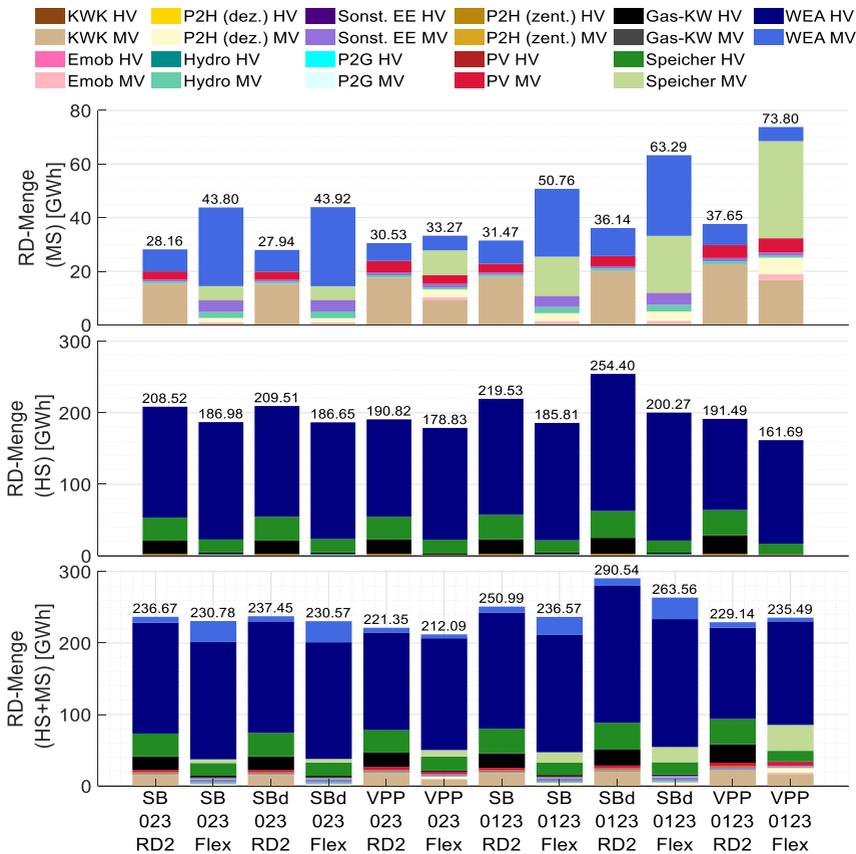
Die Kostenaufstellung legt mit Fokus auf P2G-Anlagen deren alternativ anfallende Lastdeckungskosten offen, die zur Fahrplaneinhaltung vermehrt aus der Ersatzbeschaffung (Netzbezug) des lokalen Windstroms resultieren, dessen erzeugende WEA von einer engpassbedingten Einspeisereduktion betroffen ist (Abbildung 5–21). Eine aktive Fahrplananpassung der P2G-Anlagen im Redispatch erfolgt nur geringfügig, da diese in Starkwindphasen ausgelastet sind und kaum Potenziale zur weiteren Lasterhöhung aufweisen. Weiterhin reduzieren sich im kostenbasierten Redispatch-Ansatz die Eingriffe in KWK-Anlagen sowie die beiden Gas-Kraftwerke, die zuvor aufgrund hoher synthetischer Kostenfaktoren der EE-Anlagen priorisiert gewählt wurden, jedoch höhere

Kosten als die EE-Anlagen aufweisen. Eine Sonderrolle nehmen die Anlagenbetriebsszenarien der Verbundoptimierung ein, da hier auch großskalige MS-Anlagen lastdeckungsbezogene Opportunitätskosten aufweisen, sodass bei kostenbasiertem Redispatch weniger Redispatchmengen zu MS-Anlagen verlagert werden. Infolgedessen zeigen sich in Abgrenzung zu weiteren Szenarien auch geringfügige Kosten bei P2G-Anlagen, deren Opportunitätskosten in wenigen Situationen geringer sind (es findet kein Redispatch-Abruf statt). Mit Blick auf die erforderlichen Redispatchmengen und anfallenden Kosten dieser Szenarien, stützen die Abbildung 5–20 und Abbildung 5–21 die Beobachtung aus 5.2.3, dass in den anlagenbetrieblichen Szenarien der Verbundoptimierung weniger Engpasssituationen aufzulösen sind. Die P2H-Anlagen des modellierten Fernwärmenetzes werden, aufgrund der hohen Netzbezugskosten und eher engpassfernen Netzlokation, Redispatch-seitig in nur sehr geringem Umfang eingesetzt (0,27 – 0,41 GWh negativer Redispatch pro Jahr). Insgesamt zeigt sich im kostenbasierten Redispatch ein gesteigerter Redispatch an EE-Anlagen, der aus der Wahl engpassferner, kostengünstiger abzuregelnder Anlagen und der geringen, verfügbaren Flexibilität folgt.

### **Kostenbasierter Redispatch mit HS- und MS-seitigen Flexibilitäten**

Die zusätzliche Integration von Flexibilitätsoptionen aus MS-Netzen (dezentrale Speicher, Elektrofahrzeuge und Wärmestromanlagen) in den Netzbetrieb, führt zu einer weiteren Reduktion der erforderlichen Redispatchmenge. Abbildung 5–22 vergleicht analog zu Abbildung 5–20 die Redispatchmengen zwischen Redispatch 2.0 und kostenbasiertem Redispatch mit Zugriff auf Flexibilitätsoptionen in HS und MS. Der mengenmäßig höchste Leistungsabruf dezentraler Flexibilitätsoptionen wird in den Szenarien einer gemeinschaftlichen Optimierung aller Akteure realisiert, wo diese bis zu 19 % der abgerufenen Redispatchmenge darstellen (**VPP 0123**). In diesen Szenarien bewirken die niedrigen Versorgungskosten geringe Opportunitätskosten der aggregierten Flexibilitätsoptionen (MS), die häufig unterhalb derer der HS-Anlagen liegen und somit in der Netzoptimierung gewählt werden. Die Technologie mit der höchsten abgerufenen Redispatchmenge sind Stromspeicher, gefolgt von Wärmestromanlagen und Elektrofahrzeugen. Entgegen der Beobachtung bei einem kostenbasiertem Redispatch mit ausschließlichem Zugriff auf HS-Flexibilitätsoptionen, stellt sich durch Nutzung der MS-Flexibilität vermehrt eine Reduktion der Redispatchmengen an EE-Anlagen ein.

Auch im Szenario eines Anlagenbetriebs unter dynamischen Stromtarifen zeigt sich eine hohe Nutzung dezentraler Flexibilitätsoptionen. Häufig erfolgt ein Zugriff auf Anlagen, deren Einsatz zuvor anlagenbetreiberseitig in Negativpreisphasen verschoben wurde und die zu geringen Opportunitätskosten in zeitlich angrenzende Niedrigpreisphasen rückverlagert werden können.



**Abbildung 5–22 Redispatchmengen HS-Netz für Anlagenbetriebsszenarien bei Redispatch 2.0 vs. kostenbasierter Engpassbehebung (Zugriff auf HS- und MS-Flexibilitätsoptionen)**

Als Folge hier teils geringerer Opportunitätskosten in den marktgekoppelten Szenarien mit Optimierung aller Akteure (**SBd 0123**, **VPP 0123**) sowie deren günstiger Nutzung in Netzsituationen vor bzw. nach temporären, marktbedingten Stillstandsphasen von EE-Anlagen, wird in diesen Szenarien das höchste Kostenreduktionspotenzial umgesetzt. Abbildung 5–23 zeigt analog zu Abbildung 5–21 die anfallenden Kosten für die Engpassbehebung in Abhängigkeit der Szenarien. Gemittelt über die verschiedenen Anlagenbetriebsszenarien zeigt sich im exemplarisch untersuchten Fall ein durchschnittliches Kostenreduktionspotenzial von 10,6 % (**SB 023**: 6,5 %, **SB 0123**: 11,2 %, **SBd 0123**: 15,9 %, **VPP 0123**: 13,9 %). Abhängig vom Anlagenzenario können die Gesamtkosten der Engpassbehebung

bung, durch die Nutzung von Flexibilitäten und kostenbasiertem Engpassmanagement, um bis zu 16 % gesenkt werden. Der größte Gesamtnutzen kann im Szenario einer Anlagenbetriebsoptimierung aller Akteure unter Einsatz dynamischer Stromtarife erreicht werden.

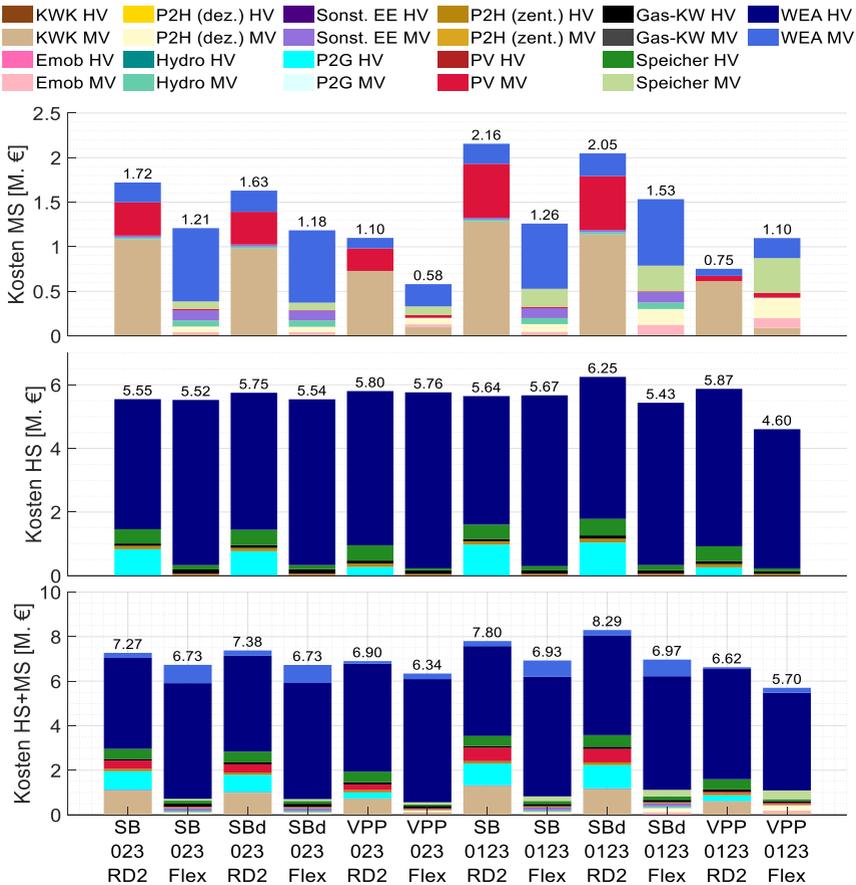
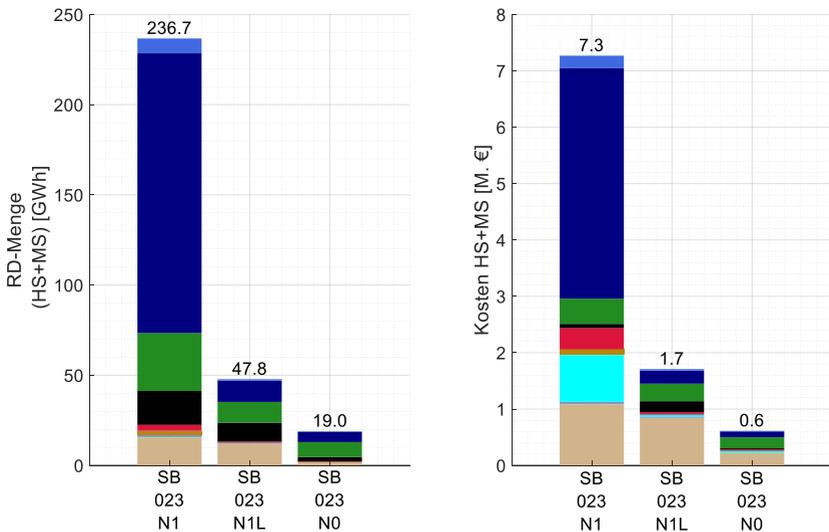


Abbildung 5–23 Redispatch-Kosten HS-Netz für Anlagenbetriebsszenarien bei Redispatch 2.0 vs. kostenbasierter Engpassbehebung (Zugriff auf HS- und MS-Flexibilitätsoptionen)

### Kostenbasierter Redispatch mit HS- und MS-seitigen Flexibilitäten

Nachdem zuvor Potenziale durch marktbezogene Maßnahmen im Netzsicherheitsmanagement beleuchtet wurden, wird nun am Beispiel eines reduzierten Umfangs **vorzuhaltender Sicherheitsreserven** das Potenzial einer **netzbezogenen Maßnahme** bewertet. Hierbei werden die beiden in Abschnitt 4.3.3 vorgestellten

Varianten eines vollständigen Verzichts auf die (n-1)-Sicherheit (Variante 1) sowie einer Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit der Verbraucher bei vollständiger Einspeisereduktion der EE-Anlagen (Variante 2) analysiert. Die Potenziale dieses netzbezogenen Freiheitsgrads illustriert Abbildung 5–24 anhand der Entwicklung abgerufener Redispatchmengen (links) und -Kosten (rechts) im Referenz-Anlagenbetriebsszenario (bei Redispatch-2.0). Links sind die Ergebnisse bei Einhaltung der (n-1)-Sicherheit unter Beachtung volatiler Erzeugung (**SB 023 N1**), mittig bei Einhaltung der (n-1)-Sicherheit unter Vernachlässigung volatiler Erzeugung (**SB 023 N1L**) und rechts bei (n-0)-Sicherheit (**SB 023 N0**) dargestellt. Die Ergebnisse des Referenzszenarios (**SB 023 N1**) entsprechen Szenario **SB 023 RD** aus den vorherigen HS-Simulationen. Sämtliche vorherigen HS-Simulationen sind (n-1)-sicherer kalkuliert. Die Farbkodierung entspricht der Legende der Abbildungen 5-20 – 5-23 (Differenzierung Technologie und Spannungsebene).



**Abbildung 5–24 Redispatch-Volumen und Kosten netzkompatibler Fahrpläne bei Reduktion vorzuhaltener Sicherheitsreserven (Redispatch 2.0 und Referenz-Anlagenbetrieb)**

Die Ergebnisse belegen ein hohes Potenzial, durch eine Reduktion vorzuhaltender Reserven, sowohl die Kosten, als auch die abgeregelte Energiemenge aus EE-Anlagen signifikant zu reduzieren. Prämisse ist, dass durch echtzeitfähige Betriebsführungssysteme sichergestellt ist, dass in Ausfallsituationen unmittelbar eine selektive Einspeisereduktion der EE-Anlagen realisiert wird. Im exemplarischen Fall wird bei Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit der Verbraucher eine Kostenreduktion um 77 % realisiert, während ein vollständiger Verzicht auf vorzuhaltende Sicherheitsreserven die Kosten um 92 % reduziert. Die Sicherstellung

der verbraucherseitigen (n-1)-Sicherheit bei einer antizipierten vollständigen Reduktion der EE-Einspeisung erfordert einen stärkeren Einsatz von positivem Redispatch aus KWK-Anlagen, Speichern sowie zum Teil EE-Anlagen, die marktbedingt abgeregelt sind. In lastgeprägten NNF, zeigt sich eine mit dem im Referenzszenario anfallenden Bedarf vergleichbare Menge an positivem Redispatch. In stark erzeugungsdominierten NNF steigen hierbei die Opportunitätskosten aufgrund niedriger Strompreise (anfallender Brennstoffeinsatz bei geringem Erlös).

