Abschlussbericht zum Verbundvorhaben

InnOpTEM

Innovative Ansätze zur Optimierung von Topologiemaßnahmen im Engpassmanagement des Netzbetriebs

Geförderte Partner:

Assoziierte Partner:

Autoren:

Amprion GmbH:	Dr. Julian Lichtinghagen, Sebastian Stein, Markus Geulen
FGH e.V.:	Marco Gehrmann, Andrea Ewerszumrode, Philipp Reuber, Martin Schmitz
Gurobi GmbH:	Tim Donkiewicz, Oliver Gaul
RWTH Aachen University:	
Lehrstuhl für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft:	Christian Fester, Felix Preuschoff, Raphael Houben, Markus von Heel
Lehrstuhl für Operations Research:	Tim Donkiewicz, Oliver Gaul

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Berichtsdatum: 26.02.2026

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EI4056A-D

Fördermaßnahme: Anwendungsorientierte nichtnukleare Forschung und Entwicklung im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Bewilligungszeitraum: 01.09.2022 - 31.08.2025

Kurzfassung

Im Forschungsprojekt Innovative Ansätze zur Optimierung von Topologiemaßnahmen im Engpassmanagement des Netzbetriebs (InnOpTEM) werden vier verschiedene Ansätze für eine Integration von Topologiemaßnahmen in die Engpassmanagementoptimierung im deutschen Übertragungsnetz entwickelt.

- Integrierte Mathematische Optimierung
- Iterative Sensitivitätsbasierte Optimierung
- Multi-Agent Deep Reinforcement Learning
- Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl

Hierzu werden zunächst die bestehenden Engpassmanagementprozesse hinsichtlich ihrer Eignung für eine Topologieoptimerung analysiert und der Prozess Präventiver Redispatch 2 (pRD2) als sinnvolle Basis für die Integration einer Topologieoptimierung ausgewählt. Anschließend werden die technischen Anforderungen an eine praxistaugliche Topologieoptimierung definiert. Hierzu werden die bestehenden Engpassmanagementprozesse sowie die in diesen Prozessen verwendeten Daten analysiert. Zusätzlich werden Workshops mit den Betriebsplanern und Systemführern der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durchgeführt, um die im Netzbetrieb berücksichtigten Randbedingungen bei der Auswahl und Bewertung von Topologiemaßnahmen möglichst vollumfänglich zu erfassen. Unter Berücksichtigung der gewonnenen Erkenntnisse wird das resultierende Optimierungsproblem vollständig in eine mathematische Formulierung überführt. Im Rahmen des Forschungsprojektes lassen sich allerdings nicht alle identifizierten Randbedingungen der vollständigen mathematischen Formulierung in die Lösungsansätze integrieren. Dies liegt zum einen an der Komplexität. Zum anderen liegen in den bestehenden Engpassmanagementprozessen nicht alle erforderlichen Eingangsdaten vor, da diese aktuell teilweise nicht benötigt werden. Aus diesem Grund werden die identifizierten Randbedingungen nach ihrer Wichtigkeit in Bezug auf die Praxistauglichkeit der Optimierungsergebnisse bewertet und deren Integration entsprechend priorisiert. Die auf dieser Basis entwickelten Optimierungsansätze werden innerhalb eines Feldtests in einer bei der Amprion GmbH aufgebauten Simulationsumgebung auf Eingangsdaten des pRD2-Prozesses erprobt. In zahlreichen Workshops werden die Optimierungsergebnisse mit Betriebsplanern und Systemführern der vier deutschen ÜNB diskutiert und auf dieser Grundlage kontinuierlich weiterentwickelt. Als Basis für die finale Bewertung der verschiedenen Optimierungsansätze werden diese auf historische Eingangsdaten des pRD2-Prozesses, die einen einen Zeitraum von 10 Monaten aus dem Jahr 2022 umfassen, angewendet.

Insgesamt zeigen die Optimierungsergebnisse der verschiedenen Lösungsansätze ein Potenzial für die Reduzierung herkömmlicher Engpassmanagementmaßnahmen, wie Redispatch. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass noch nicht alle relevanten Randbedingungen in die Optimierungsansätze integriert werden können, sodass stets eine intensive Interpretation sowie Prüfung der vorgeschlagenen Topologiemaßnahmen durch die Operatoren erforderlich ist. Dies umfasst unter anderem die Auswirkungen der vorgeschlagenen Topologiemaßnahmen auf die Kritikalität von Sammelschienenfehlern, die Höhe von Kurzschlussströmen im Fehlerfall sowie teilweise die Leistungsflussverschiebung in unterlagerte Netze. Die Diskussionen zu den Optimierungsergebnissen innerhalb der durchgeführten Workshops zeigen, dass insbesondere diese umfangreiche Prüfung der Ergebnisse die zentrale Herausforderung für die Praxistauglichkeit darstellt. Aus diesem Grund ist eine zentrale Handlungsempfehlung aus dem Projekt zu prüfen, inwiefern eine separate zweistufige Optimierung von Topolgie- und herkömmlichen Engpassmanagementmaßnahmen, wie Redispatch und Stufung von Phasenschiebertransformatoren, zu einer Komplexitätsreduktion geeignet ist. Eine Entkopplung bietet zum einen Potenzial die Nachvollziehbarkeit der jeweiligen Lösungen aufgrund des Wegfalls der komplexen Wechselwirkungen zu verbessern. Zum anderen lässt sich die Prüfung der Umsetzbarkeit der Topologiemaßnahmen ohne Wechselwirkungen mit weiteren Maßnahmen im operativen Betrieb einfacher umsetzen. Die erzielte Komplexitätsreduktion ist der verringerten Lösungsgüte gegenüberzustellen. Gleichzeitig ist eine Integration von weiteren wichtigen Randbedingungen in die Optimierungsansätze sowie die entsprechende Erweiterung der Eingangsdaten erforderlich. Dies betrifft vor allem die Randbedingungen für Kurzschlussströme sowie die Bewertung von Sammelschienenausfällen, da deren Integration einen Großteil der Überprüfungen der

Umsetzbarkeit vereinfachen beziehungsweise teilweise erübrigen würden.

Insgesamt zeigt das Forschungsprojekt, dass grundsätzlich verschiedene Verfahren für eine Topologieoptimierung geeignet sind. Entscheidend für die Praxistauglichkeit ist der Grad der Abbildung aller technischen sowie betrieblichen Randbedingungen. Im aktuellen Stand sind die entwickelten Verfahren noch nicht für eine operative Topologieoptimierung geeignet, sondern können als Entscheidungsunterstützung bei der bisherigen Auswahl und Bewertung von Topolgiemaßnahmen dienen. Zusätzlich ist auch eine Anwendung in Prozessen, die dem operativen Betrieb vorgelagert sind, wie etwa die Definition des Normalschaltzustandes, denkbar.

Inhaltsverzeichnis

1 Ausgangssituation zu Beginn des Projekts . . . 1
1.1 Aufgabenstellung . . . 1
1.2 Voraussetzungen für die Durchführung des Vorhabens . . . 1
1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens . . . 2
1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand . . . 2
2 Praxisnahe Simulationsumgebung . . . 3
2.1 Engpassmanagementprozesse im deutschen Übertragungsnetz . . . 3
2.2 Aufbau der Simulationsumgebung . . . 5
2.3 Eingangsdaten des pRD2-Prozesses . . . 7
2.4 Theorie zu Netzmodellen . . . 10
2.4.1 Node-Breaker Netzmodelle . . . 10
2.4.2 Bus-Branch Netzmodelle . . . 11
2.4.3 Randnetzbetrachtungen . . . 11
2.4.4 Standardisierte Netzmodelle im europäischen Verbundsystem . . . 12
2.5 Preprocessing der Eingangsdaten . . . 14
2.5.1 Preprocessing der Netzdatensätze . . . 14
2.5.2 Preprocessing der Kraftwerksdaten . . . 19
2.6 Datenbank . . . 19
2.6.1 Stammdaten für Netzelemente . . . 20
2.6.2 Parametrierung von topologischen Freiheitsgraden . . . 20
2.7 Mensch-Maschine-Interaktion . . . 21
2.7.1 Motivation . . . 21
2.7.2 Umsetzung einer Mensch-Maschine-Interaktion im Projekt . . . 22
3 Freiheitsgrade und Randbedingungen . . . 27
3.1 Freiheitsgrade im Engpassmanagement . . . 27
3.2 Identifizierte Randbedingungen und Bewertungskriterien . . . 28
3.2.1 Technische Randbedingungen im Übertragungsnetz . . . 28
3.2.2 Technische Randbedingungen für Kraftwerke und Phasenschieber-transformatoren . . . 31
3.2.3 Betriebliche Randbedingungen für Topologiemaßnahmen . . . 31
3.3 Mathematische Formulierung eines theoretischen Referenzmodells . . . 33
3.3.1 Erzeugungsanlagen . . . 33
3.3.2 Leistungsfluss . . . 34
3.3.3 Zweigschaltung . . . 37
3.3.4 Sammelschienenrekonfiguration . . . 38
3.3.5 Nutzung verfügbarer Sammelschienen . . . 40
3.3.6 Security-Constrained Optimal Transmission Switching . . . 41
3.3.7 Kurzschlussstrom . . . 42
3.3.8 Redispatch . . . 43
3.3.9 Zielfunktionen . . . 45
3.3.10 Beschränkungen der Modellierung . . . 46
4 Stand der Technik . . . 47
4.1 Geschlossene Optimierung . . . 48
4.2 Heuristische Komplexitätsreduktion . . . 50
4.3 Verfahren mit maschinellem Lernen . . . 52
4.4 Mehrstufige Verfahren . . . 54
4.5 Betrachtete Verfahren und Verfahrensbestandteile . . . 56
5 Entwicklung Innovativer Ansätze zur Topologieoptimierung . . . 58

5.1 Integrierte Mathematische Optimierung . . . 59
5.1.1 Übersicht Entwicklungen . . . 59
5.1.2 Heuristischer Start . . . 61
5.1.3 Vermeidung von Inselnetzen . . . 61
5.1.4 Subproblemauswahl . . . 62
5.1.5 Schnittebenenauswahl . . . 63
5.1.6 Teilweise Dekomponierung . . . 63
5.1.7 Subproblembeschleunigung . . . 63
5.1.8 AC-Ergebniskonvertierung . . . 64
5.2 Iterative Sensitivitäsbasierte Optimierung . . . 65
5.2.1 Ausgangspunkt der Entwicklungen . . . 66
5.2.2 Sensitivitätsberechnung für Topologiemaßnahmen . . . 67
5.2.3 Topologieoptimierung . . . 67
5.2.4 Topologiemaßnahmenfilterung . . . 70
5.2.5 Performance . . . 70
5.3 Multi-Agent Deep Reinforcement Learning . . . 71
5.3.1 Grundlagen des Reinforcement Learning . . . 71
5.3.2 Reinforcement Learning im Engpassmanagement . . . 73
5.3.3 Proof-of-Concept . . . 76
5.4 Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl . . . 79
5.4.1 Überblick und Zielsetzung . . . 79
5.4.2 Datengrundlage . . . 79
5.4.3 Initiale Engpassmanagmentoptimierung ohne Topologiemaßnahmen . 79
5.4.4 Heuristische Topologievorauswahl . . . 82
5.4.5 Gekoppelte Topologie- und Redispatch-Co-Optimierung . . . 84
5.4.6 Rechnerische Umsetzung und Parallelisierung . . . 85
5.4.7 Berücksichtigte Restriktionen und bekannte Grenzen . . . 85
5.4.8 Dekomposition (Optional) . . . 85
5.4.9 Parametrierung . . . 86
6 Exemplarische Ergebnisse . . . 87
6.1 Vergleich der initialen Leistungsfluss- und Engpassmanagementsimulationen . 87
6.2 Exemplarische Untersuchung einer Engpasssituation . . . 91
6.2.1 Situationsbeschreibung . . . 91
6.2.2 Ergebnisse der Integrierten Optimierung . . . 94
6.2.3 Ergebnisse der Iterativen Sensitivitätsbasierten Optimierung . . . 97
6.2.4 Ergebnisse der Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl 100
6.2.5 Exemplarische praxisuntaugliche Topologiemaßnahmen . . . 107
6.2.6 Zwischenfazit . . . 108
6.3 Umfassende Anwendungsstudie auf historischen Datensätzen aus 2022 . . . 109
6.3.1 Sensitivitätsuntersuchungen zentraler Parameter der Co-Optimierung 109
6.3.2 Gewählte Parameter für die Optimierungsansätze . . . 114
6.3.3 Ergebnisvergleich anhand von Kennzahlen . . . 115
7 Zusammenfassung . . . 122
8 Zahlenmäßiger Nachweis . . . 125
9 Verwertbarkeit der Ergebnisse . . . 125
10 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit . . . 126
11 Fortschritt bei anderen Stellen . . . 126
12 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen . . . 127
Literaturverzeichnis . . . 130

Abbildungsverzeichnis

2.1 Engpassmanagementprozesse im deutschen Übertragungsnetz (Stand 09/2023) . . 3
2.2 Simulationsumgebung 6
2.3 Bestandteile der Eingangsdaten des pRD2-DACF-Prozesses 7
2.4 KWEP-Datenbestandteile für (a) Generatoren und (b) Pumpen [50H+13] 8
2.5 Beispielhafte KWEP-Daten eines Kraftwerks für einen Tag mit Regelleistungsverpflichtungen 9
2.6 Exemplarischer Auszug eines im Echtzeit-Leitsystem angezeigtem Node-Breaker Netzmodells [Sch14] 10
2.7 Bus-Branch-Modell des exemplarischen Echtzeit-Leitsystemauszugs aus Abbildung 2.6 [Sch14] 11
2.8 Logik der 8-stelligen alphanumerischen UCTE-Knoten am Beispiel der Sammelschiene A des fiktiven Umspannwerks ABCDE auf 380-kV-Ebene 12
2.9 (a) Vorzeichendefinition, (b) fiktive Grenzknoten, (c) Leitungs-Modell und (d) Regel-Transformator-Modell im UCTE-DEF Format [ENT15] 13
2.10 Abbildung derselben Station als (a) Node-Breaker- (b) UCTE- und (c) Bus-Branch-Modell [Sch14] 14
2.11 Beispielstation mit Doppelsammelschiene und Umgehungsschiene (a) in einer vollständigen Node-Breaker Darstellung, (b) einer Darstellung im UCTE-Format und (c) der Zieldarstellung nach Netzkonvertierung. 15
2.12 Vollständiges UCTE-DACF-Netzmodell (28728 Knoten und 19132 Zweige) 17
2.13 Teilnetz Deutschland ohne Randnetzabbildung (4183 Zweige und 2329 Knoten) . . 17
2.14 Teilnetz Deutschland mit Randnetzabbildung (4656 Zweige und 2712 Knoten) . . 18
2.15 Webbasierte Visualisierung zur geographischen Darstellung von Netzsituationen . 23
2.16 Hoverinformationen für ein exemplarisches Kraftwerk 23
2.17 Icon-Darstellung einer Entkupplung 24
2.18 Darstellung der Auslastung eines exemplarischen Stromkreises im Tagesverlauf . . 24
2.19 Detaildarstellung der Zeitreihen eines exemplarischen Kraftwerks 25
2.20 Ergebnistabelle eines exemplarischen Kraftwerks 25
2.21 Exemplarische Ergebnisanpassung und Sperrung des Freiheitsgrads 26
2.22 Menü zum Export eines angepassten Datensatzes in die Datenbank 26
2.23 Menü zur Neuberechnung des Leistungsflusses oder erneuten Optimierungslaufs . 26
3.1 Schaltanlagengraphdarstellung unter Verwendung von Hilfsknoten und -zweigen. . 39
5.1 Übersicht entwickelter innovativer Ansätze zur Topologie-Optimierung 58
5.2 Ablauf Branch-and-Benders-Cut 60
5.3 Umspannwerk aus Abbildung 3.1 nach Zusammenziehen von Zweig $e^f_{u,1}$. e_1 und $e^f_{v,1}$ sind jetzt direkt mit u verbunden. 64
5.4 Verfahrensablauf *Iterative Optimierung* 65
5.5 Verfahrensablauf iterative Redispatchoptimierung 66
5.6 Schematische Darstellung des Reinforcement Learning Kreislaufs 72
5.7 Verlauf des Rewards für den Topologie-Agent 77
5.8 Verlauf des Rewards für den Redispatch-Agent 77
5.9 Verfahrensablauf Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl 79
5.10 Detaillierter Ablauf der heuristischen Topologievorauswahl (vgl. Schritt 4 in Abbildung 5.9). 83
6.1 Abweichung des (n-0)-Stromflusses zwischen *Co-Optimierung* und *Benchmark* . . 88
6.2 Abweichung des (n-0)-Stromflusses zwischen *Iterativen Optimierung* und *Benchmark* 88
6.3 Abweichung des (n-0)-Stromflusses zwischen *Integrierte Optimierung* und *Benchmark* 89

6.4 Abweichung des (n-1)-Stromflusses je Betriebsmittel zwischen *Iterativer Optimierung* und *Co-Optimierung* (Median: 15,08 *A*, 95 %-Quantil: 306,92 *A*) 89
6.5 Vergleich der Redispatchabrufe und kalkulatorischer Kosten je Optimierungsansatz 90
6.6 Day-Ahead EE-Einspeiseprognose für den exemplarischen Untersuchungstag im Jahr 2025 92
6.7 Day-Ahead Lastprognose für den exemplarischen Untersuchungstag im Jahr 2025 . 92
6.8 (n-1)-Engpasssituation und simulierter Redispatch der *Co-Optimierung* im Tagesverlauf ohne Topologiemaßnahmen 93
6.9 Initiale (n-1)-Auslastung der *Integrierten Optimierung* und ermittelte Topologiemaßnahmen für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*) . 94
6.10 Netzausschnitt Station 1: (n-1)-Auslastungen vor (oben) und nach (mitte) Topologiemaßnahmen der *Integrierten Optimierung*, sowie Auslastungsdifferenz (unten) in Tagesstunde 13 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) 95
6.11 Simulierter Redispatch ohne (links) und mit Topologiemaßnahmen (rechts) der *Integrierten Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*) 96
6.12 Initiale (n-1)-Auslastung und ermittelte Topologiemaßnahmen der *Iterativen Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*) . . 97
6.13 Netzausschnitt Engpassregion 1: (n-1)-Auslastungen vor (oben) und nach (mitte) Topologiemaßnahmen der *Iterativen Optimierung*, sowie Auslastungsdifferenz (unten) in Tagesstunde 13 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) 98
6.14 Simulierter Redispatch ohne (links) und mit Topologiemaßnahmen (rechts) der *Iterativen Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*) 99
6.15 Ausgewählte Topologien und jeweilige Topologiemaßnahmen der *Co-Optimierung* für den Beobachtungstag und Zeitraum der Topologiemaßnahme (Balken rechts) . 100
6.16 Kalkulatorische Redispatchkosten und -mengen der *Co-Optimierung* im Tagesverlauf vor und nach der Umsetzung von Topologiemaßnahmen. 101
6.17 Initiale (n-1)-Auslastung und ermittelte Topologiemaßnahmen der *Co-Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*) 101
6.18 Simulierter Redispatch der *Co-Optimierung* im Tagesverlauf (oben), sowie (n-1)-Engpasssituation und Redispatch nach Umsetzung der Topologiemaßnahmen (unten) in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*) 102
6.19 Simulierter Redispatch ohne (links) und mit Topologiemaßnahmen (rechts) der *Co-Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*) 102
6.20 Leistungsflussdifferenz im (n-0)-Zustand durch die Topologiemaßnahmen der *Co-Optimierung* (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) 103
6.21 Netzausschnitt Station 1: (n-1)-Auslastungen vor (oben) und nach (mitte) Topologiemaßnahmen der *Co-Optimierung*, sowie Auslastungsdifferenz (unten) in Tagesstunde 13 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) 104
6.22 Topologiemaßnahmen und Auslastungen im kritischsten Ausfall an Station 5 zur Reduktion der Engpässe in Engpassregion 2 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) 105
6.23 Topologiemaßnahmen und Auslastungen im kritischsten Ausfall an Station 6 zur Reduktion der Engpässe in Engpassregion 2 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) 105
6.24 Auswirkungen der Umbelegungen an Station 5 auf (n-0)-Spannungswinkeldifferenzen und Sammelschienenfehler bei Ausgangstopologie, nach Topologiemaßnahmen und nach Umsetzung aller Engpassmanagementmaßnahmen. (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) *Die gezeigten CB müssen nicht notwendigerweise direkt mit der geschalteten Station verbunden sein, sondern sind die jeweils höchst ausgelasteten Betriebsmittel nach Sammelschienenfehler.* 106
6.25 Ermittelte exemplarische praxisuntaugliche Topologiemaßnahme und kritischste Auslastungen bei Sammelschienenfehler bei Ausgangstopologie, nach Topologiemaßnahmen und nach Umsetzung aller Engpassmanagementmaßnahmen. (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) *Die gezeigten CB müssen nicht notwendigerweise direkt mit der geschalteten Station verbunden sein, sondern sind die jeweils höchst ausgelasteten Betriebsmittel nach Sammelschienenfehler.* 107
6.26 Sensitivitätsuntersuchung bei Variation der maximalen Anzahl geschalteter Schaltanlagen je Topologie ($n^{max}_{stations}$) 110