### 5.3.3 Analyse der gekoppelten Simulation HS- und MS-Netze

Folgend auf die isolierte Bewertung des HS- und MS-Netzbetriebs unter Integration von Flexibilitätsoptionen, wird nun die gekoppelte, parallelisierte Simulation des HS-Netzes mit mehreren MS-Netzen und speziell die **Validität aggregierter Kostenannahmen** betrachtet. Im Fokus steht exemplarisch das Anlagenbetriebs-szenario unter Eigenverbrauchsoptimierung gewerblicher Akteure (**SB 023**) bei netzbetrieblicher Integration von Flexibilitätsoptionen aus MS-Netzen. Die in der HS-Netzoptimierung (ohne parallele Simulation, vgl. Abschnitt 5.3.2) angesetzten Kostenfaktoren und technischen Grenzen für MS-Flexibilität wurden zuvor je Anlagenbetriebsszenario a-priori durch Simulation aller MS-Netze ermittelt. Der Einsatz der parallelisierten Simulation führt dabei, bis zum Übergabezeitpunkt der Redispatch-Datenpunkte an den HS-Netzbetreiber, nicht zu relevanten Änderungen in der Simulation unterlagerter MS-Netze. Kostenfaktoren und technische Grenzen sowie folglich die HS-seitige Selektion von Anlagenclustern aus MS-Netzen, bleiben weitgehend unverändert. Erst die HS-seitige Abrufanfrage und die im MS-Netz durchzuführende Disaggregation auf Einzelanlagen unter Einhaltung lokaler Netzrestriktionen resultiert in relevanten Änderungen. Dabei können verfahrensbedingt für den HS-Netzbetrieb die **Fehleinschätzung der Akteurs-Kosten** sowie andererseits einer **Fehleinschätzung der Flexibilitätsverfügbarkeit durch MS-seitige Engpässe** als relevante Effekte auftreten.

Die Kostenkalkulation je Redispatch-Cluster erfolgt anhand einer mit dem Redispatchvermögen (RDV) leistungsgewichteten Kostenmittelung aller zugeordneten Einzelakteure. Die Kosten sind auf den maximalen Abruf positiver/negativer Flexibilität taxiert. In der Realität handelt es sich jedoch nicht um eine lineare Kostenfunktion. Nach MS-seitiger Allokation des Abrufs auf Einzelanlagen und neuer Fahrplankalkulation der Akteure, treten somit Kostenänderungen auf, die tendenziell in einer Überschätzung der Kosten resultieren. Weiterhin bildet das Verfahren keine Weitergabe des netzkompatiblen RDV ab. Vielmehr orientiert es sich an der Redispatch-2.0-Logik einer RDV-Bemessung anhand anlagenseitig aktivierbarer Wirkleistungsabrufe. Zur Prävention einer Fehlallokation wird gleichwohl das RDV von Redispatch-Clustern, das bereits MS-seitig abgerufen wird, vom für den HS-Netzbetreiber verfügbaren RDV ausgeschlossen. Gleiches

gilt, falls MS-seitig RDV abgerufen wird (positiv/negativ), für das RDV der gegenläufigen Redispatch-Richtung. Trotz dieser Maßnahmen existieren Situationen, wo der HS-seitig angeforderte Abruf eines Clusters entweder nicht realisierbar ist, oder zwar umsetzbar, jedoch nur unter Ergreifung weiterer Maßnahmen (bspw. kann die Gleichzeitigkeit von Wärmestromanlagen bei Abruf die Anfahrt von KWK-Anlagen erfordern). Es kann somit zu Kosten aufgrund einer Verteuerung der Engpassbehebung im MS-Netz, oder im Fall einer Nicht-Erfüllbarkeit zu erhöhten Alternativkosten für die Engpassbehebung im HS-Netz kommen.

Den Beitrag dieser Effekte und die „realen“ Gesamtkosten (rechts) quantifiziert für das exemplarische Szenario das nachfolgende Wasserfalldiagramm (Kosten aus 5.3.2 links). In den 7 durchgeführten Simulationen wurden sukzessive mehr MS-Netze integriert (jeweils sechs), um eine Orientierung abzuleiten, ab welcher Anzahl von Netzen eine vernachlässigbare Wirkung besteht. Die zuvor genannten kostensteigernden bzw. -senkenden Effekte sind separat dargestellt. Je durchgeführter Simulation erweitert sich die Abbildung um drei Säulen, welche jeweils den Einfluss der zuvor skizzierten Effekte quantifizieren.

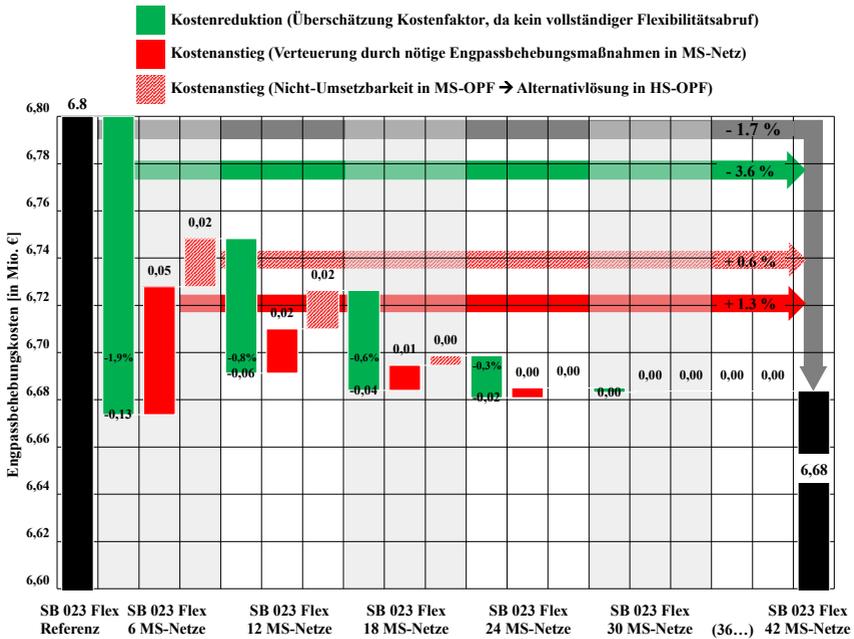
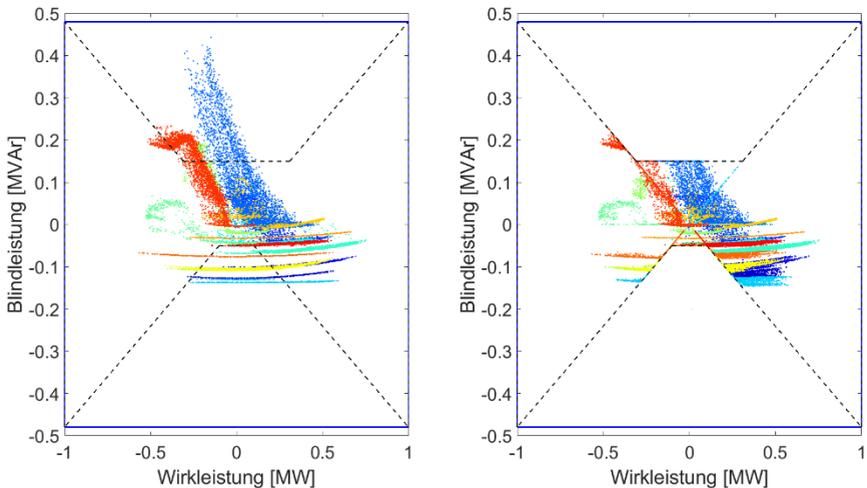


Abbildung 5–25 Kostenentwicklung in HS-Netz bei gekoppelter Simulation (MS und HS) bei Referenz-Anlagenbetrieb (SB 023) mit Flexibilität aus HS- und MS-Netzen

Der im Diagramm erkennbare, abfallende Einfluss der Effekte, erklärt sich durch die gewählte Reihenfolge der in die Simulation integrierten MS-Netze. Die Reihenfolge orientiert sich hierbei an der PTFD-Sensitivität der Knoteneinspeisung des jeweiligen MS-Netzes auf engpassbehaftete Leitungen im HS-Netz. Somit werden zunächst Netze integriert, die einen hohen Einfluss auf engpassbehaftete Leitungen und folglich einen tendenziell höheren Redispatch-Abruf aufweisen. Der infolge sinkender Abrufe fallende Einfluss auf die Abschätzung der Engpassbehebungskosten, offenbart somit einen abnehmenden Grenznutzen bei sukzessiver Integration von MS-Netzen in die Simulation. Bei vollständiger Integration aller Netze erfolgt im Saldo eine Kostenreduktion um 1,7 %. Die kostensenkenden Effekte in Höhe von 3,6 % erklären sich vorwiegend aus der Nichtlinearität der Abrufkosten und dem Umstand, dass meist nicht das maximale Potenzial abgerufen wird. Die kostensteigernden Effekte belaufen sich in Summe auf 1,9 %. Das Kostenreduktionspotenzial von 6,5 %, das für das betrachtete Szenario bei netzbetrieblicher Integration von Flexibilitätsoptionen ohne gekoppelte Simulation ausgewiesen wurde (vgl. 5.3.2), steigert sich somit auf 8,2 %.

#### 5.3.4 Analyse von Restriktionen der Netzschnittstelle Hoch- und Mittelspannung

Mit Blick auf die Anforderungen an die HS/MS-Netzschnittstelle gemäß aktueller technischer Anwendungsregeln (vgl. Abschnitt 2.2.1) erfolgt, in diesem Abschnitt eine Demonstration der Funktionsfähigkeit der vorgeschlagenen Formulierung aus Abschnitt 4.3.3. Hierzu wird in Abbildung 5–26 exemplarisch die Wirk- und Blindleistung am NVP ausgewählter MS-Netze nach der Netzoptimierung betrachtet. Der linke Teil zeigt das Ergebnis ohne, der rechte das Ergebnis mit integrierter Formulierung. Betrachtungsgrundlage ist die Simulation des Referenz-Anlagenbetriebsszenarios (**SB 023**) unter Einsatz von Redispatch 2.0. Die HS-seitige Sammelschienen-Spannung des Umspannwerks, die in den MS-Netzsimulationen als Slack-Knoten fungiert, wurde aus der HS-Netzsimulation für die jeweilige Station übernommen und in der Optimierung als Restriktion vorgegeben. Die ausgewählten Netze zeichnen sich dadurch aus, dass ihr Wirk- und Blindleistungsverhalten am NVP die Einhaltung der definierten Grenzwerte verletzt. Im Umkehrschluss sind folglich 26 der 42 betrachteten MS-Netze nicht von einer Grenzwertverletzung betroffen. Der Vergleich beider PQ-Streudiagramme bestätigt zunächst die funktionale Erfüllung durch die Einhaltung der Grenzwerte in allen betrachteten Netzen im rechten Teil der Abbildung. Obschon die Grenzwerteinhaltung in den betrachteten Netzen mehrheitlich mit den intern verfügbaren netzbezogenen Freiheitsgraden (Stufensteller des Umspannwerks und Blindleistungsmanagement dezentraler Erzeugungsanlagen und Speicher) gelöst werden kann, sind in einigen Fällen auch marktbezogene Maßnahmen erforderlich.



**Abbildung 5-26** PQ-Streudiagramme HS/MS-Schnittstelle von 16 MS-Netzen vor und nach Integration der Netzstellen-Restriktion in die MS-Netzoptimierung

In den Netzen, die zur Grenzwerteinhaltung einen Bedarf marktbezogener Maßnahmen aufweisen, zeigt sich in Summe über alle betroffenen Netze ein Anstieg des negativen Redispatch um ca. 2 % und um 6 % im Bereich des positiven Redispatch. Bereits das wiederholte Auftreten von Grenzwertverletzungen erfordert die Abstimmung kurzfristiger Maßnahmen zwischen vor- und nachgelagertem Netzbetreiber, soweit Spannungsprobleme im vorgelagerten Netz auftreten. Trotz des Umstands, dass im Rahmen der Netzsimulationen des exemplarischen HS-Netzes keine Spannungsprobleme beobachtet werden konnten, legen spätestens Netzkonfigurationen mit dem Bedarf marktbezogener Maßnahmen zur Einhaltung der NVP-Restriktionen eine Installation von Kompensationselementen nahe. Die VNB sind im Rahmen ihres regelmäßigen Austauschs zur Netzplanung an den NVP gemäß TAB ohnehin verpflichtet, Szenarien für die Dimensionierung von Kompensationselementen miteinander abzustimmen [VDE22].

### 5.3.5 Diskussion und Fazit

Die Ergebnisse der Netzoptimierung bestätigen klar den **ökonomischen Mehrwert einer Integration von Flexibilitätsoptionen** in den Netzbetrieb. Zudem bestätigt sich die in anderen Forschungsarbeiten identifizierte Vorteilhaftigkeit eines kostenbasierten Engpassmanagements. Mit Blick auf das exemplarische HS-Netz einer Windausbauregion, ist dabei eine **stärkere Ausnutzung netzbetrieblicher Reserven und betrieblich zulässiger Toleranzbänder** zunächst gegenüber dem hohen Aufwand einer Integration kleinteiliger Flexibilitätsoptionen **zu**

**favorisieren.** Dies begründet sich durch die hohe Effizienz und technische Reife dieser netzbasierten Maßnahmen sowie auch dadurch, dass die Anlagenbetriebs-szenarien mit dem höchsten Reduktionspotenzial vielmehr energiewirtschaftliche Extremszenarien sind. Im Fall lastdominierter HS-Netze in Ballungsräumen oder in Stadtnetzen, ist diese Priorisierung jedoch zu überprüfen. Auf Ebene der MS-Netze, erweist sich der ökonomische Mehrwert einer netzbetrieblichen Integration von Flexibilitätsoptionen vorrangig in der Vermeidung eines vom Zubau neuer Verbrauchsanlagen getriebenen Netzausbaus. Es zeigt sich somit der Bedarf einer Weiterentwicklung von Instrumenten wie § 14c EnWG, um diese Potenziale marktbasierend zu erschließen. Es ist anzumerken, dass die verwendete Netzausbau-Heuristik keine ökonomische Abwägungsentscheidung zwischen betrieblichen Maßnahmen und dem Ausbau modelliert, sondern sich ausschließlich an der technischen Notwendigkeit orientiert. Im Hinblick auf die ökonomische Abwägung zwischen Netzausbau und dem betrieblichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen, besteht somit weiteres Optimierungspotenzial.

Bei der exemplarischen Betrachtung **anlagenbetrieblicher Szenarien**, erweist sich im Fall der **Verbundoptimierung aller Akteure** ein hohes Kostensenkungspotenzial von 9 % im **HS-Netzbetrieb** mit reguliertem Redispatch gegenüber den Kosten des regulierten Redispatch im Referenz-Anlagenbetriebsszenario. Eine zusätzliche netzbetriebliche Einbindung von Flexibilitätsoptionen senkt im Verbundoptimierungsszenario die Kosten um weitere 13 %, sodass die Engpassbehebungskosten im Vergleich zu den Kosten bei reguliertem Redispatch im Referenz-Anlagenbetriebsszenario um maximal 22 % reduziert werden. Aufseiten des **MS-Netzbetriebs** und **-ausbaus** bedingt das Verbundoptimierungsszenario bei reguliertem Redispatch dagegen einen Anstieg der Aufwendungen (inklusive Netzausbau) um ca. 15 % (vgl. Abbildung 5–17) bzw. 6 % (bei Limitation des Netzausbaus mit Spitzenkappung, vgl. Abbildung 5–19). Parallel zu der aus Sicht der Versorgungskosten positiven ökonomischen Einordnung, resultiert in Summe über HS und MS auch die Tendenz sinkender Netzkosten, sodass eine positive Gesamtbewertung des Konzepts der Verbundoptimierung zu konstatieren ist. Gleichwohl begründen die regulatorische Komplexität solcher Belieferungsmodelle, derzeit kaum gegebene regulatorischen Anreize sowie der sehr hohe Umsetzungsaufwand, die Einordnung, dass derartige Konzepte weiteren Forschungsbedarf aufweisen und vorerst geringe Realisationschancen haben.

Die Modellierung des **Anlagenbetriebs unter Einsatz dynamischer Stromtarife** zeigte einerseits die erhöhten Gleichzeitigkeiten von Verbrauchsanlagen in MS-Netzen und demonstrierte andererseits einen Anreiz zur Koinzidenz von Lastverlagerung und marktbedingter Abregelung, welche die Netzintegration von EE-Anlagen konterkarieren. Letzterer Umstand sollte vom Regulator adressiert werden.