6.27 Sensitivitätsuntersuchung bei Variation der maximalen Anzahl Umbelegungen je Topologie (n_{umb}^{max}) . . . 111
6.28 Sensitivitätsuntersuchung bei Variation der Mindestschaltzeit $t_{topo}^{min} = 4$ . . . 112
6.29 Finales Reduktionspotenzial bei Nutzung der resultierenden Parametrierung $n_{stations}^{max} = 4$, $n_{umb}^{max} = 3$ und $t_{topo}^{min} = 4$. . . . 113
6.30 Reduktionspotenzial bei Beschränkung der verfügbaren Topologiemaßnahmen auf reine Kupplungsschaltungen . . . 114
6.31 Simulierte relative Redispatchreduktion bei Anwendung auf historische Datensätze 116
6.32 Engpassreduktion im Jahreslauf . . . 117
6.33 Schaltungsstatistiken . . . 118
6.34 Anzahl an Schalterbewegungen pro Tag. Vergleich zwischen den Ansätzen: *Co-Optimierung*, *Iterative Optimierung*, *Integrierte Optimierung* . . . 119
6.35 Gesamte Rechenzeit pro Tag bei Anwendung auf historische Datensätze . . . 120

Tabellenverzeichnis

2.1 Bestandteile einer KWEP-Meldung [ENT13] . . . 8
2.2 Im Rahmen des Preprocessing zugeordnete Kategorien der Netzelemente der UCTE-Datensätze für die Spannungsebenen 380 kV und 220 kV . . . 16
2.3 Kennzahlen für Netzgröße, Rechenzeiten und Berechnungsgüte . . . 18
2.4 Anpassungen der KWEP-Daten . . . 19
2.5 Parametrierung der Freiheitsgrade durch Vorgabe in der Datenbank . . . 20
4.1 Spaltendefinitionen für die in Abschnitt 4 verwendeten Literaturübersichten . . . 47
4.2 Übersicht über Verfahren mit Dekompositionsansatz . . . 48
4.3 Übersicht über Verfahren mit Partitioning . . . 49
4.4 Übersicht Komplexitätsreduktion innerhalb geschlossener Optimierungsmethoden . 49
4.5 Übersicht über Verfahren mit Vorfilterung der Topologiemaßnahmen . . . 51
4.6 Übersicht über Verfahren mit Greedy-Heuristik . . . 52
4.7 Übersicht über Verfahren mit Dynamischer Programmierung (DP) . . . 52
4.8 Übersicht über Verfahren mit Supervised Learning . . . 53
4.9 Übersicht über Verfahren mit Reinforcement Learning (RL) . . . 53
4.10 Übersicht über Verfahren mit k-Nearest-Neighbor (k-NN)-Heuristik . . . 54
4.11 Übersicht über mehrstufige Verfahren . . . 55
4.12 Spaltendefinitionen für Tabelle 4.13 . . . 56
4.13 Überblick über Randbedingungen der betrachteten Ansätze . . . 57
5.1 Übersicht der verwendeten Indizes und Mengen . . . 67
5.2 Optimierungsparameter . . . 68
5.3 Optimierungsvariablen . . . 68
5.4 Mengendefinitionen, notwendig für die Definition des Optimierungsproblems . . . 80
5.5 Parameter für die Engpassmanagementoptimierung . . . 80
5.6 Technische Grenzen der Betriebsmittel, welche den Lösungsraum innerhalb der Engpassmanagementoptimierung begrenzen . . . 81
5.7 Kostenparameter, die in der Engpassmanagementoptimierung Anwendung finden. . 81
5.8 Entscheidungsvariablen in der Engpassmanagementoptimierung . . . 82
5.9 In der *Co-Optimierung* berücksichtigte Randbedingungen . . . 85
5.10 Zentrale Parameter der heuristischen Topologievorauswahl . . . 86
6.1 Variierte Parameter, Variationsbereich und Standardeinstellung innerhalb der durchgeführten Sensitivitätsuntersuchung für die *Co-Optimierung* . . . 110
6.2 Finale Parameterwahl für die *Co-Optimierung* . . . 113
6.3 Finale Parameterwahl für die *Co-Optimierung* . . . 114
6.4 Parameterwahl für die *Iterative Optimierung* . . . 114
6.5 Finale Parameterwahl für die *Integrierte Optimierung* . . . 115
12.1 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen . . . 127
12.2 Erfolgte Präsentationen im Rahmen des Projektes . . . 128
12.3 Durchgeführten Anwenderworkshops mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern 129

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
ACOTS	AC Optimal Transmission Switching
CB	Critical Branch
CO	Critical Outage
CBCO	Critical-Branch/Critical-Outage-Kombination
CCG	Cut and Column Generation
CG	Column Generation
CM	Congestion Management
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
DC	Direct Current
DP	Dynamische Programmierung
DRL	Deep Reinforcement Learning
EE	Erneuerbare Energie
EEA	Erneuerbare-Energie-Anlagen
EPL	Engpassleistung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GA	Genetischer Algorithmus
GLODF	Generalized Line Outage Distribution Factor
IDCF	Intraday Congestion Forecast
InnOpTEM	Innovative Ansätze zur Optimierung von Topologiemaßnahmen im Engpassmanagement des Netzbetriebs
k-NN	k-Nearest-Neighbor
KNN	Künstliche Neuronale Netze
LMP	Locational Marginal Price
LODF	Line Outage Distribution Factor
LP	Lineare Programmierung
MILP	Mixed-Integer-Lineare Programmierung
MCTS	Monte-Carlo-Tree-Search
MINLP	Mixed-Integer-Nichtlineare Programmierung
MISOCP	Mixed-Integer-Second-Order-Cone Programmierung
MMI	Mensch-Maschine-Interaktion
NLP	Nichtlineare Programmierung
OTS	Optimal Transmission Switching
pRD1	Präventiver Redispatch 1
pRD2	Präventiver Redispatch 2
PSDF	Phase Shift Distribution Factor
PSO	Partikelschwarmoptimierung
PST	Phasenschiebertransformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
QCQP	Quadratically-constrained Quadratic Programmierung
RES	Redispatch-Ermittlungs-Server
RD	Redispatch
RDO	Redispatchoptimierung
RL	Reinforcement Learning
SCOPF	Security-Constrained Optimal Power Flow
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAPP	Week-Ahead Planning Process
ZFW	Zielfunktionswert

Glossar

In diesem Abschnitt führen sind die verwendeten Mengen, Parameter und Variablen aufgeführt. Mit 2^A wird die Potenzmenge der Menge A bezeichnet.

Mengen

Schaltanlagen und Knoten:

Γ,	Schaltanlagen,
V,	Knoten,
$V^w \subseteq V$,	Sammelschienen-Knoten,
$V^f \subset V$,	Trennschalter-Knoten,
$V(\gamma) \subseteq V$,	Knoten des Umspannwerks γ,
$V^w(\gamma) \subseteq V$,	Sammelschienen-Knoten in Schaltanlage γ,
$V^f(\gamma) \subseteq V$,	Trennschalter-Knoten in Schaltanlage γ.

Zweige und Transformatoren:

E,	Elektrische Längsweige (bspw. Stromkreise, Transformatoren),
$E(v) \subseteq E$,	Längsweige anliegend zu Knoten v,
$E^-(v) \subseteq E$,	Längsweige endend an Knoten v,
$E^+(v) \subseteq E$,	Längsweige startend an Knoten v,
$E^w \subseteq E$,	Kupplungen, die Sammelschienen miteinander verbinden,
$E^f \subseteq E$,	Trenner (verbinden Leistungsschalter-Knoten mit Sammelschienen),
$E^{\text{sym}} \subseteq 2^E$,	Parallele Stromkreise,
$\mathcal{T} \subseteq E$,	Transformatoren,
$\text{PST} \subseteq \mathcal{T}$	Phasenschiebertransformator,
$\mathcal{T}^{\text{sym}} \subseteq 2^{\mathcal{T}}$,	Parallele Transformatoren.

Erzeugungsanlagen und Lasten:

G,	Elektrische Erzeugungsanlagen,
$G(v) \subseteq G$,	Elektrische Erzeugungsanlagen an Knoten v,
D,	Elektrische Lasten,
$D(v) \subseteq D$,	Elektrische Lasten an Knoten v.

Problemspezifische Mengen:

$\mathcal{G}_{\text{mustrun}} \subseteq 2^G$,	Mustrun-Gruppen,
$T = \{1, \dots, \lvert T \rvert\}$,	Zeitschritte,
$\mathcal{C} \subseteq 2^E$	Critical Outages (Ausfallsituationen),
$\text{CBCO} \subseteq 2^E$	CBCO-Kombinationen.
S	Schaltmaßnahmen

Parameter

Für alle Zeitschritte $t \in T$:

Begrenzungen für Topologiemaßnahmen:

$\mathrm{n}^{\max}$,		Begrenzung der Schaltoperationen,
$\mathrm{n}_{t}^{\max}$,		Begrenzung der Schaltoperationen je Zeitschritt t,
$\mathrm{n}_{uv}^{\max}$	$\forall (u,v) \in E$,	Begrenzung der Schaltoperationen je Längszweig (u,v),
$z_{uv}^{\text{Normalschaltzustand}}$	$\forall (u,v) \in E$,	Normalschaltzustand des Längszweigs (u,v),
$\bar{n}^{\text{Abweichung}}$,		Begrenzung der Abweichungen vom Normalschaltzustand je Zeitschritt,
$t^{\min}$,		Mindestschaltzeit,
$t_{\text{topo}}^{\min}$,		Mindestschaltzeit (gültig für ganze Topologien),
$\mathrm{n}_{\text{stations}}^{\max}$,		Maximale Anzahl geschalteter Schaltanlagen je Topologie,
$\mathrm{n}_{\text{umb}}^{\max}$,		Maximale Anzahl Umbelegungen je Topologie.

Leistungseinspeisung und Leistungsbezug:

$\mathrm{P}_{d,t}$, $\mathrm{Q}_{d,t}$	$\forall d \in D$,	Leistungsbezug (Scheinleistungsbezug) an d in t,
$\mathrm{P}_{g,t}^{\min}$, $\mathrm{P}_{g,t}^{\max}$	$\forall g \in G$,	Minimale/Maximale Wirkleistungseinspeisung von g in t,
$\mathrm{P}_{g_{\text{mustrun}},t}^{\min}$, $\mathrm{P}_{g_{\text{mustrun}},t}^{\max}$	$\forall g \in G$,	Minimale/Maximale Wirkleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen-Gruppe G_{mustrun} in t,
$\mathrm{Q}_{g,t}^{\min}$, $\mathrm{Q}_{g,t}^{\max}$	$\forall g \in G$,	Blindleistungseinspeisungsgrenze von g in t,
$\mathrm{P}_{g,t}^{0}$	$\forall g \in G$,	Geplante Wirkleistungseinspeisung von g in t,
$\mathrm{P}_{g,t}^{+,\text{Rampe}}$, $\mathrm{P}_{g,t}^{-,\text{Rampe}}$	$\forall g \in G$,	Technische Grenzen für Einspeisungsänderung von g in t,
$\mathrm{P}_{g,t}^{+,\text{op}}$, $\mathrm{P}_{g,t}^{-,\text{op}}$	$\forall g \in G$,	Betriebliche Grenzen für Einspeisungsänderung von g in t,
$t_{g}^{\text{min,an}}$, $t_{g}^{\text{min,aus}}$	$\forall g \in G$,	Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeit für Erzeugungsanlage g,
x_{g}''	$\forall g \in G$,	Subtransiente Generatorreaktanz.

Längsweige:

$\Delta\theta_{uv}^{\min}$, $\Delta\theta_{uv}^{\max}$	$\forall (u,v) \in E$,	Minimale/maximale Spannungswinkeldifferenzen der Start/-Endknoten von Längszweig (u,v),
$\kappa_{uv,\text{SchalterPos}}^{\min}$, $\kappa_{uv,\text{SchalterPos}}^{\max}$	$\forall (u,v) \in E$,	Maximale/Minimale Stufenstellerpositionen an Transformators (u,v),
$\Delta\theta_{uv}$	$\forall (u,v) \in E$,	Änderung der Spannungswinkeldifferenz je Stufenstellung an Transformator (u,v),
$\theta_{uv}^{\text{Mitte}}$	$\forall (u,v) \in E$,	Spannungswinkeldifferenz bei mittlerer Stufenstellung an Transformator (u,v),
$\Delta\tau_{uv}$	$\forall (u,v) \in E$,	Änderung der Spannungsmagnitudendifferenz je Stufenstellung an Transformator (u,v),
τ_{uv}^{Mitte}	$\forall (u,v) \in E$,	Spannungsmaagnitudendifferenz bei mittlerer Stufenstellung an Transformator (u,v),
$\Delta\theta_{uv}^{\max,\text{Kupplung}}$, $\Delta\theta^{\max,\text{Kupplung}}$	$\forall (u,v) \in E$,	Zulässige Spannungswinkeldifferenz an Kupplung (u,v),
$\Delta U_{uv}^{\max,\text{Kupplung}}$, $\Delta U^{\max,\text{Kupplung}}$	$\forall (u,v) \in E$,	Zulässige Spannungsmagnitudendifferenz an Kupplung (u,v),
gf_{uv}	$\forall (u,v) \in E$,	Konduktanz am Startknoten von Längszweig (u,v),
gt_{uv}	$\forall (u,v) \in E$,	Konduktanz am Endknoten von Längszweig (u,v),
bf_{uv}	$\forall (u,v) \in E$,	Suszeptanz am Startknoten von Längszweig (u,v),
bt_{uv}	$\forall (u,v) \in E$,	Suszeptanz am Endknoten von Längszweig (u,v),
x_{uv}	$\forall (u,v) \in E$,	Reaktanz des Längszweigs (u,v),
r_{uv}	$\forall (u,v) \in E$,	Impedanz des Längszweigs (u,v),
$I_{uv,t}^{\max}$	$\forall (u,v) \in E$,	Stromgrenze (Strombelastbarkeit) des Längszweigs (u,v) in t,
$\hat{i}$,		Globale bevorzugte Auslastungsgrenze,
$\hat{i}^{\text{flex}}$,		Globale Auslastungsschwelle für Notfall-Flexibilität.

Knotenbezogene Grenzen:

$I''_{\text{SC},v,\min}$, $I''_{\text{SC},v,\max}$	$\forall v \in V^{w}$,	Grenzen für den dreiphasigen Anfangskurzschlusswechselstrom an Knoten v,
$U_{v}^{\max}$, $U_{v}^{\min}$	$\forall v \in V$,	Grenzen für die Spannungsmagnitude an Knoten v.

1 Ausgangssituation zu Beginn des Projekts

In diesem Kapitel wird die Ausgangssituation zu Beginn des Projekts dargestellt. Zunächst wird in Abschnitt 1.1 das Ziel des Projektes definiert. Abschnitt 1.2 beschreibt die notwendigen Voraussetzungen unter denen eine erfolgreiche Durchführung des Vorhabens möglich ist, während in Abschnitt 1.3 die Arbeitspakete beschrieben werden. Abschließend wird in Abschnitt 1.4 der aktuelle Stand der Wissenschaft und Technik, auf dem das Projekt aufbaut, zusammengefasst.

1.1 Aufgabenstellung

Mit dem zunehmenden Anteil an erneuerbaren, dargebotsabhängigen Einspeisungen steigt sowohl die Anzahl an Engpasssituationen als auch die Unsicherheit in der Planung und im Betrieb der elektrischen Übertragungsnetze erheblich. Diese Entwicklungen führen zu einer höheren Komplexität im Netzbetrieb und stellen die ÜNB vor neue Herausforderungen im Engpassmanagement und in der Gewährleistung der Systemsicherheit. Zur Beherrschung dieser Herausforderungen greifen die ÜNB auf mehrstufige, rechnergestützte Engpassmanagementprozesse zurück, in denen potenzielle Engpässe identifiziert und geeignete Gegenmaßnahmen dimensioniert werden. Eine wichtige Rolle spielen dabei sogenannte Topologiemaßnahmen, also gezielte Änderungen der Netztopologie. Durch Topologiemaßnahmen lassen sich Leistungsflüsse beeinflussen und Engpässe reduzieren, wodurch kostenintensive Engpassmanagementmaßnahmen, wie Redispatch mit Marktkraftwerken oder der Einsatz von Reservekraftwerken, vermindert werden können. Bisher werden Topologiemaßnahmen jedoch nicht in einem integrierten Optimierungsverfahren gemeinsam mit anderen Engpassmanagementmaßnahmen betrachtet, sondern separat ermittelt. Grund hierfür sind die hohe kombinatorische Komplexität der zugrunde liegenden Optimierungsprobleme sowie zahlreiche betriebliche und sicherheitstechnische Restriktionen. Ziel des Projektes *InnOpTEM* ist daher die Entwicklung, prototypische Umsetzung und Erprobung innovativer Ansätze zur integrierten Optimierung von Redispatch- und Topologiemaßnahmen im Engpassmanagement. Ein weiteres zentrales Ziel ist die systematische Identifizierung und Strukturierung relevanter betrieblicher, technischer und sicherheitsrelevanter Randbedingungen für eine solche integrierte Optimierung. Die entwickelten Ansätze sollen auf mathematischer Optimierung, heuristischen Methoden, Verfahren der Künstlichen Intelligenz sowie auf Konzepten der Mensch-Maschine-Interaktion basieren und eine praxisnahe Anwendung ermöglichen.

1.2 Voraussetzungen für die Durchführung des Vorhabens

Die Durchführung des Vorhabens erfolgt unter realistischen Rahmenbedingungen des Übertragungsnetzbetriebs. Hierzu wird eine praxisnahe Simulationsumgebung aufgebaut, die einen Schattenbetrieb zu bestehenden Engpassmanagementprozessen ermöglicht. Diese Umgebung ermöglicht die direkte Ankopplung an reale Betriebsplanungsdaten der beteiligten ÜNB und stellt sicher, dass alle entwickelten Optimierungsansätze unter realistischen Bedingungen getestet werden können.

Ein entscheidender Erfolgsfaktor ist die enge Zusammenarbeit zwischen den wissenschaftlichen und den industriellen Partnern. Neben den beteiligten Forschungseinrichtungen sind die Amprion GmbH sowie die Gurobi GmbH als geförderte Industriepartner sowie die TransnetBW GmbH, die Tennet TSO GmbH und die 50Hertz Transmission GmbH als assoziierte Industriepartner eingebunden. Dadurch werden sowohl wissenschaftliche Fragestellungen als auch praktische Anforderungen aus der Systemführung berücksichtigt. Die technische Umsetzung stützt sich auf bestehende Simulations- und Optimierungsinfrastrukturen, wodurch eine hohe Realitätsnähe und Anschlussfähigkeit an operative Prozesse gewährleistet wird.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Gesamtvorhaben *InnOpTEM* ist auf eine Laufzeit von 36 Monaten angelegt und gliedert sich in sechs Arbeitspakete.

- **AP1: Projektmanagement**
  Aufbau der organisatorischen und inhaltlichen Struktur des Verbundprojekts sowie Sicherstellung der Koordination und Kommunikation zwischen allen Partnern.

- **AP2: Definition der Anforderungen**
  Ableitung der betrieblichen und technischen Anforderungen an eine praxistaugliche Topologieoptimierung auf Basis von Workshops mit den ÜNB und Analyse bestehender Ansätze.

- **AP3: Aufbau der Simulations- und Evaluierungsumgebung**
  Entwicklung einer praxisnahen Testumgebung zur Validierung der Verfahren und Implementierung eines Basisansatzes als Referenz.

- **AP4: Entwicklung innovativer Optimierungsansätze**
  Konzeption neuer mathematischer, KI-basierter und hybrider Verfahren zur integrierten Optimierung.

- **AP5: Prototypische Implementierung**
  Umsetzung der vielversprechendsten Ansätze und Integration in die Simulationsumgebung für Feldtests.

- **AP6: Bewertung und Handlungsempfehlungen**
  Vergleich der entwickelten Verfahren hinsichtlich ihrer Praxistauglichkeit, Rechenzeit, Robustheit und Nachvollziehbarkeit.

Der Projektverlauf folgt einem iterativen, agilen Vorgehen. Erkenntnisse aus den Simulations- und Testphasen sind kontinuierlich in die Weiterentwicklung der Optimierungsansätze zurückzuführen. Durch diesen rollierenden Prozess wird sichergestellt, dass theoretische Modellierung, prototypische Implementierung und praktische Erprobung eng miteinander verzahnt sind.