Die gekoppelte Simulation von HS- und mehreren MS-Netzen ermöglichte eine Einordnung zur Validität einer a-priori-Schätzung von Kostenfaktoren für Flexibilitätsoptionen im Redispatch und den Beitrag nicht-abrufbarer Anlagen dazu abzuleiten. Die grundsätzliche Funktionsfähigkeit wurde demonstriert. Das Modell bietet vielfältige Anwendungsmöglichkeiten für weitere empirische Untersuchungen, beispielsweise eine Vertiefung der entlang von Netzebenen koordinierten Spannungshaltung.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

### 6.1 Zusammenfassung

Der Transformationsprozess der Energieversorgung in ein klimaneutrales System ist Treiber des flächendeckenden Ausbaus emissionsarmer, elektrischer Erzeugungsanlagen und der zunehmenden Elektrifizierung weiterer Energiesektoren. Die Folge ist ein stetiger Zuwachs an installierter Leistung, meist in elektrischen Verteilnetzen angeschlossener Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen. Ferner resultieren aus der volatilen Stromerzeugung und den betrieblichen Freiheitsgraden flexibler Verbrauchs- und Speicheranlagen veränderte Nutzungsmuster der Netzinfrastruktur. Die steigende Auslastung der Verteilnetze verstärkt den Bedarf, den sicheren Netzbetrieb unter Einsatz markt- und netzbezogener Maßnahmen zu gewährleisten. Zunehmend sind zudem Wechselwirkungen zwischen Spannungsebenen netzebenen-übergreifend zu koordinieren. Neben dem ab einer Mindestanlagenleistung von 0,1 MW regulierten Zugriff des Netzbetreibers auf Erzeugungs- und Speicheranlagen („marktbezogene Maßnahme“), rücken zunehmend neue marktbasierende Zugriffskonzepte in den Fokus. Gegenstand sind meist Anlagen unterhalb der Mindestschwelle und Verbrauchsanlagen, die bislang unzugänglich sind (in dieser Arbeit als Flexibilitätsoptionen bezeichnet).

Während im NS-Bereich im Zuge des §14a EnWG praktische Lösungsansätze zur Erschließung flexibler Verbrauchsanlagen in Aufbau sind, herrscht im HS- und MS-Bereich ein Mangel an Mechanismen zur Erschließung von Flexibilitätsoptionen und ein hoher Handlungsbedarf. Bisherige Forschungsarbeiten zur netzdienlichen Erschließung von Flexibilitätsoptionen in diesen Netzebenen vernachlässigen oft den erforderlichen Detaillierungsgrad des Anlagenbetriebs, der durch individuelle Abrufkosten und komplexe technische Restriktionen geprägt ist. Insbesondere wird dem Einfluss verschiedener Anlagenbetriebsstrategien oft nicht Rechnung getragen. Netzbezogene Maßnahmen zur Spannungshaltung werden teils unzureichend abgebildet sowie eine Abbildung des (n-1)-Kriteriums teils vernachlässigt oder nicht sachgerecht vorgenommen. Die Beeinflussung durch vorgelagerte oder unterlagerte Netzebenen sowie eine geschlossene oder iterative Simulation des Netzbetriebs über mehrere Netzebenen zur Abbildung von Wechselwirkungen, wird ebenso nur punktuell betrachtet.

#### **Methodische Herangehensweise und Untersuchungsdesign**

In dieser Arbeit wurde daher ein Simulations-Framework entwickelt, das eine gekoppelte Simulation des Netzsicherheitsmanagements in HS- und MS-Netzen mit Zugriff auf bewährte, marktbezogene Maßnahmen sowie auf bislang unerschlossene Flexibilitätsoptionen modelliert. Zentrale Verfahrenseigenschaften sind die

Beachtung anlagenbetrieblicher Restriktionen und die Abbildung netzbezogener Maßnahmen wie Regel-Transformatoren und Blindleistungsmanagement. Dazu nutzt das Verfahren eine agentenbasierte, modulare Architektur, die im Zuge einer Parallelisierung von Berechnungsprozessen eine Verkürzung der Simulationszeit erlaubt. Der Verfahrensablauf berücksichtigt regulatorische Prozesse und Priorisierungsgrundsätze der Interaktion zwischen Netzbetreibern. Die Netzsicherheitsrechnung und Maßnahmendimensionierung wird je Netz modular realisiert, wobei limitierende Anforderungen an den Wirk- und Blindleistungsaustausch der Netzschnittstellen abbildbar sind. Als Anlagenbetreiber-Agenten sind Aggregatoren und Prosumer („Smart Buildings“) modelliert. Letztere bilden Akteure der Verbrauchersektoren (Wohnen, Gewerbe, Industrie) unter Annahme eines eigenverbrauchsoptimierten Betriebs (statische und dynamische Stromtarife) ihres Technologieportfolios am Netzanschluss ab. Erstere adressieren den Betrieb installierter Großanlagen (Wärme- und Kälteerzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen, Elektrolyseure) unter einer Optimierung am Strommarkt. Zudem erfolgt eine Integration beider Ansätze, indem ein gekoppelter, marktoptimierter Betrieb verbraucherseitiger Anlagen mit großen EE-Anlagen als lokales, virtuelles Kraftwerk simuliert wird. Die entwickelten Optimierungsmodelle des Anlagen- und Netzbetriebs basieren auf Verfahren der gemischt-ganzzahlig linearen Programmierung. Der Netzbetriebsalgorithmus ist angelehnt an die Newton-Methode als iterativ-approximatives Verfahren mit einer Schrittweitenbegrenzung realisiert.

Die markt- und netzseitigen Potenziale einer Nutzung von Flexibilitätsoptionen wurden exemplarisch für ein konkretes Verteilnetzgebiet einer Windausbauregion mit einer Zukunftsprojektion der Versorgungsaufgabe quantifiziert und bewertet. Die Modellierung des Betriebs von Anlagen im NS-Bereich wurde hierbei in aggregierter Form abgebildet. Unter Nutzung des Hochleistungsrechners der RWTH Aachen erfolgt zunächst eine separate Verfahrensanwendung auf das HS-Netz sowie 42 unterlagerten MS-Netze. Es werden systematisch 12 kombinierte Varianten von Anlagen- und Netzbetriebsszenarien betrachtet. Zudem erfolgt eine exemplarische Betrachtung der gekoppelten Simulation.

### Wichtigste Ergebnisse

- **Anlagenbetrieb:** Im untersuchten Szenario zeigt sich ein hohes ökonomisches Potenzial, die Versorgungskosten der Akteure durch eine stärkere Marktkopplung zu senken (dynamische Stromtarife und im Verbundbetrieb). Im Extremfall einer gekoppelten Verbundoptimierung aller Anlagen und Verbraucher je MS-Netz, sind die Versorgungskosten um bis zu 39 % reduzierbar. Wohngebäude ziehen hierbei innerhalb der

Verbrauchergruppen aufgrund der höheren regulatorischen Abgabenbelastung einen höheren Nutzen, als gewerbliche Akteure.

- Beide Betriebsweisen verursachen eine **erhöhte Netzbelastung** und erfordern vor allem im **MS-Bereich** die Ergreifung zusätzlicher Maßnahmen (Netzbetrieb und -ausbau). Diese resultiert im MS-Bereich primär aus einer hohen Gleichzeitigkeit steuerbarer Verbrauchseinrichtungen.
- Die **Netzintegrationskosten** gebäudebezogener Flexibilitätsoptionen (Speicher, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) können in den MS-Netzen des untersuchten Szenarios durch deren Berücksichtigung in der Netzbetriebsoptimierung um bis zu 25 % reduziert werden. Ein Eingriff in den Anlagenbetrieb der Flexibilitätsoptionen erfolgt in geringem Umfang und primär zur Unterbindung hoher Gleichzeitigkeiten, sodass Kostenvorteile vor allem aus vermiedenem Netzausbau resultieren.
- Mit Blick auf die aus der Anlagenbetriebsstrategie **resultierende Inanspruchnahme des vorgelagerten HS-Netzes**, ist bei marktgekoppelten Strategien im Netznutzungsfall des maximalen MS-Netzbezugs ein starker Lastanstieg zu beobachten. Eine Eigenverbrauchsoptimierung aller Akteure führt meist zur geringsten Inanspruchnahme. Im Netznutzungsfall der maximalen Rückspeisung zeigt sich keine relevante Reduktion der Nachfrage abhängig von der Betriebsstrategie. Dies begründet sich durch die Koinzidenz des stärksten Einspeisezeitpunkts der lokalen Einspeisung aus Windkraftanlagen, mit einem Zeitpunkt, in dem geringer Energiebedarf und geringes Flexibilisierungspotenzial vorliegen.
- Die **Engpassbehebungskosten im exemplarisch untersuchten HS-Netz können bei netzbetrieblicher Nutzung von Flexibilitäten** um bis zu 16 % reduziert werden, wobei im MS-Netz installierte Flexibilitätsoptionen bis zu 9 % zur potenziellen Kostensenkung beitragen. Einen erheblichen Einfluss im HS-Netz hat die Umstellung auf ein kostenbasiertes Engpassmanagement, sodass Opportunitätskosten großer EE-Anlagen in der Versorgung von Verbrauchern am Netzanschluss (bspw. P2G-Anlagen) besser adressiert werden. Dies resultiert jedoch in der Selektion engpassfernerer EE-Anlagen und erhöht die EE-Abregelung.
- Ferner bestätigt sich im **HS-Bereich** das signifikante Potenzial verminderter Engpassbehebungskosten im Fall einer **reduzierten Vorhaltung von Sicherheitsreserven** (in erzeugungsdominierten Netznutzungsfällen). Diese Lockerung steht in Einklang mit den technischen Anwendungsregeln, erfordert jedoch den Einsatz echtzeitfähiger Systeme zur Sicherstellung der Engpassfreiheit in Ausfallsituationen. Im untersuchten Fall wird bei Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit der Verbraucher eine Kostenreduktion um 77 % realisiert. Ein vollständiger Verzicht auf vorzuhaltende Sicherheitsreserven reduziert die Kosten um 92 %.

- Eine Verbundoptimierung aller Akteure je MS-Netz, reduziert die **Engpassbehebungskosten des betrachteten HS-Netzes** aufgrund der lokalen Synchronisation von Verbrauch und Erzeugung bei Maßnahmeneinsatz nach Redispatch 2.0 um 13 %. Im Fall einer Optimierung aller Verbraucher unter Einsatz dynamischer Stromtarife erhöhen sich die Kosten im betrachteten Szenario um 14 %. Zentraler Treiber ist die vermehrte Nachfrageverlagerung in Phasen negativer Strompreise, zu welchen die EE-Anlagen gemäß marktseitiger Annahmen im Untersuchungsfall (1-Stunden-Regel) nicht einspeisen. Dieser Verbrauch fehlt in nachgelagerten Niedrigpreisphasen mit anhaltend hoher EE-Einspeisung, was ein Defizit in der regulatorischen Anreizstruktur offenlegt.
- Die exemplarische Anwendung der **gekoppelten Simulation des HS-Netzes mit mehreren MS-Netzen** zeigt einerseits kostenseitige Abweichungen bei der Engpassbehebung (Überschätzung) sowie andererseits vereinzelte Nicht-Abrufbarkeiten von angeforderten Redispatch-Maßnahmen aufgrund MS-seitiger Engpässe. Es resultiert zudem ein abnehmender Grenznutzen bei einer vollständigen Integration von Netzen mit zunehmender Entfernung zu Engpasslokalationen. Dieser wurde in der exemplarischen Untersuchung primär unter dem Gesichtspunkt einer Validität der Kostenschätzung des abgerufenen Flexibilität quantifiziert.
- Die Modellierung und Analyse des Wirk- und Blindleistungsaustauschs an der **Netzschnittstelle Hoch- und Mittelspannung** zeigt exemplarisch, dass die Einhaltung zulässiger Grenzwerte nach aktuellen Anwendungsrichtlinien in Einzelfällen zu Redispatch in der MS-Spannung führen kann. Dies ist ein perspektivischer Treiber für die Prüfung alternativ zu installierender Kompensationsanlagen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das entwickelte Verfahren den Anwender befähigt, den Betrieb von HS- und MS-Netzen unter Integration des Einsatzes netz- und marktbezogener Freiheitsgrade abzubilden, unter detaillierter Modellierung der Flexibilitätsoptionen. Dies bildet die Grundlage, um die Konsequenzen unterschiedlicher anlagen- und netzbetrieblicher Einsatzstrategien sowie energie- und netzwirtschaftlicher Parameter auf die Netzsicherheit in HS- und MS-Netzen zu bewerten und zu analysieren.

## 6.2 Ausblick und weiterer Forschungsbedarf

Ziel des Forschungsvorhabens war der Aufbau eines Modells, das mit Blick auf Flexibilitätsoptionen szenariobasiert die komplexe Dynamik zwischen Anlagenbetrieb und Netznutzung sowie die potenziellen Vorteile einer Integration in den Netzbetrieb von HS- und MS-Netzen simulierbar und bewertbar macht. Dies wurde im Rahmen der exemplarischen Anwendung demonstriert und kann prinzipiell auf weitere Szenarien angewendet werden. Daneben ergeben sich für künftige Forschungsarbeiten verschiedene weitere Anknüpfungspunkte.

Im Fokus des Verfahrens steht die Simulation des Netzbetriebs von HS- und MS-Netzen. Die Betriebsführung von NS-Netzen ist bislang schwach verbreitet, jedoch nunmehr im Zuge der § 14a Festlegung bis 2029 aufzubauen. Diese wird starke Rückwirkungen auf die Betriebsführung vorgelagerter Netzebenen aufweisen. Es resultiert insbesondere ein Forschungsbedarf, die Planbarkeit des MS-Netzbetriebs unter Beachtung marktbezogener Maßnahmen (nach § 14a EnWG) im NS-Netz in künftigen Verfahren besser zu erfassen. Dieser Forschungsstrang eröffnet angesichts der hohen Praxisrelevanz auch die Möglichkeit, eine stärkere Fokussierung auf die im Detail umzusetzenden Netzführungskonzepte, oder die Erfassung des Netzzustands im Rahmen von Labor- oder Feldtests vorzunehmen.

Ein weiterer Forschungsstrang ist die Ausgestaltung von Anlagenzugriffsmechanismen und Vergütungsmechanismen zur marktlichen Erschließung von Flexibilität im Verteilnetz, die im Rahmen dieser Arbeit unter Annahme eines Nachteilsausgleichs abstrahiert betrachtet wurde. Die bislang noch nicht ausgestaltete Regelung § 14c EnWG, bildet hier den Ankerpunkt zur Ausgestaltung von Konzepten in der Mittel- und Hochspannung. Weiterhin ergibt sich auch hier ein Synchronisationsbedarf mit den Regelungen des § 14a EnWG.

Ebenfalls sind Präventionsmethoden und empirische Untersuchungen für Aggregations- und Kostenschätzungsfehler auf Ebene des Anlagenverhaltens, im Kontext von Studien zur netzbetrieblichen Integration von Flexibilität, ein relevantes Handlungsfeld. Hier ist zunächst die Validitätsanalyse eines aggregierten Anlagenbetriebs – leistungsseitig, aber auch aufseiten von Opportunitätskosten – zu nennen. Zudem stellen erweiterte Kalkulationsansätze für die Bepreisung von Redispatch-Clustern (Kostenkurven für Flexibilität aufgrund der Nichtlinearität von Opportunitätskosten) sowie die Ermittlung von Leistungshüllkurven, zur Ermittlung des netzkompatiblen Redispatchvermögens von Anlagen Anknüpfungspunkte dar.

Mit Blick auf die von Interaktion der Betriebsführung entlang von Netzebenen belegte die exemplarische Untersuchung dieser Arbeit, dass sich insbesondere die Einhaltung der Netzrestriktionen an den Blindleistungsaustausch der HS/MS-

Schnittstellen als dringendes Handlungsfeld entwickeln kann. Ein möglicher Forschungsstrang ist die koordinierte Entwicklung von Maßnahmen, wobei hier auch die Berücksichtigung topologischer Aspekte, z.B. durch miteinander vermaschter MS-Netze adressiert werden sollte. Ferner bildet die Beeinflussung des HS-Netzbetriebs durch Transitflüsse aus angrenzenden HS-Netzen einen möglichen Untersuchungsgegenstand. Nicht zuletzt bietet im HS-Netzbetrieb auch die Koordination mit Maßnahmen des Engpassmanagements und der Spannungshaltung im Übertragungsnetz Potenziale für eine Vertiefung in weiteren Forschungsarbeiten. Dies betrifft insbesondere die Umsetzung von Maßnahmen von Übertragungsnetz-seitigen Vorgaben an spezifische Netzschnittstellen durch eine koordinierte Einhaltung dieser Anforderungen innerhalb konkreter HS-Netze.

Schließlich bietet die Verzahnung des Forschungsfelds neuartiger Versorgungskonzepte wie Virtuelle Kraftwerke (Plattformansätze, Energiegemeinschaften, etc.) mit der Betrachtung von Rückwirkungen auf den Netzbetrieb, einen Anknüpfungspunkt, um anlagenbetriebliche Potenziale gesamtwirtschaftlich besser zu erschließen und enger mit dem Netzbetrieb zu synchronisieren.

## Abkürzungsverzeichnis

ANB.....	<i>Anschlussnetzbetreiber</i>
ARegV .....	<i>Anreizregulierungsverordnung</i>
Auslastungsmonitoring .....	<i>Auslastungsmonitoring</i>
BDEW.....	<i>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft</i>
BEV .....	<i>Bruttoendenergieverbrauch</i>
BHKW .....	<i>Blockheizkraftwerk</i>
BKV .....	<i>Bilanzkreisverantwortlicher</i>
BNetzA .....	<i>Bundesnetzagentur</i>
BSV.....	<i>Bruttostromverbrauch</i>
DACF.....	<i>Day-Ahead Congestion Forecast</i>
DEA .....	<i>Dezentrale Energiewandlungsanlagen</i>
DIN .....	<i>Deutsches Institut für Normung</i>
DSM.....	<i>Demand Side Management</i>
EE .....	<i>Erneuerbare Energien</i>
EEG.....	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>
EEX.....	<i>European Energy Exchange (Strombörse)</i>
EIV.....	<i>Einsatzverantwortlicher</i>
EKBG .....	<i>Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz</i>
EMS .....	<i>Energiemanagement-System</i>
ENTSO-E.....	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EnWG .....	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>
ESM .....	<i>Einspeisemanagement</i>
ESS .....	<i>ENTSO-E Scheduling System (Datenformat)</i>
EV .....	<i>Eigenverbrauch</i>
EVN.....	<i>Energieversorgungsnetze</i>
EVS.....	<i>Energieversorgungssystem</i>
EVU .....	<i>Energieversorgungsunternehmen</i>
EZA.....	<i>Erzeugungsanlagen</i>
FLM.....	<i>Freileitungsmonitoring</i>
FW .....	<i>Fernwärme</i>
GGLP.....	<i>Gemischt-Ganzzahliges, Lineares Programm</i>
GHD.....	<i>Gewerbe, Handel, Dienstleistungen</i>
GuD.....	<i>Gas- und Dampfkraftwerk</i>
HöS .....	<i>Höchstspannung</i>
HS .....	<i>Hochspannung</i>
ICF.....	<i>Intraday Congestion Forecast</i>
IKT.....	<i>Informations- und Kommunikationstechnologie</i>
JAZ .....	<i>Jahresarbeitszahl</i>

---

KS .....	<i>Kurzschluss</i>
KWK .....	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
KWKG .....	<i>Kraftwärmekopplungsgesetz</i>
LODF .....	<i>Line Outage Distribution Factor, Siehe</i>
LP .....	<i>Lineares Programm</i>
MaStR .....	<i>Marktstammdatenregister</i>
MS .....	<i>Mittelspannung</i>
NLP .....	<i>Nichtlineare Programme</i>
NP .....	<i>Nichtdeterministisch Polynomiell(e) Zeit</i>
NS .....	<i>Niederspannung</i>
NSM .....	<i>Netzsicherheitsmanagement</i>
NVP .....	<i>Netzverknüpfungspunkt</i>
ONS .....	<i>Ortsnetzstation</i>
OPF .....	<i>Optimal Power Flow</i>
OV .....	<i>Objektversorgung</i>
P2Chem .....	<i>Power-to-Chemicals</i>
P2F .....	<i>Power-to-Fuel</i>
P2G .....	<i>Power-to-Gas</i>
P2H .....	<i>Power-to-Heat (Wärmestromanlagen)</i>
PPAs .....	<i>Power Purchase Agreements</i>
PTDF .....	<i>Power Transfer Distribution Factor</i>
PVA .....	<i>Photovoltaik-Anlagen</i>
RDV .....	<i>Redispatchvermögen</i>
RWTH .....	<i>Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen</i>
SDL .....	<i>Systemdienstleistung</i>
SEE .....	<i>Steuerbare Erzeugungseinheiten</i>
SLK .....	<i>Spitzenlastkessel</i>
SOC .....	<i>State Of Charge (Ladezustand)</i>
SR .....	<i>Steuerbare Ressource</i>
SSE .....	<i>Steuerbare Stromspeichereinheiten</i>
StromNEV .....	<i>Stromnetzentgeltverordnung</i>
TAR .....	<i>Technische Anschlussrichtlinie</i>
TATL .....	<i>Temporary Admissible Transmission Loading</i>
ÜN .....	<i>Übertragungsnetz</i>
ÜNB .....	<i>Übertragungsnetzbetreiber</i>
VDE .....	<i>Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik</i>
VN .....	<i>Verteilnetz</i>
VNB .....	<i>Verteilnetzbetreiber</i>
WEA .....	<i>Windenergieanlagen</i>
ZFW .....	<i>Zielfunktionswert</i>

## Literaturverzeichnis

- [50H18] 50Hertz Transmission GmbH und die Betreiber der unterlagerten 110 kV-Netze: Zwischenbericht des 10-Punkte-Programms zur SDL-Weiterentwicklung, 2018.
- [50H19] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2019, Zweiter Entwurf, 2019.
- [Aca17] Acatech: Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende, 2017.
- [ACE17] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Council of European Energy Regulators (CEE): Facilitating Flexibility. White Paper # 3 on European Commission Clean Energy Proposals, 2017.
- [AGE24] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik: Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2023. März 2024.
- [Ago17] Agora Energiewende; prognos AG; Fichtner GmbH & Co. KG: Flexibility in thermal power plants. With a focus on existing coal-fired power plants. Studie, 2017.
- [Ago23] Ahrendts, F. et al.: Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie. Publikation, 2023.
- [ARG17] Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber: Gemeinsamer Netzausbauplan der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber, 2017.
- [Bal11] Balamurugan, K.; Srinivasan, D.: Review of Power Flow Studies on Distribution Network with Distributed Generation. IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 2011.
- [Bar13] Barth, R.: Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen. Dissertation, Universität Stuttgart, 2013.
- [BDE17] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, 2017.

- [BDE18a] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Flex-Router-Konzept - ein Impuls der VNB der Projektgruppe DSO 2.0 im BDEW, 2018.
- [BDE18b] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Vergütung von Redispatch-Maßnahmen. Branchenleitfaden. Anlage, 2018.
- [BDE19] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Das 3-Säulen-Modell - Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für einen Finanzierungsrahmen für EE-Anlagen (Positionspapier). Positionspapier, 2019.
- [BDE20a] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit Redispatch 2.0, 2020.
- [BDE20b] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0 - Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse. Prozessbeschreibung, 2020.
- [BDE21] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Detailprozesse für die Netzbetreiberkoordination im Redispatch 2.0. Anwendungshilfe, 2021.
- [BDEW21] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: BDEW-Übergangslösung zum gesicherten Einstieg in den Redispatch 2.0 zum 01. Oktober 2021.
- [Ben62] Benders, J. F.: Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische Mathematik* 4/1962, pp. 238–252, 1962.
- [Bie14] Biegel, B.: *Distributed Energy Resources in the Liberalized Electricity Markets*. Dissertation, Aalborg University Denmark, 2014.
- [Bie19] Bienstock, D.; Verma, A.: Strong NP-hardness of AC power flows feasibility. *Operations Research Letters* 47, pp. 494–501, 2019.
- [BMW15] BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Das Weißbuch - Ein Strommarkt für die Energiewende*, 2015.
- [BMW21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Marktreformplan - Umsetzungsplan für Deutschland nach Art. 20 Strombinnenmarktverordnung (BMVO)*, 2021.
- [BNA15] Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht Energie 2015*, 2015.

- [BNA16] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2016, 2016.
- [BNA17a] Bundesnetzagentur: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Q4 und Gesamtjahr 2016, 2017.
- [BNA17b] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht Energie 2017, 2017.
- [BNA18a] Bundesnetzagentur: EEG in Zahlen 2017, 2018.
- [BNA18b] Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlösen bzw. Erträge aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. BK6-18-122.
- [BNA19a] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht Energie 2018, 2019.
- [BNA19b] Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2018. Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG, 2019.
- [BNA19c] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht Energie 2019, 2019.
- [BNA20] Bundesnetzagentur: Prosumer-Modell - Erläuterungen zur Präsentation, 2020.
- [BNA20a] Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen. BK6-20-059, 2020.
- [BNA20b] Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung). Aktenzeichen PGMF-8116-EnWG § 13j.
- [BNA21a] Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen. BK6-20-060, 2021.
- [BNA21b] Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen, 2021.
- [BNA21c] Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020. Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG Stand: März 2021, 2021.
- [BNA21d] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht Energie 2020, 2021.

- [BNA21e] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht Energie 2021, 2021.
- [BNA22] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt: Monitoringbericht Energie 2022, 2022.
- [BNA23a] Bundesnetzagentur: Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022. Bericht, 2023.
- [BNA23b] Bundesnetzagentur: Beschluss aus dem Festlegungsverfahren BK6-22-300 zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz.
- [BNA23c] Bundesnetzagentur: Konsultation zur Festlegung der Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die marktliche Beschaffung eines Systemdienstleistungsprodukts im Echtzeitbereich aus abschaltbaren Lasten nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV i.V.m. § 13 Abs. 6 EnWG. Festlegung FSV SEAL.
- [BNA23d] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt: Monitoringbericht Energie 2023, 2023.
- [BNA23e] Bundesnetzagentur: Marktstammdatenregister. Eigene Auswertung Marktstammdatenregister, 31.12.2023. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, accessed 28 Apr 2024.
- [BNA24] Bundesnetzagentur: Festlegungsverfahren zur Bestimmung der Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs, die eine zuschaltbare Last zu erfüllen hat nach § 13k Absatz 3 Satz 3 EnWG, Aktenzeichen: 4.12.05.04/1.
- [BNE15] Bundesverband Neue Energiewirtschaft (B.N.E): Flexibilitätsvermarktung im deutschen Strommarkt - Die Rolle von Aggregatoren und integrierten Flexibilitätsvermarktern, 2015.
- [Bra02] Braun, A.: Anlagen- und Strukturoptimierung von 110-kV-Netzen. Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2002.
- [Büc14] Büchner, J. et al.: Verteilnetzstudie - Moderne Verteilernetze für Deutschland, 2014.
- [Büc19] Büchner, J.: Marktbasieretes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland. Positionspapier, 2019.
- [Bun21] Bundesregierung: Antwort der Bundesregierung. Drucksache 19/28932 vom 07.05.2021, 2021.

- [Bur13] Burkard, R. E.; Zimmermann, U. T.: Einführung in die Mathematische Optimierung. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2013.
- [BUW16] Bergische Universität Wuppertal; Siemens AG: Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze. Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen, 2016.
- [Cap11] Capitanescu, F. et al.: State-of-the-Art, Challenges and Future Trends in Security Constrained Optimal Power Flow. Electric Power Systems Research 81 no. 8/2011, pp. 1731–1741, 2011.
- [Cap16] Capitanescu, F.: Critical Review of recent advances and further developments needed in AC OPF. Electric Power Systems Research 136, pp. 57–68, 2016.
- [Cig06] Cigré Working Group B2.12: Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings, 2006.
- [Cig14] Cigré Working Group B2.43: Guide for thermal rating calculations of overhead lines, 2014.
- [Cof14] Coffrin, C.; van Hentenryck, P.: A Linear-Programming Approximation of AC Power Flows. INFORMS Journal on Computing 4/26, pp. 718–734, 2014.
- [Con15] Consentec GmbH: Koordination von Markt und Netz - Ausgestaltung der Schnittstelle, 2015.
- [Con16] Consentec GmbH; Forschungsgemeinschaft für Hochspannungstechnik e.V. (FGH): Notwendiger Daten- und Informationsbedarf einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz. Gutachten im Auftrag der ÜNB, 2016.
- [Con18] Consentec GmbH; ECOFYS; Becker Büttner Held: Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemicherheit im deutschen Netz. Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2018.
- [con20] connect+: Initiale Anforderungen an das Postverteilkonzept und Netzbetreiberdatenaustauschkonzept. Bericht des Arbeitspaketes „Grobspezifikation Datenaustausch“ (AP3) aus dem Projekt Connect+, 2020.

- [Con21] Contreras Schneider, D. A.: Estimation of Flexibility Potentials in Active Distribution Networks. Dissertation, Universität Stuttgart, 2021.
- [Con24] Consentec GmbH: Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 - Weiterentwicklung von Redispatch 2.0 im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2024.
- [Cra21] Cramer, W.: Bewertung lokaler Energiemärkte. Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2021.
- [Dae18] Daehling, S.; Kolen, S.; Monti, A.: Swarm-based automation of electrical power distribution and transmission system support. IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications 4/3, pp. 212–223, 2018.
- [Dae21] Dähling, S.: Cloud-based Multi-Agent Systems for Flexibility Management in Future Distribution Grids. Dissertation, RWTH Aachen University.
- [Dan60] Danzig, G. B.; Wolfe, P.: Decomposition Principle for Linear Programs. Operations Research 8(1)/1960, pp. 101–111, 1960.
- [Ded16] Dederichs, T.; Medert, H.: Netzinnovationen in Deutschland. Beiträge der Netzbetreiber zur Umsetzung der Energiewende, Berlin, 2016.
- [den12] Deutsche Energieagentur (dena): Verteilnetzstudie- Ausbau- und Innovationsbedarf bis 2030, 2012.
- [den14] Deutsche Energieagentur (dena): dena-Studie SDL 2030 - Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil EE, 2014.
- [den16] Deutsche Energieagentur (dena): Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem - Handlungsbedarfanalyse der DENA-Plattform SDL, 2016.
- [den17] Deutsche Energieagentur (dena); BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET): Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses - 'Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien'.
- [den18] Deutsche Energieagentur (dena): Leitstudie - Integrierte Energiewende, 2018.

- [den19] Deutsche Energieagentur (dena): Elemente der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit - Definitionen und Abgrenzung, 2019.
- [den20a] Deutsche Energie-Agentur GmbH, ef.Ruhr GmbH: Systemsicherheit 2050. Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem. Studie, 2020.
- [den20b] Berger, F.; Müller, A. R. D.: Ergebniszusammenfassung des dena-Symposiums 'Optimierte Auslastung durch innovativen Stromnetzbetrieb'. Deutsche Energie-Agentur (dena), Berlin.
- [Deu21] Deuchert, B. et al.: Ausgestaltung der marktgestützten Flexibilitätsbeschaffung gemäß § 14c EnWG - Erfahrungen mit der SINTEG- Plattform ENKO. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 6. Ausgabe, 2021.
- [Die14] Dierkes, S.: Bewertung der Spannungsstabilität im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem. Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2014.
- [DIN01] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 50182:2001-12, Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten. Beuth Verlag, 2001.
- [DIN08] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN IEC 60076-7 VDE 0532-76-7:2023-05: Leistungstransformatoren. Teil 7 Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren. Beuth Verlag, 2008.
- [DIN11] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Beuth Verlag, 2011.
- [DIN13a] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN VDE 0298-4 VDE 0298-4:2023-06, Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen. Teil 4: Empfohlene Werte für die Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen für feste Verlegung in und an Gebäuden und von flexiblen Leitungen. Beuth Verlag, 2013.
- [DIN13b] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 50341-1 VDE 0210-1:2013-11, Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV, 2013.