1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Das Projekt knüpft an den Stand der Technik und Wissenschaft im Bereich der Optimierung des Engpassmanagements im Netzbetrieb an. In den bestehenden Engpassmanagementprozessen der deutschen ÜNB, wie dem *Week-Ahead Planning Process (WAPP)* und dem *präventiven Redispatch (pRD1/pRD2)* werden heute ausschließlich Redispatchmaßnahmen, in Form einer Anpassung der Leistungseinspeisung von Markt- und Reservekraftwerken, sowie die Stufung von Phasenschiebertransformatoren rechnergestützt optimiert. Eine rechnergestützte Optimierung der Topolgie findet bislang nicht statt. Stattdessen werden Topologiemaßnahmen separat auf Basis von Netzsimulationen und Expertenwissen des operativen Personals der Betriebsplanung und Systemführung, im Folgenden Operatoren, ermittelt.

Wissenschaftlich wurden in den vergangenen Jahren verschiedene Ansätze zur Topologieoptimierung untersucht, darunter heuristische und metaheuristische Verfahren (z. B. genetische Algorithmen, Partikelschwarmoptimierung) sowie vereinfachte lineare Modelle auf Basis des DC-Leistungsflusses. Diese Ansätze konnten jedoch entweder die notwendige Rechenperformance nicht erreichen oder berücksichtigten die komplexen betrieblichen Randbedingungen nur unzureichend.

Im Rahmen des Projektes *InnOpTEM* sollen daher innovative Ansätze zur Optimierung von Topologiemaßnahmen entwickelt werden, welche potenziell in die bestehenden Engpassmanagementprozesse der ÜNB integrierbar sind.

2 Praxisnahe Simulationsumgebung

Im folgenden Abschnitt werden zunächst die Engpassmanagementprozesse im deutschen Übertragungsnetz beschrieben und hinsichtlich ihrer Eignung für eine Topologieoptimierung analysiert. Anschließend erfolgt eine Beschreibung der entwickelten Simulationsumgebung sowie der im Rahmen des Projekts verwendeten Eingangsdaten. Abschließend wird die verwendete Eingangs- und Ergebnisdatenbank sowie der Ansatz der Mensch-Maschine-Interaktion beschrieben.

2.1 Engpassmanagementprozesse im deutschen Übertragungsnetz

Die Behebung prognostizierter, strombedingter Netzengpässe ist ein zentraler Bestandteil der Betriebsplanung im deutschen Übertragungsnetz und erfolgt über verschiedene innerdeutsche und europäische Prozesse.

Die folgende Zusammenfassung der deutschen Engpassmanagementprozesse und der in diesen Prozessen genutzten Daten stellt eine Momentaufnahme aus dem September 2023 dar. Zu diesem Zeitpunkt wurde im Forschungsprojekt der Prozess mit dem größten Potenzial für die Integration einer Topologieoptimierung ausgewählt. Um diese Auswahl nachvollziehbar zu machen, erfolgt die Beschreibung der Prozesse zu diesem Zeitpunkt. Da die dargestellten Engpassmanagementprozesse laufend weiterentwickelt werden, entspricht die folgende Beschreibung teilweise nicht dem aktuellen Prozessstand zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Abschlussberichts.

Die einzelnen Prozesse des Engpassmanagements unterscheiden sich durch die zum Prozesszeitpunkt zur Verfügung stehenden Informationen sowie deren Prognosegüte (z.B. Prognosen über die Leistungseinspeisung von Kraftwerken), die zur Verfügung stehenden Freiheitsgrade (z.B. durch unterschiedliche Vorlaufzeiten von Kraftwerken) sowie der daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen. Abbildung 2.1 zeigt eine Übersicht aller Engpassmanagementprozesse, an denen die deutschen ÜNB beteiligt sind, unterteilt in deutsche und europäische Prozesse. Zusätzlich ist der jeweilige Zeithorizont sowie der Betrachtungsfokus der Prozesse dargestellt. Im Folgenden werden die dargestellten Engpassmanagementprozesse näher vorgestellt.

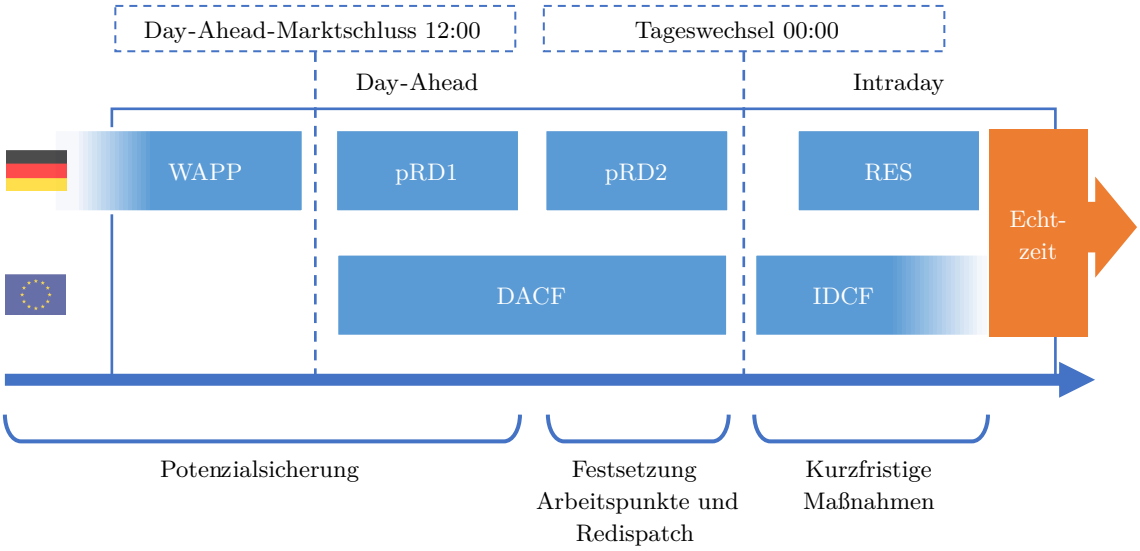


Abbildung 2.1: Engpassmanagementprozesse im deutschen Übertragungsnetz (Stand 09/2023)

Week-Ahead Planning Process (WAPP)

Der WAPP ist ein innerdeutscher Engpassmanagementprozess zur Potenzialsicherung positiver Redispatchmengen, der zwei Mal täglich vormittags den Einsatzbedarf von Netzreservekraftwerken für sieben Tage im Voraus bestimmt. Hintergrund des langen Vorhersagezeitraums von einer Woche

ist, dass Netzreservekraftwerke Vorlaufzeiten von mehreren Tagen aufweisen können und daher frühzeitig angefordert werden müssen. Im WAPP werden Redispatchmengen sowie Stufenstellungen von Phasenschiebertransformatoren rechnergestützt optimiert. Die Grundlage für die Optimierung bildet ein statisches Netzmodell, welches zyklisch um Umbaumaßnahmen und längerfristige Freischaltungen aktualisiert wird. Da zu den Ausführungszeitpunkten noch keine Day-Ahead-Marktergebnisse vorliegen, wird der Kraftwerkseinsatz über eine Marktapproximation abgeschätzt. Innerhalb des WAPP werden keine Topologiemaßnahmen optimiert. Insbesondere durch die Verwendung des statischen Netzmodells sowie der hohen Unsicherheiten aufgrund fehlender Kenntnisse des Day-Ahead und Intraday-Marktes ist in diesem Prozess eine Topologieoptimierung nicht zielführend.

Präventiver Redispatch 1 (pRD1)

Der pRD1-Prozess ist der erste Engpassmanagementprozess nach Day-Ahead-Marktschluss und wird täglich für den Folgetag ausgeführt. Ziel des pRD1-Prozesses ist unter anderem die Potenzialsicherung positiver Redispatchmengen von Kraftwerken, die marktbedingt nicht ins Netz einspeisen und eine längere Vorlaufzeit aufweisen, sodass sie im anschließenden pRD2-Prozess nicht mehr bestellt werden können. Zudem wird durch die frühzeitige Aktivierung einer Teilmenge der benötigten Maßnahmen die Anzahl an Redispatchmaßnahmen späterer Prozesse reduziert, um den Koordinierungsaufwand zur Aktivierung dieser Maßnahmen in den späteren Prozessen zu reduzieren.

Für den pRD1-Prozess wird dieselbe statische Netztopologie wie im WAPP verwendet. Auch hier ist daher aus den oben genannten Gründen die Optimierung der Topologie nicht sinnvoll. Für die Berechnung wird auf Basis von Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) sowie Phase Shift Distribution Factors (PSDFs) eine zeitgekoppelte Ausfallrechnung als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP) aufgestellt und gelöst. Zusätzlich werden auch die Phasenschiebertransformator (PST)-Stufenstellungen rechnergestützt optimiert. Nach Absprache der deutschen ÜNB werden Redispatchmengen von Kraftwerken verbindlich bestellt. Dabei werden nicht alle ermittelten Redispatchmengen verbindlich bestellt, sondern es wird eine zeitvariable Vorbehaltsmenge von den ermittelten Redispatchmengen abgezogen, um die sich im Tagesverlauf verbessernden Prognosen zu berücksichtigen. Zusätzlich wird sichergestellt, dass Redispatchmengen für Kraftwerke mit längerer Vorlaufzeit verbindlich bestellt werden.

Day-Ahead Congestion Forecast (DACF)

Der DACF-Prozess ist ein europäisch abgestimmter Engpassmanagementprozess der ENTSO-E Regionalgroup Central Europe. Im Rahmen dieses Prozesses erstellt jeder teilnehmende europäische ÜNB individuelle Netzmodelle in stündlicher Auflösung für seine Regelzone, auf deren Basis anschließend konsistente europäische Datensätze in stündlicher Auflösung von den regionalen Koordinierungszentren (RCC) erstellt werden. Die gemeldeten Netzdatensätze enthalten für jeden ÜNB die zu diesem Zeitpunkt aktuellen Informationen und Prognosen über den Netzzustand des Folgetages in stündlicher Auflösung. Insbesondere die aus dem Day-Ahead-Markt resultierenden Kraftwerksfahrpläne und Grenzaustauschprogramme sowie die geplanten Betriebsmittelfreischaltungen sind im Datensatz abgebildet.