- [DIN16] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN EN 609009-0, Kurzschlussströme in Drehstromnetzen. Teil 0 - Berechnung der Ströme.
- [Dod18] Doderer, H.; Steffensen, S.; Schäfer-Stradowsky, S.: Power to Heat. Eine Chance für die Energiewende. Positionspapier, 2018.
- [Dra18] Drayer, E.: Resilient Operation of Distribution Grids with Distributed-Hierarchical Architecture. Dissertation, Universität Kassel, 2018.
- [EBG22] Deutscher Bundestag: Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken (EKBG) zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften, 2022.
- [Ebr21] E-Bridge Consulting GmbH: Wirtschaftsministerkonferenz fordert Ausgestaltung des Rechtsrahmens für marktbasierete Flexibilität im Verteilnetz. Pressemitteilung, zuletzt geprüft am 31.03.2024, 2021.
- [EEAV19] Bundesregierung: Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEAV), 2019.
- [EEG24] Deutscher Bundestag: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (in der zum Abgabetag dieser Arbeit gültigen Fassung).
- [EEV21] Bundesregierung: Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 87 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist.
- [EFG23] Deutscher Bundestag: Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 26. Juli 2023.
- [Eic15] Eickmann, J.: Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb. Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2015.
- [Els15] Elsner, P.; Fishedick, M.; Sauer, D. U.: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge, München, 2015.

- [Ene14] Energynautics GmbH; Öko-Institut; Bird & Bird LLP: Verteilernetzstudie Rheinland-Pfalz, 2014.
- [Eng17] Engelbrecht, D.: Untersuchung der Potentiale und Anforderungen an ein Wirkleistungsmanagement im Verteilnetz mit einem hohem Anteil von dezentralen Erzeugungsanlagen. Dissertation, TU Cottbus, Cottbus, 2017.
- [Erl23] Erlemeyer, F.: Wechselwirkungen einer multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung mit der Betriebsplanung proaktiver Verteilnetze. Dissertation, TU Dortmund, 2023.
- [EU18] Europäische Union: Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, 2018.
- [EU19] Europäische Union: Richtlinie 2019/944 des europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU. EU 2019/944, 2019.
- [EUC14] European Commission (EUC): Beschlüsse zum Klima- und Energierahmen 2030, 2014.
- [EUC17] European Commission (EUC): Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb. 2017/1485, 2017.
- [EUC18] European Commission (EUC): Ein sauberer Planet für alle - Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft. Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den europäischen Rat, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die europäische Investitionsbank, Brüssel, 2018.
- [EUC21] European Commission (EUC): "Fit für 55": auf dem Weg zur Klimaneutralität - Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Brüssel, 2021.
- [Ewe00] Ewert, A.: Fremdnetzidentifikation für die Überwachung und Steuerung des Netzbetriebes. Dissertation, RWTH Aachen University, 2000.

- [EWG24] Deutscher Bundestag: Energiewirtschaftsgesetz, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (in der zum Abgabetag dieser Arbeit gültigen Fassung), 2024.
- [EWI18] Energiewirtschaftliches Institut an zu Köln (EWI): Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung, 2018.
- [EWI21] Energiewirtschaftliches Institut zu Köln (EWI): Ökonomische Bewertung des Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen in der Stromversorgung. Kurzstudie, 2021.
- [FFE21] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE); Hamburg Institut: Grüne Fernwärme für Deutschland. Potenziale, Kosten, Umsetzung. Studie im Auftrag des BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hamburg - München, 2021.
- [Fig24] Figgner, J. et al.: The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>, Stichtag: 24.04.2024.
- [FNN09] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen, 2009.
- [FNN17a] Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE (FNN): Spitzenkapung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad, 2017.
- [FNN17b] Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE (FNN): Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. Berichtsjahr 2016, 2017.
- [For14] Fortenbacher, P. et al.: Grid-Constrained Optimal Predictive Power Dispatch in Large Multi-Level Power Systems with RES and Storage Devices. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, 2014.
- [Fra18] Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Sektorenkopplung - Definition, Chancen und Herausforderungen, 2018.
- [Fro18] Frontier Economics Ltd.: Internationale Aspekte einer P2X-Roadmap - Zusammenfassung, 2018.
- [Fru23] Früh, H. et al.: Coordinated Vertical Provision of Flexibility From Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems 38 (2)/2023, pp. 1834–1844, 2023.

- [Geo74] Geoffrion, A. M.: Lagrangean Relaxation for Integer Programming. *Mathematical Programming Study* 2/1974, pp. 82–114, 1974.
- [Ger18] Gerard, H.; Puente, E. I. R.; Six, D.: Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector - A conceptual framework. *Utilities Policy* Vol. 50, p. 40–48, 2018.
- [Ger21] Gerhardt, N.; Yu, Y. J.: Transformationspfade der Fernwärme in Rückkopplung mit dem Energiesystem und notwendige Rahmenbedingungen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: Transformationspfade im Wärmesektor – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem, 2021.
- [Ges17] Geschermann, K.: Bewertung einer marktbasierter Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz. Dissertation, RWTH Aachen University, 2017.
- [Gne20] Gneisenau, C. von; Hilpert, J.: Zuschaltbare Lasten im System der Anreizregulierung, 2020.
- [Goe17] Goergens, P.: Verfahren zur aktiven Betriebsführung von NS-Netzen. Dissertation, RWTH Aachen University, 2017.
- [Haq18] Haque, A. N. M. M.: Smart Congestion Management in Active Distribution Networks. Dissertation, Technische Universität Eindhoven, 2018.
- [Heu13] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2013.
- [Hil19] Hilpert, J.; Antoni, O.: Rechtsrahmen für netzdienliche Flexibilitätsplattformen - Rechtliche Prüfung des Konzeptes „Grid Integration“, 2019.
- [Hof20] Hoffrichter, A.: Verfahren zur Betriebssimulation zukünftiger elektrischer Übertragungsnetze. Dissertation, Aachen, 2020.
- [Hu14] Hu, J.: Control strategies for power distribution networks with electric vehicles integration. Dissertation, Technical University of Denmark, 2014.

- [Hua17] Huang, S.: Congestion Management Of Electric Distribution Networks Through Market Based Methods. Dissertation, Technical University of Denmark, 2017.
- [IAE21] ef. Ruhr; IAEW der RWTH Aachen; Bergische Universität Wuppertal: Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher, 2021.
- [IEA14] Internationale Energieagentur (IEA): The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power System, 2014.
- [IEA17] Internationale Energieagentur (IEA), International Renewable Energy Agency (IRENA): Perspectives for the Energy Transition. Investment Needs for a Low-Carbon Energy System, 2017.
- [IEA20] Internationale Energieagentur: Germany2020. Energy Policy Review, 2020.
- [IEE12] IEEE Standard 738-2012:2012, Power and Energy Society IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.
- [IEE18] Fraunhofer IEE, B. P.: Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034. Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, 2018.
- [IRE18] International Renewable Energy Agency, International Energy Agency, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century: Renewable Energy Policies in a Time of Transition. Bericht.
- [IRE19a] International Renewable Energy Agency: Innovation Landscape for Renewable-Powered Future. Solutions to Integrate Renewables. Report, 2019.
- [Joh07] John, V.: Mathematische Optimierung. Vorlesungsskript, Berlin, 2007.
- [Kal13] Kallrath, J.: Gemischt-ganzzahlige Optimierung, Modellierung in der Praxis mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik. Springer Vieweg, 2013.

- [Kas17] Kaschub, T.: Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, 2017.
- [Kau95] Kaufmann, W.: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme. VDE-Verlag, Frankfurt am Main, 1995.
- [Kel19] Kellermann, J.: Bewertung von Netzausbauplänen in Hochspannungsnetzen unter Berücksichtigung von betrieblicher Flexibilität und planerischer Unsicherheiten. Dissertation, RWTH Aachen University, 2019.
- [Key89] Keyhani, A.; Abur, A.; Hao, S.: Evaluation of power flow techniques for personal computers. IEEE Transactions on Power Systems 2/4, pp. 817–826, 1989.
- [Koc18] Kochannek, S.: Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, 2018.
- [Kon18] Konstantin, P.: Praxisbuch der Fernwärmeversorgung. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2018.
- [Kon19] Kondziella, H. et al.: Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem, 2019.
- [Koo16] Koopmann, S.: Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen. Dissertation, RWTH Aachen University, 2016.
- [Kor19] Kornrumpf, T.: Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2019.
- [Kou15] Kouzelis, K.: Load and Flexibility Models for Distribution Grid Management. Dissertation, Aalborg University Denmark, 2015.
- [KSG21] Deutscher Bundestag: Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist.
- [Küc09] Küchler, A.: Hochspannungstechnik - Grundlagen - Technologie - Anwendungen. Springer Vieweg, 2009.
- [Kul19] Kulms, T. et al.: Sicherer Betrieb von Energienetzen durch Nutzerschwarm-Systemdienstleistungen. Abschlussbericht zum Verbundvorhaben Swarm Grid, 2019.

- [Kul20] Kulms, T.; Nobis, M.; Schmitt, C. Eds.: Impact of Electricity Taxation in Germany on the Electricity Wholesale Market, 2020.
- [Kun94] Kundur, P.: Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994.
- [KWK21] Deutscher Bundestag: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung KWKG, zuletzt geändert durch Artikel 88 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3438), 2021.
- [Lar18] Larscheid, P. et al.: Einfluss der Modellierungsgenauigkeit des HöS-Netzes auf die Simulation von HS-Netzen. Konferenzbeitrag, 15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz, 2018.
- [Lav12] Lavaei, J.; Low, S. H.: Zero Duality Gap in Optimal Power Flow Problem. IEEE Transactions on Power Systems 1/27, pp. 92–107, 2012.
- [Len79] Lenstra, J. K.; Rinnooy Kan, A.H.G.: Computational Complexity of Discrete Optimization Problems. Annals of Discrete Mathematics 4/1979, pp. 121–140, 1979.
- [Lin20] Linnemann, M.; Nagel, C.: Elektromobilität und die Rolle der Energiewirtschaft. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2020.
- [Low14] Low, S. H.: Convex Relaxation of OPF (Part I) - Formulations and Equivalence. Transactions On Control of Network Systems 1/1, 2014.
- [Mak18] Mak, T. W. K.; Shi, L.; van Hentenryck, P.: Phase Transitions for Optimality Gaps in Optimal Power Flows: A Study on the French Transmission Network, arXiv, 2018.
- [Mee18] Meese, J. M.: Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2018.
- [Mei21] Meinerzhagen, A.-K.: Methode zur Bewertung von Smart Home Flexibilitäten im Energieversorgungssystem. Dissertation, RWTH Aachen University. Verlagshaus Mainz GmbH, Aachen, 2021.

- [Mir15] Miranda, I.; Silva, N.; Leite, H.: Assessment of a Virtual Power and Storage Plant for provision of market-driven and regulated activities. 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 2015.
- [Mit19] Mittelstaedt, M.: Methodik zur Bewertung der Spannungsstabilität in Übertragungsnetzen. Dissertation, RWTH Aachen University, 2019.
- [Mol19a] Molzahn, D. K.; Hiskens, I. A.: A Survey of Relaxations and Approximations of the Power Flow Equations. FNT in Electric Energy Systems (Foundations and Trends® in Electric Energy Systems, 2019.
- [Mol19b] Mollenhauer, E.: Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung. Dissertation, TU Berlin, Berlin, 2019.
- [Mos15] Moser, A. et al.: Nutzen der P2G-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze. Studie, 2015.
- [Mos16] Moser, A.; Drees, T.; Bongers, T.: Erweiterte Verantwortung der Verteilnetzbetreiber. Gutachten, 2016.
- [Mos20a] Moser, A.: Planung und Betrieb von Energieversorgungssystemen. Vorlesungsskript, Aachen, 2020.
- [Mos20b] Moser, A.: Elektrizitätsversorgungssysteme. Vorlesungsskript, Aachen, 2020.
- [Mos96] Moser, A.: Langfristig optimale Struktur und Betriebsmittelwahl fuer 110-kV-Ueberlandnetze. Dissertation, RWTH Aachen University, 1996.
- [Mos97] Moser, A.: Geeignete Netzäquivalente für benachbarte Verbundsysteme. Jahresbericht Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 1997.
- [Mül19] Müller, C. et al.: Modeling framework for planning and operation of multimodal energy systems in the case of Germany. Applied Energy 250/2019, pp. 1132–1146, 2019.
- [Nag08] Nagel, H.: Systematische Netzplanung, VDE-Verlag, VWEW Energieverlag GmbH, 2008.
- [Nat17] Natemeyer, H.: Modellierung der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze für Netzplanungsprozesse. Dissertation,

- RWTH Aachen University. Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik.
- [Nat18] Nationale Plattform Elektromobilität: Nationale Plattform Mobilität - Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase, 2018.
- [NBG19] Deutscher Bundestag: Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (zum Abgabezeitpunkt dieser Arbeit gültige Fassung), 2019.
- [NBW19] Netze BW GmbH: Auszug aus den Anweisungen für den Netzbetrieb. Zur externen Weitergabe, 2019.
- [NEV21] Bundesregierung: Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist.
- [Ngu97] Nguyen, H. L.: Newton-Raphson Method In Complex Form. IEEE Transactions on Power Systems 3/12, pp. 1355–1359, 1997.
- [Nic16] Nick, M.: Exact Convex Modeling of the OPF for the Operation and Planning of Active Distribution Networks with Energy Storage Systems. Dissertation, 2016.
- [Nic92] Nick, W.: Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsverteilstnetze im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit. Dissertation, RWTH Aachen University, 1992.
- [Nob20] Nobis, M.: Stochastische Fundamentalmodellierung von Day-Ahead- und Intraday-Elektrizitätsmärkten. Dissertation, RWTH Aachen University, 2020.
- [Oed11] Oeding, D.; Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2011.
- [Oli18] Olivella-Rosell, P. et al.: Local Flexibility Market Design for Aggregators Providing Multiple Flexibility Services at Distribution Network Level. Energies 4/11, p. 822, 2018.
- [Öza19] Özalay, B. et al.: Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen, 2019.
- [Pil11] Pilo, F.; Pisano, G.; Soma, G. G.: Optimal Coordination of Energy Resources With a Two-Stage Online Active Management. IEEE Transactions on Industrial Electronics 10/58, pp. 4526–4537, 2011.

- [Pil15] Pilo, F. et al.: Cooperative centralised and decentralised energy management systems for active network. 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 2015.
- [Pol17] Pollok, T.: Markt- und netzorientierter Einsatz von dezentralen Energiewandlungsanlagen in Verteilungsnetzen. Dissertation, RWTH Aachen University, 2017.
- [Pud17] Pudjianto, D.; Strbac, G.; Boyer, D.: Virtual power plant: managing synergies and conflicts between transmission system operator and distribution system operator control objectives. CIRED - Open Access Proceedings Journal 2017, pp. 2049–2052, 2017.
- [Puf15] Puffer, R.: Freileitungen. Vorlesungsskript, RWTH Aachen University, Institut für Hochspannungstechnik, Aachen, 2015.
- [Qua16] Quaschnig, V.: Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den EE-Ausbau zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung, 2016.
- [Rad19] Radecke, J.; Hefele, J.; Hirth, L.: Radecke, Julia; Hefele, Joseph; Hirth, Lion (2019) Markets for Local Flexibility in Distribution Networks. ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, 2019.
- [Rat20] Raths, S.: Ein Marktsimulationsverfahren für einen dezentral geprägten Strommarkt. Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2020.
- [Reh17] Rehtanz, C. et al.: Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg, 2017.
- [Roe20] Roehder, A. G.: Verfahren zur Abbildung spannungsgeführter Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme in Netzplanungsprozessen. Dissertation, RWTH Aachen University.
- [Röm97] Römisch, W. et al. Eds.: Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung. In "Mathematik - Schlüsseltechnologie für die Zukunft", S. 567–578. Springer-Verlag, Berlin, 1997.
- [Rot13] Rotering, N.: Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten. Dissertation, RWTH Aachen University, 2013.
- [Sab20] Sabel, M.: Wärmepumpe: Marktentwicklung und Anwendungsmöglichkeiten, 2020.

- [Sch13] Schröder, A. et al.: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Data Documentation 63, Berlin, 2013.
- [Sch15] Schwab, A. J.: Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015.
- [Sch16] Schäfer, P.: Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz. Dissertation, RWTH Aachen University.
- [Sch17] Schwerdfeger: Vertikaler Netzbetrieb - Ein Ansatz zur Koordination von Netzbetriebsinstanzen verschiedener Netzebenen. Dissertation, TU Ilmenau, 2017.
- [Sch18a] Scheel, J.: Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen. Dissertation, TU Ilmenau, 2018.
- [Sch18b] Schermeyer, H.: Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, 2018.
- [Sch20] Schäfer, K. F.: Netzberechnung - Verfahren zur Berechnung elektrischer Netze. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2020.
- [SEC13] SECA, Smart Energy Collective Alliance: An Introduction to the Universal Smart Energy Framework, 2013.
- [Ser18] Sereeter, B.; Zimmerman, R. D.: AC Power Flows and their Derivatives using Complex Matrix Notation and Cartesian Coordinate Voltages. Matpower Technical Note 4, 2018.
- [Sha14] Sharma, I.: Operation of Distribution Systems with PEVs and Smart Loads. Dissertation, University of Waterloo, Canada, 2014.
- [SIN19] Bundesregierung: SINTEG-Verordnung vom 14. Juni 2017 (BGBl. I S. 1653), die durch Artikel 16 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist, 2019.
- [Sow16] Sowa, T.: Modellierung der Einsatzplanung lokaler Virtueller Kraftwerke. Dissertation, RWTH Aachen University, 2016.

- [SSG24] Deutscher Bundestag: Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist", 2024.
- [Sta08] Statistisches Bundesamt: Klassifikation der Wirtschaftszweige, Wiesbaden, 2008.
- [Ste14] Sterner, M.; Stadler, I.: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2014.
- [Ste17] Sterner, M.: Notwendigkeit und Chancen für P2X-Technologie. Energiewirtschaftliches Kurzgutachten, 2017.
- [Sti19] Stiebel Eltron: Planung und Installation Wärmepumpen. Planungshandbuch Wärmepumpen, 2019.
- [Stö13] Stötzel, M.: Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Bergische Universität Wuppertal, 2013.
- [Sto74] Stott, B.: Review of Load-Flow Calculation Methods. Proceedings of the IEEE 7/62, pp. 916–929, 1974.
- [Str75] Streim, H.: Heuristische Lösungsverfahren - Versuch einer Begriffserklärung. Zeitschrift für Operations Research 19, pp. 143–162, 1975.
- [Suh13] Suhl, L.; Mellouli, T.: Optimierungssysteme - Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen. Gabler Verlag, 2013.
- [Swa17] Swaminathan, B. P.: Operational Planning of Active Distribution Networks - Convex Relaxation under Uncertainty. Dissertation, Universität Grenoble, 2017.
- [Ten18] TenneT: Freileitungsmonitoring - Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb. FactSheet, 2018.
- [Thi20] Thie, N.: Risikomanagement in der Direktvermarktung Erneuerbarer Energien. Dissertation, RWTH Aachen University, 2020.
- [Tra19] TransnetBW GmbH; Netze BW GmbH: DARE TransnetBW und Netze BW starten Initiative für Netzsicherheit, 2019.
- [Tri21] Triebs, M. S. et al.: Landscape of district heating systems in Germany – Status quo and categorization. Energy Conversion and Management: X 9, 2021.

- [UBA19] Umweltbundesamt, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches: Integration Erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung - Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Studie.
- [UBA20] Briem, S. et al.: Status quo der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Sachstandspapier, Umweltbundesamt, 2020.
- [UNO16] United Nations Organization (UNO): Übereinkommen von Paris, 2016.
- [UNO97] United Nations Organization (UNO): Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, 1997.
- [Van17] Vanet, E.: Distributed intelligence and heterarchical approach of distributed balancing markets in Smart Grids. Dissertation, Universität Grenoble Alpes, 2017.
- [Vas20] Vasconcelos, M.: Untertägige Einsatzplanung topologischer Kraftwerke. Dissertation, RWTH Aachen University, 2020.
- [VDE12] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Studie, 2012.
- [VDE14] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Regionale Flexibilitätsmärkte, 2014.
- [VDE17] VDE, Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen. VDE-AR-N 4140. VDE-Verlag, Berlin.
- [VDE18a] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Anwendungsregel VDE-AR-N 4121, Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze. VDE-Verlag, Berlin, 2018.
- [VDE18b] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Anwendungsregel VDE-AR-N 4105, EZA am NS-Netz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von EZA am NS-Netz. VDE-Verlag, Berlin, 2018.
- [VDE18c] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Anwendungsregel VDE-AR-N 4110, Technische Regeln für

- den Anschluss von Kundenanlagen an das MS-Netz und deren Betrieb. VDE-Verlag, Berlin, 2018.
- [VDE18d] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Anwendungsregel VDE-AR-N 4120, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das HS-Netz und deren Betrieb. VDE-Verlag, Berlin, 2018.
- [VDE19] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Anwendungsregel VDE-AR-N 4141-1, Engere Zusammenarbeit an der Schnittstelle von Übertragungs- und Verteilnetz, Berlin, 2019.
- [VDE21] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: Anwendungsregel VDE-ARN 4210-5, Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb. VDE-Verlag, Berlin.
- [VDE22] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: VDE-AR-N 4141-2 (VDE-AR-N 4141-2) Anwendungsregel. Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen, Teil 2: Schnittstellen zwischen Verteilnetzen. VDE-Verlag, Berlin.
- [VDE23] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik: VDE-AR-N 4141-3 (VDE-AR-N 4141-3) Anwendungsregel. Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen, Teil 3: Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen für das Management von Netzengpässen. VDE-Verlag, Berlin.
- [VDN07] Verband der Netzbetreiber: DistributionCode 2007. Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, 2007.
- [Ver17] Verheggen, L.: Kombinierte Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung betrieblicher Maßnahmen und Unsicherheiten. Dissertation, RWTH Aachen University, 2017.
- [Ver75] Verstege, J.: Ein Beitrag zur Überwachung von Hochspannungsnetzen durch Ausfallsimulationsrechnungen. Dissertation, RWTH Aachen University, 1975.
- [Vie11] Viessmann Deutschland GmbH: Planungshandbuch Wärmepumpen, Allendorf (Eder), 2011.

- [War49] Ward, J. B.: Equivalent Circuits for Power-Flow Studies. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 1/68, pp. 373–382, 1949.
- [Was15] Wasowicz, B.: Multifunktionaler Einsatz von Energiespeichern in engpassbehafteten Verteilungsnetzen. Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2015.
- [Waw22] Wawer, T.: Elektrizitätswirtschaft. Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel. Springer Gabler, 2022.
- [Web15] Weber, C.: Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung. Gutachten im Auftrag der EnBW. Anhang BNetzA-Beschluss BK8-18-0007A, 2015.
- [Web17] Weber, A. et al.: Systemintegration Erneuerbarer Energien durch Marktakteure. Projektbericht, 2017.
- [Yua17] Yuan, Z.; Hesamzadeh, M. R.: Hierarchical coordination of TSO-DSO economic dispatch considering large-scale integration of distributed energy resources. Applied Energy 195, pp. 600–615, 2017.
- [Zap17] Zapf, M.: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2017.
- [Zhe21] Zheng, Y.; Fantuzzi, G.; Papachristodoulou, A.: Chordal and factor-width decompositions for scalable semidefinite and polynomial optimization. Annual Reviews in Control 2/52, pp. 243–279, 2021.
- [Zim08] Zimmermann, H.-J.: Operations Research - Methoden und Modelle für Wirtschaftsingenieure, Betriebswirte, Informatiker, 2008.
- [Zim10] Zimmerman, R. D.; Murillo-Sánchez, C. E.; Thomas, R. J.: Matpower: Steady-state operations, planning and analysis tools for power systems research and education. IEEE Transactions on Power Systems 26 no. 1/2010, pp. 12–19, 2010.

## Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1–1 Installierte EE-Anlagenleistung in 2023 nach Spannungsebenen (links); Entwicklungspfad zur CO<sub>2</sub>-Reduktion gemäß Klimaschutzgesetz nach Sektoren (rechts)..... 1
- Abbildung 1–2 Entwicklung der Kosten und Mengen des Einsatzes von Redispatch, ESM und Netzreserve [BNA15], [BNA16] , [BNA17a], [BNA17b], [BNA19a], [BNA19c], [BNA21d] , [BNA21e], [BNA22], [BNA23d]..... 3
- Abbildung 1–3 Aufschlüsselung abgeregelter EE-Mengen nach Ursache und Einsatzort (links) sowie EE-Anlagentyp (rechts) [BNA15], [BNA16] , [BNA17a], [BNA17b], [BNA19a], [BNA19c], [BNA21d] , [BNA21e], [BNA22], [BNA23d]..... 4
- Abbildung 1–4 Übersicht und qualitative Einordnung der Literatur ..... 13
- Abbildung 2–1 Struktur des elektrischen Energieversorgungssystems (EVS) nach [Mos20b], [Sch15]..... 17
- Abbildung 2–2 Abfolge technischer Prozesse der Planung und des Betriebs von Stromnetzen (nach [Mos10b], [Eic15], [Sch17], [Sch18]) .... 24
- Abbildung 2–3 Aufgaben der Betriebsführung und -planung (nach VDE AR 4141-1 [VDE19])..... 26
- Abbildung 2–4 Operative Maßnahmenkaskade und zeitliche Anforderungen nach [VDE19]..... 29
- Abbildung 2–5 Abrufbare Blindleistung bezogen auf installierter Leistung [VDE18b], [VDE18c], [VDE18d] ..... 32
- Abbildung 2–6 Bereich für zulässigen Blindleistungsaustausch [VDE22]..... 32
- Abbildung 2–7 Stromtragfähigkeit in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit (senkrechte Anströmung) und Umgebungstemperatur [Ten18], [ [Kel19]..... 35
- Abbildung 2–8 Großhandelsmärkte für elektrische Energie nach [BMW21]. 43
- Abbildung 2–9 Strompreise nach Abnahmefällen (ohne Mehrwertsteuer) [BNA23d] ..... 45

Abbildung 2–10	Übersicht zu Zugriffsmechanismen auf Anlagen in Abhängigkeit der Anlagenklasse, -größe und Anschlussnetzebene (in Anlehnung an [Büc19]) .....	48
Abbildung 2–11	Erforderliche Verfahrensbestandteile und -anforderungen ....	49
Abbildung 3–1	Approximation (links) vs. Relaxation d. Lösungsraums (rechts) nach [Mol19a].....	58
Abbildung 4–1	Modellübersicht .....	63
Abbildung 4–2	Verfahrensablauf.....	65
Abbildung 4–3	Marktakteure .....	67
Abbildung 4–4	Modellierte Technologien (oben) und elektr. Energienutzungspfade (unten) .....	69
Abbildung 4–5	Aufbau der Optimierungsmodelle der Anlageneinsatzplanung .....	70
Abbildung 4–6	Verfahrensablauf Netzoptimierungsalgorithmus .....	73
Abbildung 5–1	Visualisierung der netztechnischen Situation .....	85
Abbildung 5–2	Visualisierung der aggregierten Versorgungsaufgabe und Anschlussleistung .....	86
Abbildung 5–3	Installierte, elektrische Leistung der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen je MS-Station .....	87
Abbildung 5–4	Erzeugte und verbrauchte Elektrizitätsmengen je Station.....	88
Abbildung 5–5	Erträge und Kostenreduktionspotenziale je Anlagenbetriebsszenario, Verbrauchersektor und MS-Netzgebiet .....	91
Abbildung 5–6	Eigenverbrauchsquoten in MS-Netzen .....	92
Abbildung 5–7	Sankey-Diagramm der Energienutzungspfade (Akteure in MS-Netzen).....	94
Abbildung 5–8	Eigenverbrauch und Leistungsautarkie von 42 MS-Netzen nach Szenarien.....	95
Abbildung 5–9	Auslegungsrelevante Netznutzung (Max. Rückspeisung/Netzbezug) 42 MS-Netze .....	96

Abbildung 5–10	Fahrweise der Wärmestromanlagen im Jahresverlauf (oben: elektrisch, Mitte: thermisch inkl. Wärmenachfrage) und Erlöse Energiewandlungsanlagen im HS-Netz .....	97
Abbildung 5–11	Sankey-Diagramm der Energienutzungspfade (Akteure in HS-Netzen).....	99
Abbildung 5–12	Streudiagramme der Spannungsamplituden und Betriebsmittelauslastungen im Szenario-Vergleich (Betrachtete Szenarien: Optimierung alle Akteure vs. Referenz).....	101
Abbildung 5–13	Topologische Darstellung belasteter Netzsegmente im HS-Netz und Lokalisation der Redispatch-Anlagen .....	103
Abbildung 5–14	Veränderte HS-Netzlast in Abhängigkeit der Anlagenbetriebsszenarien (sortierte Residuallast und Differenz Szenario-Abweichungen je NNF, Boxplots der Residuallast) .....	104
Abbildung 5–15	Topologische Darstellung der (n-1)-Überlastung im Referenzszenario und Differenz zu Vergleichsszenarien.....	105
Abbildung 5–16	Netzbetriebliche Engpassbehebungskosten durch Eingriffe in den Anlagenbetrieb in Abhängigkeit des Anlagen- und Netzbetriebsszenarios .....	108
Abbildung 5–17	Gesamtkosten MS-Netze (Betrieb + Netzausbau (in Abhängigkeit des Anlagen- und Netzbetriebsszenarios (ohne Beachtung 3 %-Regel bei Abregelung EE-Mengen)).....	109
Abbildung 5–18	Summe der Energiemengen positiver und negativer Redispatch nach Technologien und Anlagen- sowie Netzbetriebsszenario .....	110
Abbildung 5–19	Gesamtnetzkosten MS-Netze in Abhängigkeit des Anlagen- und Netzbetriebsszenarios (Ausbau zur Einhaltung der Spitzenkappung) in Mio. € pro Jahr.....	111
Abbildung 5–20	Redispatchmengen HS-Netz für Anlagenbetriebsszenarien bei Redispatch 2.0 vs. kostenbasierter Engpassbehebung (Zugriff auf HS-Flexibilitätsoptionen).....	113
Abbildung 5–21	Redispatch-Kosten HS-Netz für Anlagenbetriebsszenarien bei Redispatch 2.0 vs. kostenbasierter Engpassbehebung (Zugriff auf HS-Flexibilitätsoptionen).....	114

Abbildung 5–22	Redispatchmengen HS-Netz für Anlagenbetriebsszenarien bei Redispatch 2.0 vs. kostenbasierter Engpassbehebung (Zugriff auf HS- und MS-Flexibilitätsoptionen).....	116
Abbildung 5–23	Redispatch-Kosten HS-Netz für Anlagenbetriebsszenarien bei Redispatch 2.0 vs. kostenbasierter Engpassbehebung (Zugriff auf HS- und MS-Flexibilitätsoptionen).....	117
Abbildung 5–24	Redispatch-Volumen und Kosten netzkompatibler Fahrpläne bei Reduktion vorgehaltener Sicherheitsreserven (Redispatch 2.0 und Referenz-Anlagenbetrieb).....	118
Abbildung 5–25	Kostenentwicklung in HS-Netz bei gekoppelter Simulation (MS und HS) bei Referenz-Anlagenbetrieb (SB 023) mit Flexibilität aus HS- und MS-Netzen.....	120
Abbildung 5–26	PQ-Streudiagramme HS/MS-Schnittstelle von 16 MS-Netzen vor und nach Integration der Netzstellen-Restriktion in die MS-Netzoptimierung .....	122
Abbildung B–1	Erträge bzw. Versorgungskosten der genannten Verbrauchersektoren auf Gesamtkosten je einzeltem MS-Netz .....	172
Abbildung B–2	Stündliche Gleichzeitigkeitsfaktoren je MS-Netz im Jahresverlauf (alle Stunden des Jahres) für Wärmestromanlagen (links) und Elektrofahrzeuge (rechts) .....	173
Abbildung B–3	Topologische Darstellung der (n-0)-Überlastung im Referenzszenario (oben links) und Differenz zu Vergleichsszenarien (SB 0123 unten links, SBd 0123 oben rechts, VPP 0123 unten rechts).....	174

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	Blindleistungsbereitstellungsoptionen im Verteilnetz (NS: [VDE18b], MS: [VDE18c], HS: [VDE18d]).....	31
Tabelle 2-2	Übersicht zu KWK-Technologien nach [UBA20].....	38
Tabelle 5-1	Betrachtete Betriebsszenarien (Netz und Anlagen) .....	89
Tabelle A-1	Übersicht erforderlicher Eingangsdaten der Technologiemodelle.....	166
Tabelle A-2	Betriebsmittel-Investition des MS-Netzausbaus .....	167
Tabelle A-3	KWK-Fördersätze (Auswertung MaStR (17.12.23) kombiniert mit historischen Fördersätzen) .....	170
Tabelle A-4	PV-Fördersätze (Auswertung MaStR (17.12.23) kombiniert mit historischen Fördersätzen) .....	170

## Lebenslauf

<b>04.09.2024</b>	Doktorprüfung zum Dr.-Ing.
<b>Seit 05/2024</b>	Senior Referent Strategie, Trianel GmbH
<b>08/2021 – 04/2024</b>	Senior Trendscout, Trianel GmbH
<b>08/2014 – 07/2020</b>	Wissenschaftlicher Mitarbeiter Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (2019 – 2020) Institut für Hochspannungstechnik (2014 – 2019) RWTH Aachen University
<b>02/2013 – 07/2013</b>	Auslandssemester University of the Sunshine Coast, Australien
<b>2011 – 2014</b>	Masterstudium Wirtschaftsingenieurwesen mit Fachrichtung Elektrische Energietechnik RWTH Aachen University, Deutschland
<b>2007 – 2011</b>	Bachelorstudium Wirtschaftsingenieurwesen mit Fachrichtung Elektrische Energietechnik RWTH Aachen University, Deutschland
<b>2006 – 2007</b>	Zivildienst
<b>2006</b>	Abitur, Pius-Gymnasium Aachen
<b>1987</b>	geboren in Aachen

## Publikationsliste

### Artikel Fachzeitschriften (peer-reviewed)

**T. Kulms**, A.K. Meinerzhagen, S. Koopmann, A. Schnettler, *A simulation framework for assessing the market and grid driven value of flexibility options in distribution grids*; Journal of Energy Storage, Vol. 17, Pages 203-212, Juni 2018.