Mittels des kontinentaleuropäischen Datensatzes werden initiale Leistungsfluss- und Ausfallvariantenrechnungen durchgeführt, auf deren Grundlage jeder ÜNB seinen Datensatz in einer Model-Improvement-Phase erneut anpassen kann. In dieser Phase werden bereits Topologiemaßnahmen zum Engpassmanagement abgestimmt und in den Datensatz eingebaut. Die Bestimmung der Topologiemaßnahmen erfolgt dabei individuell durch jeden ÜNB und ohne Unterstützung in Form einer Optimierung. Daher werden die Topologiemaßnahmen auf Basis von Expertenwissen der Operatoren ausgewählt und deren Auswirkung auf die Netzbelastung anschließend auf Basis von von Leistungsfluss- und Ausfallvariantenrechnungen bewertet. Im Anschluss wird auf Grundlage der Berechnungsergebnisse der verbesserten und mit Topologiemaßnahmen angereicherten Datensätze der deutsche Prozess Präventiver Redispatch 2 (pRD2) gestartet, welcher im folgenden Abschnitt beschrieben wird. Nach Durchführung des Day-Ahead Congestion Forecast (DACF)-Prozesses werden abends unter den europäischen ÜNB Engpassmanagementmaßnahmen für transnationale Engpässe koordiniert, mit dem Ziel, ein grenzüberschreitend engpassfreies Netz zu gewährleisten. [ENT09]

Präventiver Redispatch 2 (pRD2)

Der pRD2-Prozess ist ein deutscher Prozess, der täglich parallel zum europäischen DACF-Prozess ausgeführt wird, sobald die verbesserten DACF-Datensätze inklusive der manuell ermittelten Topologiemaßnahmen zur Verfügung stehen. Ziel des pRD2-Prozesses ist die Bestimmung der Redispatchmengen von EE-Anlagen, Markt- und verfügbaren Reservekraftwerken sowie die Festlegung der PST-Arbeitspunkte, sodass der Netzzustand in Echtzeit engpassfrei ist. Für die Berechnung wird, ähnlich zum Präventiver Redispatch 1 (pRD1)-Prozess, eine PTDF- und PSDF-basierte zeitgekoppelte Ausfallrechnung als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem aufgestellt und gelöst. Auf Basis der Optimierungsergebnisse werden zwischen den vier deutschen ÜNB realistisch umsetzbare Redispatchmaßnahmen abgeleitet und verbindlich bestellt. Die Datenbasis des pRD2-Prozesses bildet das Datenmodell des DACF, welches die tagesaktuelle, stundenscharfe Netztopologie inklusive der Freischaltsituation beinhaltet. In diesem Prozess liegt somit eine Netzmodellierung in ausreichender Güte für eine Topologieoptimierung vor.

Intraday Congestion Forecast (IDCF)

Der IDCF ist ein europäisch abgestimmter Engpassmanagementprozess, der am Erfüllungstag stündlich ausgeführt wird. Ähnlich zum DACF werden in stündlicher Auflösung konsistente europäische Datensätze mit aktuell prognostizierter Last- und Einspeisesituation sowie aktualisierter Netztopologie bis zum Ende des Tages erstellt und Leistungsfluss- und Ausfallvariantenrechnungen durchgeführt. Aus den Netzberechnungsergebnissen des IDCF werden von den ÜNB, wenn nötig, neue Engpassmanagementmaßnahmen abgeleitet und in das Datenmodell integriert, wobei hier unter anderem auch Topolgiemaßnahmen berücksichtigt werden.

Redispatch-Ermittlungs-Server (RES)

Der RES ist ein neues, im September 2023 eingeführtes Werkzeug der deutschen ÜNB zur Optimierung des Engpassmanagements. Der RES wird zunächst zur Optimierung des Engpassmanagements im Zeitbereich des IDCF genutzt und dort im sogenannten pRD3-Prozess ausgeführt. Als Datenbasis werden somit die zum Ausführungszeitpunkt aktuellen IDCF-Datenmodelle für die restlichen Stunden des Tages verwendet. Für die Berechnung werden mehrstufig Kraftwerks- und EE-Einspeisungen sowie PST-Arbeitspunkte rechnergestützt optimiert.

Fazit

Für die Topologieoptimierung ist eine korrekte Ausgangstopologie und dabei insbesondere die Kenntnis über geplante Freischaltungen essenziell. Zusätzlich sollte die Leistungsflussprognose, aufgrund der im Vergleich zu Redispatch regional begrenzten Wirkung von Topologiemaßnahmen, möglichst genau sein. Aufgrund der genannten Anforderungen bietet der pRD2-Prozess das größte Potenzial zur Integration einer Topologieoptimierung. Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wird daher eine Engpassmanagementoptimierung mit Topologiemaßnahmen auf der Datenbasis des pRD2-Prozesses entwickelt.

2.2 Aufbau der Simulationsumgebung

Zur Gewährleistung der Anwendbarkeit der Ansätze wurde im Rahmen des Projektes eine Simulationsumgebung bei der Amprion GmbH entwickelt, die einen praxisnahen Feldtest ermöglicht. Abbildung 2.2 zeigt den Aufbau dieser Simulationsumgebung. Eingangsdaten der Simulationsumgebung sind zum einen die operativen Eingangsdaten des pRD2-Prozesses. Diese umfassen im Wesentlichen die stundenscharfen DACF-UCTE-Netzmodelle und die Kraftwerkseinsatzplanungs-Daten der Marktteilnehmer (KWEP-Daten). In Abschnitt 2.3 werden diese beiden zentralen Bestandteile der Eingangsdaten näher erläutert. Für die DACF-UCTE-Netzmodelle erfolgt in Abschnitt 2.4 zudem eine Einordnung hinsichtlich der Modellierungsform zwischen Node-Breaker- und Bus-Branch-Modellierung. Zusätzlich sind diverse Stammdaten, die der jeweiligen Optimierung zur Verfügung stehenden Freiheitsgrade sowie die einzuhaltenden Randbedingungen Eingangsdaten der Simulationsumgebung.

Die beschriebenen Eingangsdaten werden zunächst in einem Preprocessing, welches in Abschnitt 2.5 beschrieben wird, verarbeitet und anschließend in der Eingangsdatenbank gespeichert. Das Preprocessing dient im Wesentlichen dazu, die für die Topologieoptimierung notwendigen Informationen

zu den topologischen Freiheitsgraden basierend auf einer regelbasierten Kategorisierung der Netzelemente zu ermitteln. Darüber hinaus werden im Preprocessing unplausible Eingangsdaten bereinigt, sodass die Optimierungsansätze (siehe Abschnitt 5) mit einem einheitlichen Ausgangszustand arbeiten und somit kein individuelles Preprocessing erforderlich ist. Die Kombination aus Eingangs- und Ergebnisdatenbank, welche in Abschnitt 2.6 beschrieben wird, dient im Rahmen der Simulationsumgebung als Schnittstelle zwischen den verschiedenen Optimierungsansätzen und den Anwendern aus der Systemführung und Betriebsplanung. Zum einen können über die in Abschnitt 2.7 beschriebene Mensch-Maschine-Interaktion (MMI) Teilergebnisse eines Optimierungsansatzes fixiert oder ausgeschlossen werden, um mit den so angepassten Eingangsdaten einen weiteren Optimierungslauf starten zu können. Zum anderen lassen sich hierüber auch KWEP-Daten, wie zum Beispiel fehlerhafte Redispatchpotenziale, durch den Anwender für einen zweiten Optimierungslauf anpassen.

Eine weitere Rückkopplungsschleife zu den Operatoren stellt der Feldtest dar. Im Rahmen des Feldtests wurden die Optimierungsergebnisse für die Operatoren geeignet aufbereitet und mit ihnen in gemeinsamen Workshops diskutiert. So konnten die vorgeschlagenen Topologiemaßnahmen hinsichtlich ihrer Praxistauglichkeit bewertet werden. Für den Fall, dass Maßnahmen nicht praxistauglich waren, wurde diskutiert, welche Berücksichtigung von Randbedingungen oder Anpassungen in der jeweiligen Optimierung am ehesten zu einem anwendbaren Ergebnis führen könnte. Der Feldtest in Kombination mit den durchgeführten Workshops stellte damit insbesondere die Rückkopplung der Anwender zu den Freiheitsgraden und Randbedingungen (siehe Abschnitt 3) sowie zu den Optimierungsansätzen sicher.

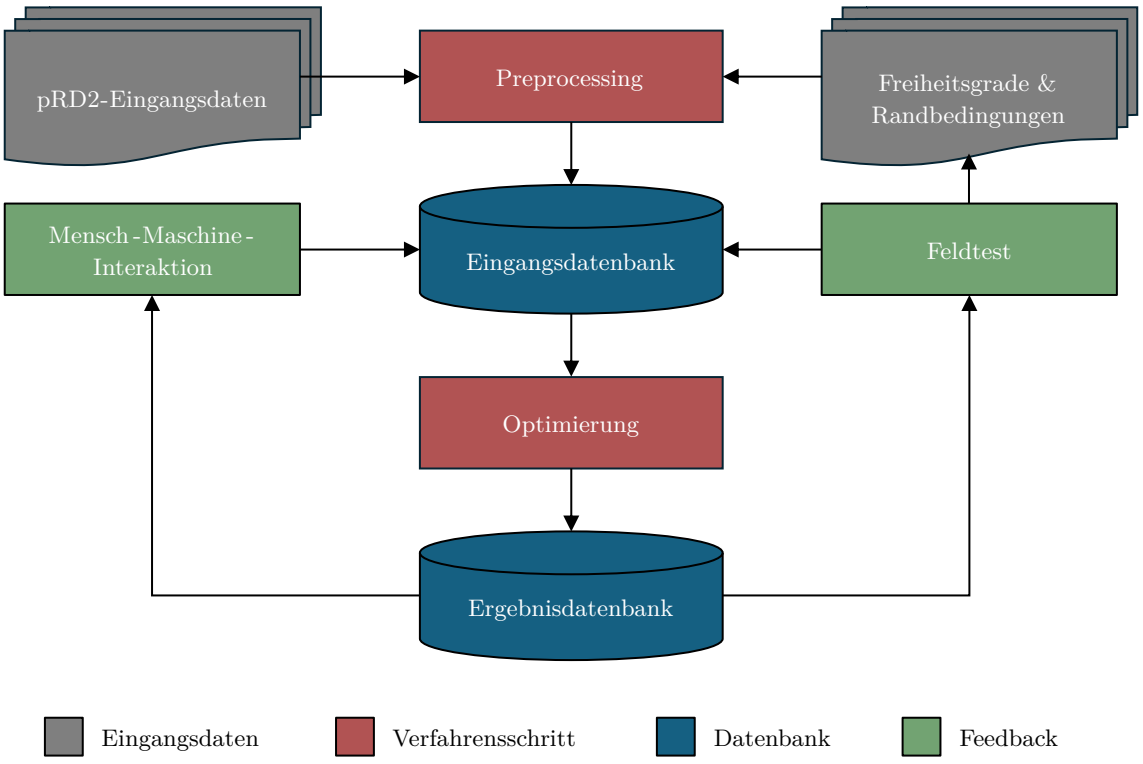


Abbildung 2.2: Simulationsumgebung

2.3 Eingangsdaten des pRD2-Prozesses

Die Eingangsdaten des pRD2-Prozesses lassen sich in hochzyklisch veränderliche Bewegungsdaten, wie z.B. Netzdaten die sich stündlich ändern, und in nierdrigzyklisch veränderliche Stammdaten, wie Kraftwerkstammdaten, die sich maximal wöchentlich ändern, unterteilen. Ein Überblick aller Eingangsdaten sowie ihre zeitliche Abhängigkeit zeigt Abbildung 2.3.