C. Müller, A. Hoffrichter, L. Wyrwoll, C. Schmitt, M. Trageser, **T. Kulms**, D. Beulertz, M. Duckheim, M. Huber, M. Küppers, D. Most, S. Paulus, H.J. Heger, A. Schnettler, *Modeling Framework for Planning and Operation of Multi-Modal Energy Systems in the Case of Germany*, Journal “Applied Energy”, Vol. 250, Pages 1132 – 1146, 2019

J. Massmann, P. Erlinghagen, **T. Kulms**, *Analysis of Reduced Order Models Representing Active Distribution Grids in Power System Stability Studies*, Journal “CIGRE science & engineering”, Vol. 11, p. 38 -46, 2018

### Artikel Konferenzbeiträge

**T. Kulms**, A.K. Meinerzhagen, S. Koopmann, A. Schnettler, *Development of an Agent-based Model for Assessing the Market and Grid Oriented Operation of Distributed Energy Resources*, International Renewable Energy Storage Conference, 2017

**T. Kulms**, M. Nobis, C. Schmitt, *Impact of Electricity Taxation in Germany on the Electricity Wholesale Market*, 55th International Universities Power Engineering Conference, IEEE, 2020.

A. Hoffrichter, T. Offergeld, A. Blank, **T. Kulms**, *Simulation of Transmission Grid Operation Incorporating Flexibility at Distribution Level*, International Conference on the European Energy Market (EEM), 2019

M. Nobis, **T. Kulms**; *Evaluating regulatory measures in the German energy transition – A European multimodal market optimization approach including distributed flexibilities*; International Association for Energy Economics (IAEE) Annual Conference, 2019.

T. Falke, C. Müller, A.K. Meinerzhagen, **T. Kulms**, A. Schnettler; *Analysis and evaluation of distributed flexibility options in energy systems with high shares of renewable energies*; VDE Kongress, 2016

S. Raths, S. Koopmann, C. Müller, A.K. Meinerzhagen, T. Falke, M. Cramer, **T. Kulms**, D. Beulertz, H. Barrios-Büchel, A. Schnettler, M. Tackenberg, F. Steinke, P. Wolfrum, M. Metzger, B. Schlageter, W. Kusian, A. Schmidt, *The Energy System Development Plan (ESDP)*, ETG Kongress, 2015

### **Beiträge zu Buchkapiteln und Berichten**

**T. Kulms**, J. Massmann, P. Linnartz, S. Happ, S. Dähling, S. Lankes, M. Reyer, U. Hacker, D. Hacker, R. Fischer, A. Roehder, H. Natemeyer, J. Schramm, W. Nick, „Sicherer Betrieb von Energienetzen durch Nutzerschwarm-Systemdienstleistungen“, Abschlussbericht zum Verbundvorhaben Swarm Grid, 2019, <https://doi.org/10.2314/KXP:1667437240>

J. Schneider, **T. Kulms**, A. Roehder, *Kompendium der Unternehmensführung – was ein Ingenieur über ein Unternehmen wissen muss*, Springer Vieweg, 2017 (Buch)

# Betreute Abschlussarbeiten

## Master Arbeiten

### Erstbetreuung

Andreas Schmitz, Entwicklung einer agentenbasierten Simulationsumgebung zur Koordination des Anlagen- und Netzbetriebs in Verteilungsnetzen, 2015

Dominik Willenberg, Untersuchung der koordinierten Blindleistungsbereitstellung an überlagerte Netzebenen durch dezentrale Anlagen in Verteilungsnetzen, 2016

Florian Schäfer, Entwicklung einer Bewertungsmethodik für markt- und netzorientierten Einsatz von Smart Homes, 2016

Marcel Wiehle, Analyse und Klassifikation typischer Verteilungsnetze zur Bewertung von Strategien der Engpassbewirtschaftung, 2016

Jonas Junglas, Integration der Vermarktung dezentraler Energiewandlungsanlagen durch virtuelle Kraftwerke in eine gesamteuropäische Strommarktsimulation, 2017

Tobias Sporer, Weiterentwicklung eines Verfahrens zur netzorientierten Optimierung des Einsatzes dezentraler Anlagen, 2017

Lennart von der Heiden, Erweiterung eines agentenbasierten Modells zur Analyse der Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Verteilungsnetzen, 2017

### Zweitbetreuung

Rebecca Geulen, Entwicklung eines Prognoseverfahrens für Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung von Satellitendaten, 2016

Felix Shen-Yang Huo, Quantitative Analyse regulatorischer Rahmenbedingungen im zukünftigen Energiesystem, 2018

Ningcen He, Entwicklung eines Marktdesigns zur Allokation netzdienlicher Flexibilität unter Berücksichtigung von lokalen Energiemärkten, 2019

## **Bachelor Arbeiten**

### **Erstbetreuung**

Jonas Terbrack, Multikriterielle Analyse der Speicherdimensionierung in Virtuellen Kraftwerken für verschiedene Regionstypen, 2015

Roman Scholdan, Regionsspezifische Analyse des Einflusses von Prognosefehlern in der Einsatzplanung dezentraler Anlagen, 2016

Peter Simon, Analyse der Auswirkungen von Gesetzesänderungen auf die Wirtschaftlichkeit und Betriebskonzepte von Blockheizkraftwerken, 2017

Philipp Adis, Entwicklung eines Verfahrens zur Kurzfrist-Prognose der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen auf Basis von Weitwinkel-Aufnahmen des Himmels, 2017

### **Zweitbetreuung**

Marius Görtz, Analyse des Einspeisemanagements erneuerbarer Energiewandlungsanlagen in Mittelspannungsnetzen, 2015

Berkant Bostan, Analyse des Einflusses veränderter Marktbedingungen der Regelleistungsmärkte auf die Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke, 2016

Emil Jonathan Weber, Entwicklung und Validierung eines Modells zur Prognose von Energiepreisen an der EPEX-Spot, 2016

Adrian Elfert, Vergleich verschiedener Nutzungsheuristiken für die Haushaltslastmodellierung, 2017

Achraf Kharrat, Anwendung und Plausibilisierung von Parametrierungsvorschriften dynamischer Äquivalenzmodelle von aktiven Verteilungsnetzen anhand von repräsentativen Mittel- und Niederspannungsnetzen, 2017

Louis Hendrik Gilles, Entwicklung einer Simulationsumgebung zur Analyse von Reinforcement-Learning-Algorithmen im Rahmen des Optimal Power Flow, 2018

Nicolas Kaiser, Analyse der Aggregation dezentraler Speicheranlagen zur Flexibilitätsbereitstellung für überlagerte Netzebenen, 2018

# Anhang

## A. Übersicht und Struktur der Eingangsdaten

Einige Eingangsdaten des Verfahrens wurden in den Kapiteln 2 und 4 skizziert sowie auch im Rahmen der Beschreibung der Vorverarbeitungsschritte (4.2.1 und 4.3.1) näher spezifiziert. Die nachfolgende Darstellung soll den kompakten Überblick aus Kapitel 4 vertiefen und um erforderliche Eingangsdaten der Netz- und Technologiemodelle, Versorgungsaufgabe und wirtschaftliche bzw. regulatorische Parameter zu ergänzen.

### Netzmodelle:

- Übertragungs- und HS-Netznetzmodell sowie vorliegendem Leistungsergebnis zur Ermittlung der Transitflüsse
- Netzdaten synthetisch generierter, MS-Netze im Matpower Case (mpc) Format (siehe [Zim10]) einschließlich Leitungslängen
- Spannungsband je HS-Netznoten
  - HS:  $-0,04/+0,08$  p.u.
- Spannungsband je MS-Netzknoten
  - ohne RONT ( $\pm 0,04$  p.u.)
  - mit RONT ( $\pm 0,1$  p.u.)
- Stellbereich HS/MS-Transformatoren ( $\pm 0.15$  p.u)
- Spannung an der HS-Sammelschiene des HS/MS-Transformator
  - Ohne gekoppelte Simulation:  $1,00$  p.u.
  - Gekoppelte Simulation, oder bei Anwendung Netzschnittstellen-Restriktion: Sollwertvorgabe aus Simulation des HS-Netz
- Belastungsgrenzen der MS-Betriebsmittel im Lastfall ( $0,60$  p.u.)
- Belastungsgrenzen der MS-Betriebsmittel im Einspeisefall ( $1,00$  p.u.)
- Belastungsgrenzen der HS-Betriebsmittel im Lastfall  $1,00$  p.u

### Technologiemodelle Anlagenbetrieb (Flexibilitätsoptionen/Redispatch):

Die nachfolgende Tabelle vermittelt einen Überblick zu den benötigten Datenpunkten des jeweiligen Technologiemo­dells. Diese fließen als Parameter in die Modellformulierung ein, deren wichtigste Restriktionen in Kapitel 2.3.1 beschrieben sind. Die Technologie-Modelle werden schließlich abhängig vom individuell verfügbaren Technologieportfolio vom Marktakteur in einem Optimierungsmodell zusammengeführt (vgl. 4.2.2). Die Netzlokation (Netzknoten) inklusive der zu er- und übermittelnden Redispatch-Datenpunkte bildet die Schnittstelle zum Netzbetreiber. Daneben wird der Blindleistungsbereich des Wechselrichters

bei Erzeugungs- und Speichieranlagen an den VNB übermittelt und in das Blindleistungsmanagement einbezogen. Die gleichfalls implementierte Q(U)-Regelung wurde im Rahmen der vorgestellten Untersuchungen nicht tiefer analysiert.

	EE-Anlagen	KWK-Anlagen	Kraftwerk	Speicher-Anlagen	P2H-Anlagen	DSM-Prozess/ Elektro-fahrzeug	P2G-Anlage
Netzknoten	X	X	X	X	X	X	X
Installierte Leistung [MW]	X	X	X	X	X	X	X
Einspeiseprofil	X						
Max. $\cos \varphi$ der Anlage	X	X	X	X			
Elektr. Wirkungsgrad		X	X	X			
Therm. Wirkungsgrad		X	(X)				
Wirkungsgrad der Gaserzeugung							X
Elektr. Speicherkapazität				X			
Therm. Speicherkapazität [in MW <sub>th</sub> ]		(X)	(X)		(X)		
Thermische Speicherverluste [in % des SOC]		(X)	(X)		(X)		
Thermisches Bedarfsprofil		X	(X)		X		
Brennstoffkosten [in €/MWh]		X	X				
Therm./Elektr. Leistung Spitzenlastkessel [in MW <sub>th</sub> ]		(X)	(X)		(X)		
Wirkungsgrad Spitzenlastkessel		(X)	(X)		(X)		
Art des Spitzenlastkessels		(X)	(X)		(X)		
Mindeststillstands-/ Mindestbetriebszeit		(X)	X				
Anfahrtskosten			X				
Kalt- und Warmstartzeit			X				
Leistungsgradient			X				
Frühester + spätester Endzeitpunkt je Tag						X	
Länge des Prozesses [h]						X	
Elektrisches Prozess Lastprofil je Tag [MW/h]						X	
Erlöse für Gaserzeugung							X

Tabelle A-1 Übersicht erforderlicher Eingangsdaten der Technologiemodelle

Den umfangreichsten Parametrierungsbedarf weist das Modell zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes auf, wobei die Komplexität abhängig vom Anschluss an ein Wärmenetz steigt. Die Anlagenoptimierung der Elektrofahrzeuge ist auf Grundlage eines DSM-Modells realisiert, welches auch für gewerbliche Prozesse einsatzfähig ist [Kul20]. Die Auswahl der frühesten Start- und spätesten Endzeitpunkte erfolgte im Szenario angelehnt an die erhöhte Anwesenheitswahrscheinlichkeit von Fahrzeugnutzern mehrheitlich in den Abend- und Nachtstunden. In der Konsequenz führt diese konservative Annahme dazu, dass lediglich ca. 25 % des gesamten Verbrauchs der Elektrofahrzeuge einer Optimierung und Redispatch-Zwecken zur Verfügung stehen.

### Versorgungsaufgabe:

- Synthetischer Gebäudedatensatz des Versorgungsgebiets (nicht georeferenziert, aber in regional hoher Auflösung und mit Allokation zum synthetischen Netzmodell) mit Information zu installierten Technologien, Netzlokation und Bedarfen aller Gebäude
- Einspeiseprofile von WEA-, PV-, Wasserkraft- und sonstigen EE-Anlagen für das Betrachtungsjahr in stündlicher Auflösung
- Synthetische, elektrische Bedarfsprofile für Haushaltslastkunden
- Standardlastprofile und gemessene RLM-Lastprofile für das Betrachtungsjahr in stündlicher Auflösung
- Thermische Bedarfsprofile einzelner Wärmestromkunden, KWK-Anlagen und Kraftwerke mit Wärmeversorgungsverpflichtung für das Betrachtungsjahr in stündlicher Auflösung

### Ökonomische Parameter Netzausbau und -betrieb

Die Annahmen zu Investitionskosten des Verteilnetzausbaus fasst die nachfolgende Tabelle angelehnt an diverse Studien zusammen. Soweit die Datenpunkte nicht anders gekennzeichnet sind, entstammen die Kostenannahmen zu den einzelnen Betriebsmitteltypen [IAE21].

Strukturklasse	Investitionen MS-Leitung	Investition HS/MS-Transformator	Investition rONT
Urban	180.000 €/km	470.000 €/Stück	45.000 € / Stück [Reh17]
Semiurban	180.000 €/km		
Ländlich	140.000 €/km		

Tabelle A-2 Betriebsmittel-Investition des MS-Netzausbaus

Den Investitionen liegen zur Ermittlung des jährlichen, annuierten Aufwands für den Netzausbau folgende Informationen zugrunde:

- Auf Grundlage der durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten Eigenkapitalzinssätze und der zehnjährigen, historischen Umlaufrendite der Bundesbank (zur Abschätzung des Fremdkapitalzinssatzes) leitet sich die kalkulatorische Zins ab. Bei einem unterstellten Eigenkapitalanteil von 40 % resultiert ein kalkulatorischer Zins von 3,1 %. Dieses Vorgehen ist auch in der Literatur etabliert [IEE18].
- Die Betriebsmittel weisen jährlich operative Kosten (Wartung, Instandhaltung etc.) in Höhe von 1 % der Investitionskosten bei Leitungen und 2 % bei Transformatoren auf.
- Die Nutzungsdauern werden bei Transformatoren mit 35 und bei Leitungen mit 40 Jahren angesetzt.

Als **Faktor** für die Abregelung von EE-Anlagen wird in der Netzoptimierung bei Simulation von Redispatch 2.0 der aktuell gültige **kalkulatorische Preis** in Höhe von **575,50 €/MWh** angesetzt.

### Strommarktpreise

Die Parameter der unterstellten Strommarktpreiszeitreihe ergeben sich zu:

- Mittelwert: 52,1 €/MWh
- Standardabweichung: 32,8 €/MWh
- Mittlerer maximaler Tagesspread: 45,6 €/MWh
- Anzahl Stunden mit negativen Strompreisen: 922

### Regulatorische Kostenparameter

Die angesetzten regulatorischen Abgaben für den Netzbezug sind gemäß der im Kalenderjahr 2024 gültigen Rahmenbedingungen angesetzt:

- KWKG-Umlage: 0,275 ct/kWh
- Offshore-Netzumlage: 0,656 ct/kWh
- StromNEV-Umlage: 0,643 ct/kWh
- Stromsteuer: 2,05 ct/kWh
- Konzessionsabgabe: 1,86 ct/kWh
- Die Kosten für Vertrieb, Beschaffungsabwicklung und Risikoaufschläge (ohne Beschaffungskosten) wurden mit 3 ct/kWh angesetzt.
- Netzentgelt:
  - Haushaltskunden: 11,65 ct/kWh
  - Gewerbekunden: 9,52 ct/kWh
  - Industriekunden: 4,3 ct/kWh

Je nach betrachtetem Szenario addiert sich hierzu der Mittelwert der Strommarkt-Preiszeitreihe oder der stundenscharfe Preis. Auf den Gesamtpreis ist zudem die Mehrwertsteuer zu entrichten. Der Eigenverbrauch ist von den regulatorischen Abgaben befreit und steuerbare Verbrauchseinrichtungen entrichten beim Netzbezug keine KWK- und Offshore-Netzumlage. Das Netzentgelt der jeweiligen Verbraucher-Klasse entspricht dem durchschnittlichen Netzentgelt im Jahr 2023 für das Bundeslands, in welchem das betrachtete Netzgebiet lokalisiert ist [BNA23d]. Beachtung findet weiterhin die Anwendung gültiger Privilegierungstatbestände (z.B. auf Grundlage der Kenntnis des Strombedarfs und der Branchenzugehörigkeit einzelner gewerblicher und industrieller Betriebe). Gleichfalls erfolgt eine differenziertere Betrachtung der zuvor dargestellten Abgaben für definierte Abnahmefälle gemäß des Bundesmonitoring-Berichts der Bundesnetzagentur [BNA23d]. Die skizzierte Differenzierung und Anwendung der Privilegierungstatbestände erfolgt für alle (synthetischen) Gebäude des Betrachtungsgebiets. Die individuellen Abgaben werden wiederum späterer in der Aggregation anhand der Strombedarfe gewichtet und berücksichtigt.

### **Brennstoffkosten/Erlöse Wasserstofferzeugung**

- Erdgaspreis (Mittelwert: dezentrale KWK): 7,1 ct/kWh
- Erdgaspreis (große KWK-Anlagen): 4,5 ct/kWh
- Wasserstoffpreis (grau): 3,5 ct/kWh
- Wasserstoffpreis (grün): 10,8 ct/kWh

### **Einspeisevergütung**

Im Bereich der **KWK-Anlagen** wurde das Marktstammdatenregister analysiert, insbesondere der Leistungszubau innerhalb relevanter Förderperioden und Leistungsklassen. Die je Periode gültigen Fördertarife wurden mit dem dort realisierten Zubau gewichtet, wobei nach den relevanten Leistungsklassen differenziert wurde.

Im Ergebnis resultieren folgende in der Arbeit verwendete Fördersätze:

[ct/kWh]	< 50 kW	< 100 kW	< 250 kW	≤ 2 MW	> 2 MW
Eigenverbrauch	4,8	3,2	2,7	2	1,4
Netzeinspeisung	6,3	4,4	3,3	2,7	2,4

**Tabelle A-3 KWK-Fördersätze (Auswertung MaStR (17.12.23) kombiniert mit historischen Fördersätzen)**

Die Ermittlung der Fördersätze bei **PV-Anlagen** erfolgt analog zum Vorgehen im Bereich der KWK-Anlagen (leistungsgewichteter Mittelwert der Fördersätze nach Anlagenklassen). Im Unterschied zu KWK-Anlagen, die für eigenverbrauchten Strom eine Vergütung erhalten, werden PV-Anlagen ausschließlich für die Netzeinspeisung vergütet. Sowohl die ermittelten PV- als auch die KWK-Fördersätze werden im Verfahren auf Anlagen der jeweiligen Leistungsklasse angewendet.

[ct/kWh]	Festvergütung (Dach)	Marktprämie (Dach)	Marktprämie (Freifläche)
10 kW	9,5	8,8	6,6
30 kW	12,9	8,1	6,8
40 kW	15,6	9,6	7,4
100 kW	14,6	7,9	6,8
500 kW	13,3	8,2	7,1
1 MW	10,9	6,8	7,2
10 MW	7,9	6,8	6,8
> 10 MW	0	0	0

**Tabelle A-4 PV-Fördersätze (Auswertung MaStR (17.12.23) kombiniert mit historischen Fördersätzen)**

---

Im Bereich der weiteren **(Groß-)Anlagen** wurde die durchschnittliche EEG-Ver-  
gütung des Jahres 2022 der jeweiligen Technologie als anzulegender Wert ange-  
setzt. Auf Grundlage der Stromzeitreihe und vorliegenden Einspeisezeitreihen für  
Deutschland wurde nun technologiespezifisch der Marktwert ermittelt.

## B. Ergänzende Simulationsergebnisse

### Erträge bzw. Versorgungskosten nach Sektoren je individuelm MS-Netz

In Ergänzung zu Abbildung 5–5 stellt die nachfolgende Grafik die Versorgungskosten der Verbrauchersektoren und EE-Anlagen abhängig vom Anlagenbetriebsszenario je MS-Netz dar. Hierbei zeigt sich, dass das hohe ökonomische Potenzial insbesondere in Netzen mit hoher EE-Einspeisung aus Großanlagen realisiert wird. Lastdominierte Netze mit geringer EE-Einspeisung partizipieren weniger am Gesamtnutzen und ziehen Kostenvorteile stärker über die markt-basierte Optimierung und die Nutzung gebäudeinstallierter PV- und KWK-Anlagen.

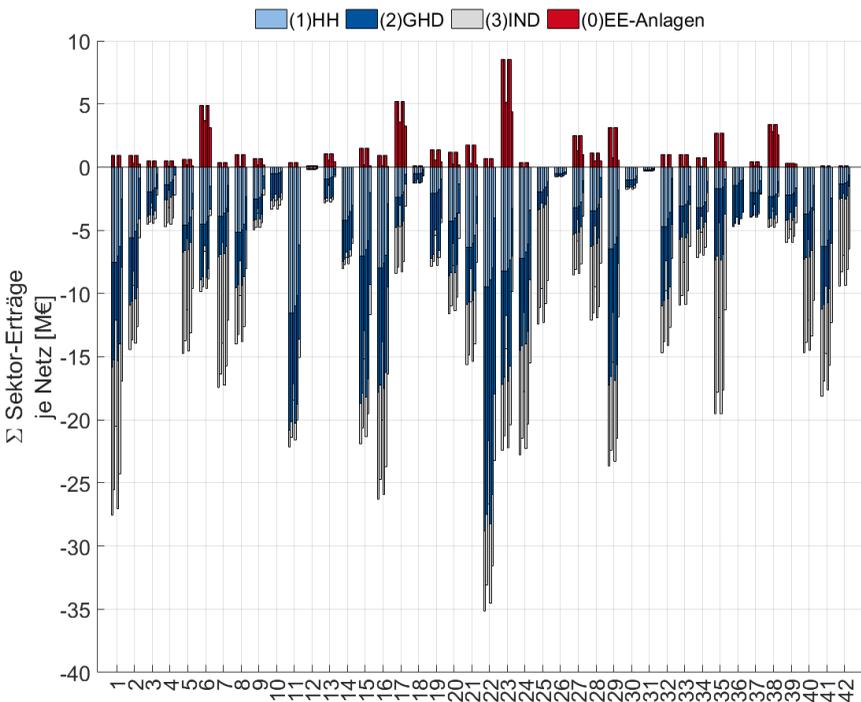


Abbildung B–1 Erträge bzw. Versorgungskosten der genannten Verbrauchersektoren auf Gesamtkosten je individuelm MS-Netz

### Hohe Gleichzeitigkeiten steuerbarer Verbrauchseinrichtungen

Die folgende Abbildung verifiziert diese These hoher Gleichzeitigkeitfaktoren anhand einer stündlichen aufgelösten Darstellung der Gleichzeitigkeit von Wärmestromanlagen (links) und Elektrofahrzeugen (rechts) für alle 42 Netze.

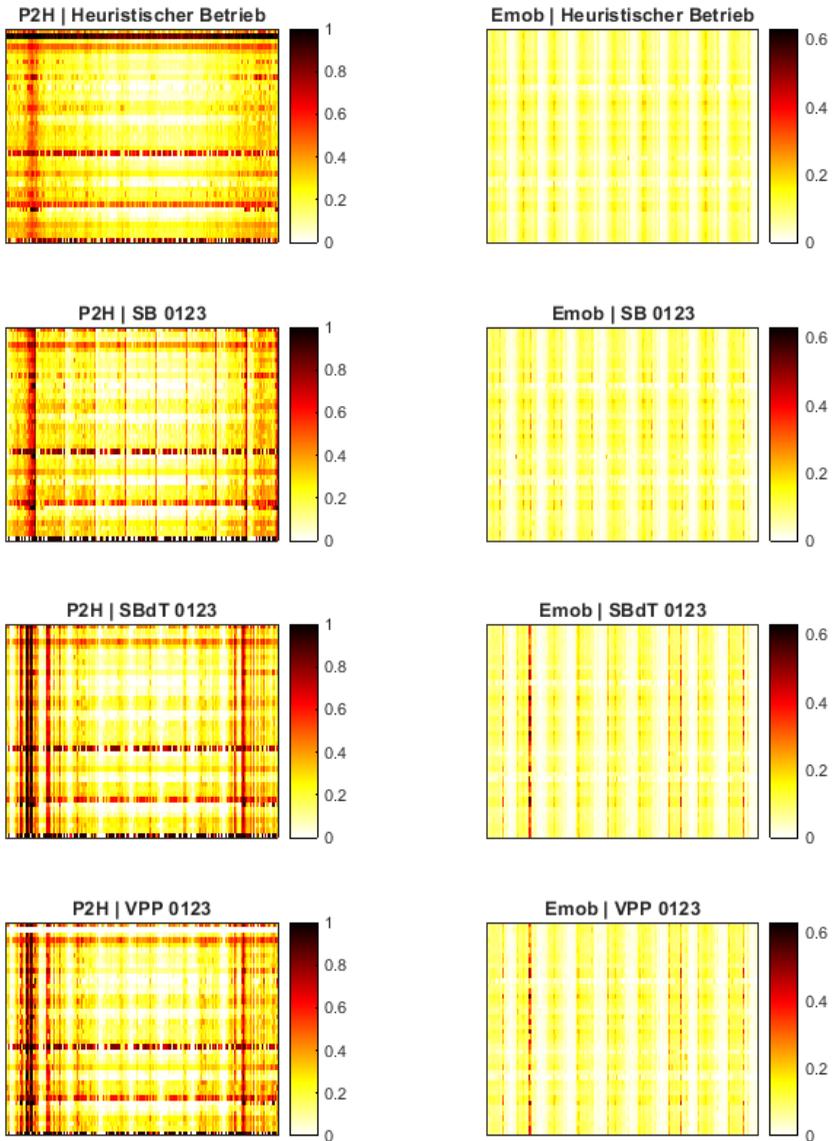


Abbildung B–2 Stündliche Gleichzeitigkeitsfaktoren je MS-Netz im Jahresverlauf (alle Stunden des Jahres) für Wärmestromanlagen (links) und Elektrofahrzeuge (rechts)

Jede Zeile repräsentiert ein Netz. Insbesondere bei marktgesteuerten Anlagenstrategien zeigt sich eine signifikante Verschärfung der Gleichzeitigkeiten.

## Veränderung der (n-0)-Belastung in Abhängigkeit der Anlagenbetriebsstrategie

Anknüpfend an die Darstellungen in Abbildung 5–13 und Abbildung 5–14 bestätigt sich anhand des qualitativen Bewertungskriteriums im HS-Netz auch im (n-0)-Fall die Tendenz einer Entlastung bei einem Anlagenbetrieb als virtuelles Kraftwerk in unterlagerten Netzen (unten rechts). Gleichfalls stellt sich eine Verschärfung der Engpasssituation ein keine Anreize zur lokalen Synchronisation von Erzeugung und Last gesetzt werden (oben rechts, unten links). Sowohl ein optimierter, individueller Eigenverbrauch, als auch ein solcher unter Einsatz dynamischer Stromtarife führen zu ähnlichen Abweichungen.

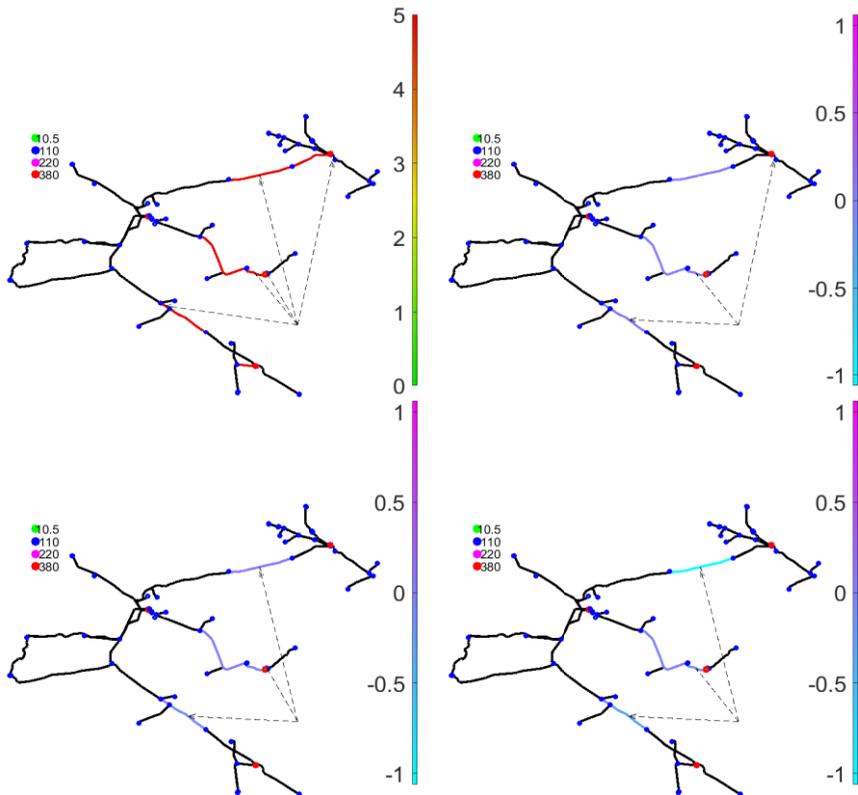


Abbildung B-3 Topologische Darstellung der (n-0)-Überlastung im Referenzszenario (oben links) und Differenz zu Vergleichsszenarien (SB 0123 unten links, SBd 0123 oben rechts, VPP 0123 unten rechts) in GWh