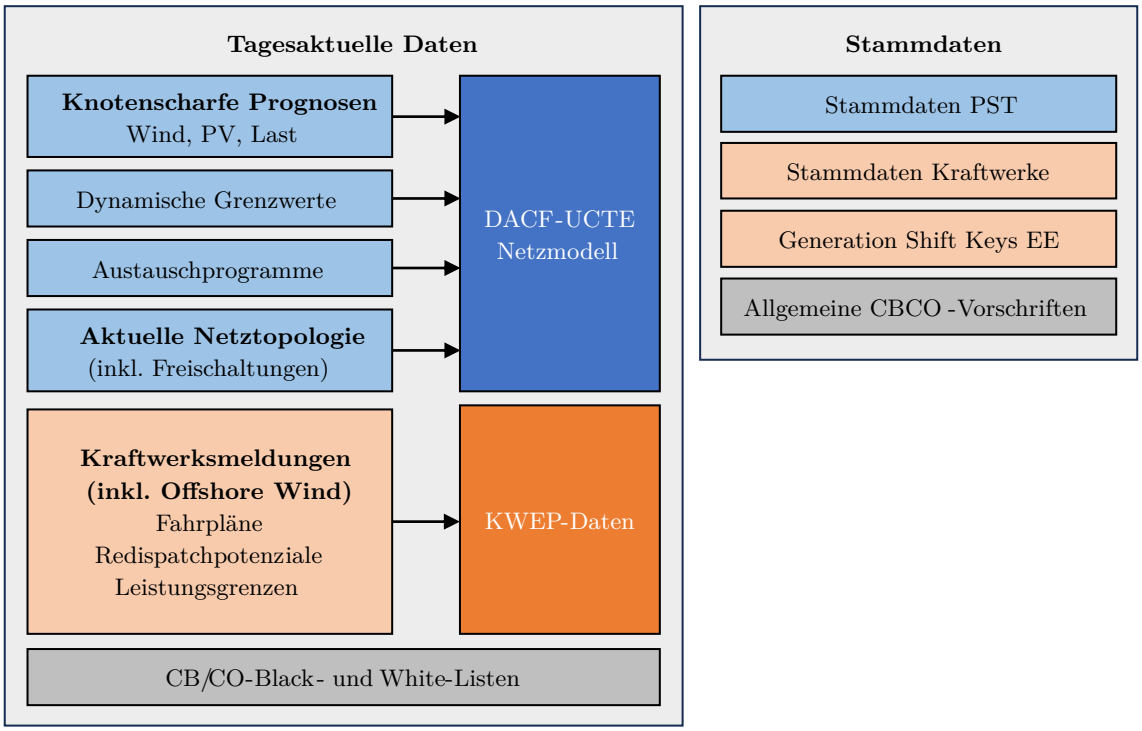


Abbildung 2.3: Bestandteile der Eingangsdaten des pRD2-DACF-Prozesses

DACF-UCTE-Netzmodell

Das verwendete Netzmodell des pRD2-Prozesses ist das kontinentaleuropäische Netzmodell des DACF-Prozesses nach der Model-Improvement-Phase. Das DACF-Netzmodell liegt im UCTE-DEF Format vor, welches detailliert in Abschnitt 2.4.4 beschrieben wird. Jeder europäische ÜNB der Regional Group Continental Europe erstellt ein aktuelles Netzmodell seiner Regelzone für jede Stunde des Folgetages mit stundenscharfen Informationen über die knotenscharfe Einspeisung und Entnahme von Wirk- und Blindleistung sowie die geplante Topologie. Die deutschen ÜNB integrieren in ihre Netzmodelle stundenscharfe Informationen über folgende Daten:

- knotenscharfe Prognose der Wind- und Photovoltaikeinspeisungen
- Prognose der Last in unterlagerten Netzgruppen
- dynamische Strom-Grenzwerte
- aus dem Marktergebnis resultierenden Grenzleitungsflüsse
- geplante Betriebsmittelfreischaltungen
- bereits geplante Topologiemaßnahmen
- Fahrpläne der Marktteilnehmenden inklusive geplanter Redispatchmaßnahmen aus Vorprozessen

Datenmeldungen von Kraftwerkspotenzialen

Im Echtzeitbetrieb und somit auch in jeglichen Planungsprozessen muss sichergestellt werden, dass die Leistungsanpassung der Anlagen in den technischen Grenzen erfolgt. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass die Erfüllung weiterer vertraglicher Verpflichtungen der Anlage nach der Leistungsanpassung weiterhin möglich ist. Zur Umsetzung dieser Anforderung ist eine Meldung der Anlagenbetreibenden über ihren geplanten Leistungsfahrplan und diejenigen vertraglichen

Vereinbarungen erforderlich, die zu einer Leistungsvorhaltung verpflichten.

Zur einheitlichen Meldung von Planungsdaten haben die deutschen ÜNB im Rahmen des ENTSO-E Reserve Resource Processes mit den Kraftwerksbetreibenden ein einheitliches Datenformat zur Übermittlung von Daten über die Kraftwerkseinsatzplanungs (KWEP-Daten) vereinbart. Jede Anlage mit einer Nettonennleistung ab 10 MW und kleinere Anlagen, die im Übertragungsnetz angeschlossen sind, müssen KWEP-Daten an ihren Anschluss-ÜNB liefern. [ENT13; 50H+13]

Die gemeldeten KWEP-Daten sind Grundlage für die Bestimmung von Maßnahmen in den Engpassmanagementprozessen der deutschen Übertragungsnetzbeteiber. Eine KWEP-Meldung besteht aus den in Tabelle 2.1 definierten Bestandteilen die in Abbildung 2.4 veranschaulicht werden.

KWEP-Bestandteil	**Beschreibung**
(Fahr-)Planwert (P_{plan})	Geplante Einspeise-/Verbrauchsleistung am Netzanschlusspunkt.
Nettonennleistung	Höchste elektrische Dauerleistung der Anlage.
Nicht beanspruchbare Leistung	Leistung die wartungs- und störungsbedingt sowie durch äußere Einflüsse definitiv nicht erbracht werden kann.
Verfügbare Leistung (P_{max})	Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung.
Regelleistung (RL)	Leistungsvorhaltung für die Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung, die sich aus vertraglichen Verpflichtungen der Regelleistungsmärkte ergibt.
Besicherung (BES)	Leistungsvorhaltung zur Ausfallbesicherung von (Speicher-) Kraftwerken.
Redispatch-Vermögen (RDV)	Aktivierbare freie, nicht anderweitig gebundene Leistung, die somit für Redispatch zur Verfügung steht.
Mindestleistung (P_{min})	Minimale dauerhafte elektrische Leistungseinspeisung bzw. -bezug. Diese können aus Stabilitätsgründen oder aus vertraglichen Verpflichtungen, bspw. Mindestlieferung von Fernwärme für Kraft-Wärme gekoppelte Kraftwerke (KWK) resultieren (siehe §13 EnWG Abs. 6a und 6b).

Tabelle 2.1: Bestandteile einer KWEP-Meldung [ENT13]

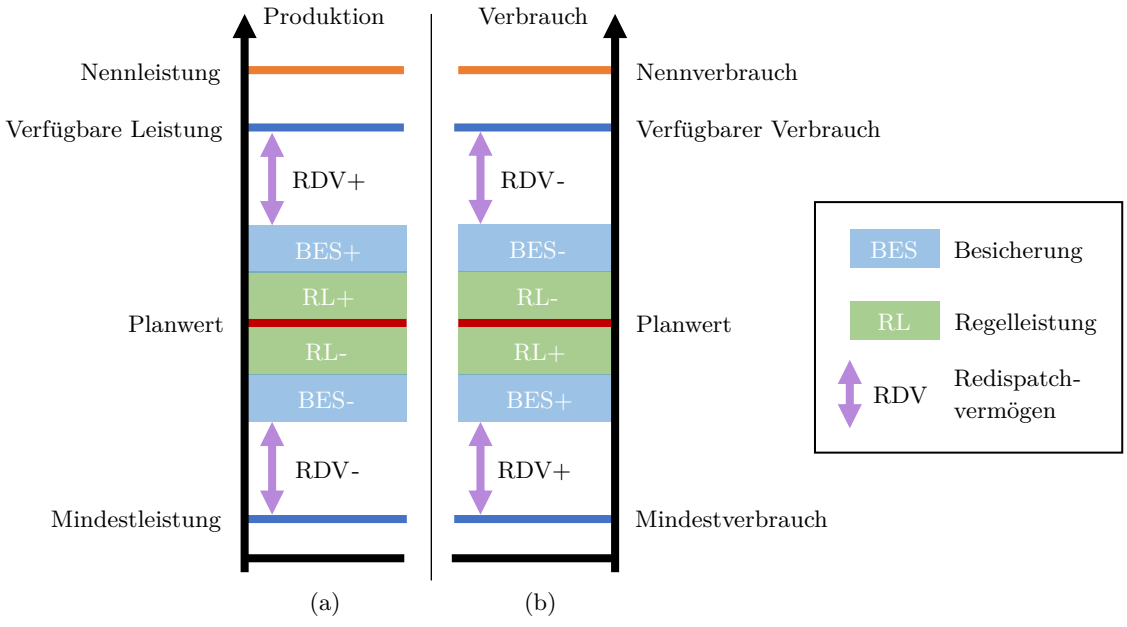


Abbildung 2.4: KWEP-Datenbestandteile für (a) Generatoren und (b) Pumpen [50H+13]

Für die vortägigen Vorhersageprozesse muss der Kraftwerksbetreibende spätestens um 15:30 Uhr des Vortages initial seine vollständigen, validen KWEP-Planungsdaten in fünfzehnminütiger Auflösung an den Anschluss-ÜNB liefern. Ab diesem Zeitpunkt ist der Kraftwerksbetreibende verpflichtet, bis zum Erfüllungszeitpunkt jederzeit aktualisierte KWEP-Daten zu senden, sobald sich die gemeldeten Werte um mehr als 10 MW oder 10 % der Nennleistung verändern. [50H+13]

Abbildung 2.5 zeigt die exemplarische KWEP-Meldung eines Kraftwerks. Zwischen 8 Uhr und 14 Uhr kann das Kraftwerk kein negatives Redispatchpotenzial bereitstellen, da andernfalls die negative Regelleistungsverpflichtung im Abruffall zu einem unzulässigen Betriebspunkt (unterhalb von $P_{\min}$) führen würde. Zusätzlich ist in allen Zeitpunkten ein Redispatchabruf, der zu einer Einspeisung zwischen 0 MW und der Mindestleistung führt, ausgeschlossen.

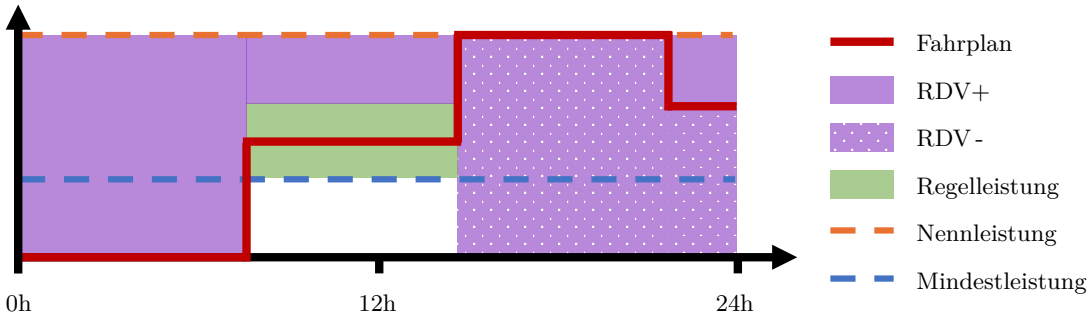


Abbildung 2.5: Beispielhafte KWEP-Daten eines Kraftwerks für einen Tag mit Regelleistungsverpflichtungen

Redispatchpotenziale von Erneuerbare-Energie-Anlagen

Dargebotsabhängige Onshore-Windenergieanlagen sowie Photovoltaik-Anlagen sind üblicherweise nicht direkt im Übertragungsnetz angeschlossen und müssen keine KWEP-Daten liefern. Aus diesem Grund wird im pRD2-Prozess über Generation-Shift-Keys (GSKs) eine Prognose der Einspeisung von Erneuerbare-Energie-Anlagen auf die Übertragungsnetzknoten verteilt, wobei pro Regelzone mehrere Prognoseregionen existieren. Grundlage für die GSKs bildet die übertragungsnetzknoten- und energieträgerscharfe Anschlussleistung der Erneuerbare-Energie-Anlagen. Im pRD2-Prozess werden die resultierenden knotenscharfen Prognosen der Einspeisung von Erneuerbare-Energie--Anlagen als negatives Redispatchpotenzial ähnlich zu den KWEP-Daten abgebildet.

Critical-Branch/Critical-Outage-Kombination (CBCO)

Für die Abbildung des (n-1)-Kriteriums werden im pRD2-Prozess spezifische Ausfallkombinationen betrachtet. Eine spezifische Ausfallkombination besteht dabei aus einem Critical Branch (CB), dessen Leistungsfluss nach Ausfall eines Critical Outage (CO) beobachtet wird. Zusätzlich zu den statischen CBCO-Stammlisten können in Black- und White-Listen bestimmte CB bzw. CO aus- oder eingeschlossen werden. Darüber hinaus werden in der CB-White-Liste Betriebsmittel geführt, deren Grenzwert aus betrieblichen Gründen verringert oder erhöht abgebildet werden soll (z.B. 90 % oder 110 %). Zudem können Betriebsmittel definiert werden, die durch Engpassmanagementmaßnahmen nicht höher ausgelastet werden sollen als im Ausgangszustand (z.B. Kuppelleitungen ins Ausland).

Stammdaten

Neben den bereits erwähnten GSKs von Erneuerbare-Energie-Anlagen und CBCO-Stammlisten benötigt der pRD2 zeitinvariante Daten der Kraftwerke. Relevant sind dabei für den pRD2-Prozess vor allem folgende anlagenspezifische Stammdaten. Diese werden sowohl als Erweiterung der KWEP-Daten als auch zur Prüfung der KWEP-Daten auf Plausibilität benötigt.

- Technisch bedingte Minimalleistung und Maximalleistung
- Mindeststillstands-/-laufzeit

- An-/Abfahrtszeit
- Positive und negative Leistungsgradienten
- Netzanschlussknoten und Sensitivitäten auf Übertragungsnetzknoten für unterlagert angeschlossene Anlagen (GSKs)
- Kalkulatorische Preise und Kosten

Für die Abbildung von PST-Stufungen als netzbezogene Maßnahme sind ebenfalls Informationen über die betrieblichen Minimal- und Maximalstufungen notwendig.

2.4 Theorie zu Netzmodellen

Die rechnergestützte Netzberechnung und -optimierung erfordert eine Abstraktion des realen Elektrizitätsnetzes durch Netzmodelle. Abhängig vom Anwendungsfall sind unterschiedliche Informationen und ein unterschiedlicher Detailierungsgrad über Netzbetriebsmittel und angeschlossene Anlagen erforderlich.

Für Netzmodelle sind hinsichtlich der Verbindungsabstraktion allgemein Node-Breaker- und Bus-Branch-Modelle zu unterscheiden. Node-Breaker-Modelle werden vor allem für die Abbildung und Steuerung der Netzwirklichkeit verwendet und bilden die Grundlage der Echtzeitsysteme der Netzbetreiber. Im Gegensatz dazu finden Bus-Branch-Modelle vor allem in der Netzsimulation und in den Planungsprozessen Verwendung. [MM13; Pra+11]

Für reale Netze müssen in der Modellierung zusätzliche Annahmen zur Abbildung angrenzender Netzgebiete außerhalb des Betrachtungsbereichs getroffen werden. [Sch20]

2.4.1 Node-Breaker Netzmodelle

Das Node-Breaker-Modell zeigt die physischen, tatsächlichen Verbindungen zwischen den Netzkomponenten. In Abbildung 2.6 ist ein Übertragungsnetzausschnitt eines exemplarischen Echtzeitleitsystems im Node-Breaker-Format dargestellt.

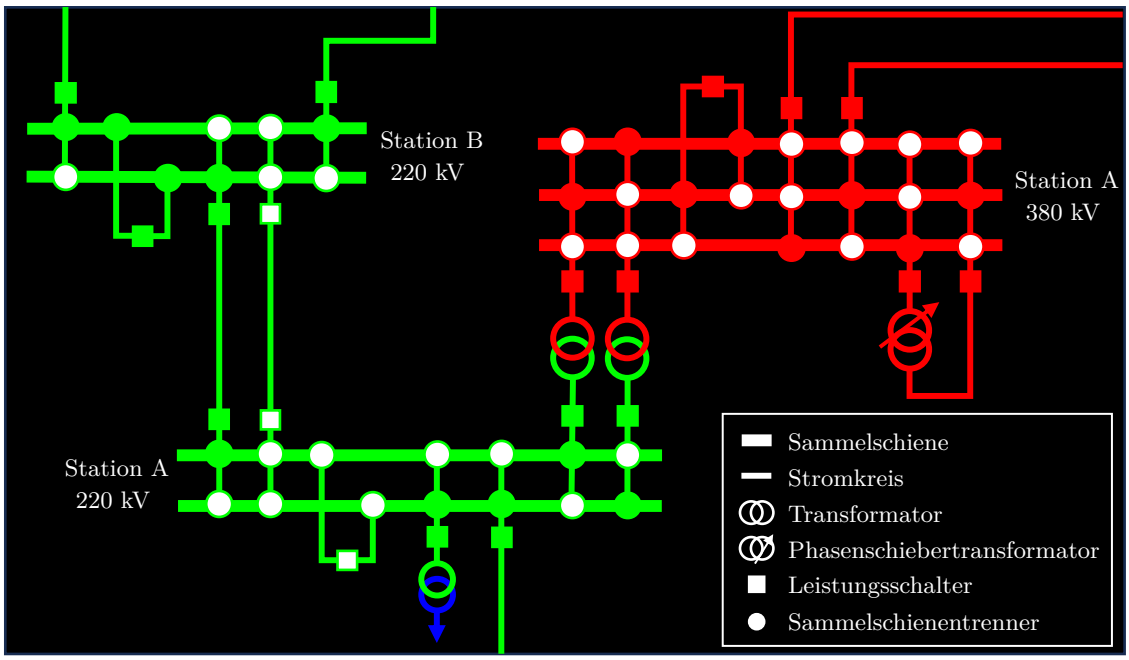


Abbildung 2.6: Exemplarischer Auszug eines im Echtzeit-Leitsystem angezeigtem Node-Breaker Netzmodells [Sch14]

Da Sammelschienen (Node) und Leistungs- bzw. Trennschalter (Breaker) einzeln abgebildet werden, können Topologiemaßnahmen durch Schalterbewegungen ohne Modellerweiterungen dargestellt

werden. Zudem ist ableitbar, welche Topologiemaßnahmen physisch tatsächlich möglich sind.Das vollständige Node-Breaker-Netzmodell ist somit hinreichend für eine Topologieoptimierung.

2.4.2 Bus-Branch Netzmodelle

Um effiziente Netzsimulationen in Netz- und Betriebsplanung zu ermöglichen, werden für Bus-Branch-Modelle eine Reihe von Vereinfachungen vorgenommen, welche die Größe des Modells und die Berechnungszeit reduzieren. Größtenteils werden alle Betriebsmittel der gleichen Spannungsebene innerhalb eines Umspannwerkes, die über Kupplungen und Trennschalter verbunden sind, auf einen einzigen Knotenpunkt reduziert. Die Impedanz der Netzzweige innerhalb einer Station ist im Vergleich zu den kilometerlangen Freileitungen und Kabeln zwischen Stationen sowie den hohen Impedanzen der Transformatoren zu vernachlässigen, sodass die Verwendung von Bus-Branch-Modellen in der Netzberechnung zum nahezu gleichen Leistungsflussergebnis führt. Neben der kompakteren Darstellungsweise ist vor allem ein besseres Konvergenzverhalten im Leistungsfluss hervorzuheben, weshalb üblicherweise vor Leistungsflussberechnungen Node-Breaker-Modelle auf Bus-Branch-Modelle reduziert werden. [MM13]

Abbildung 2.7 zeigt das resultierende Bus-Branch Modell für den beispielhaften Auszug aus dem Leitsystem (vgl. Abbildung 2.6). Die ausgeschaltete 220-kV-Leitung zwischen Station A und B sowie die offene Kupplung zwischen den zwei 220-kV-Netzknoten an Station A sind der Vollständigkeit halber mit abgebildet, allerdings nicht Teil des Bus-Branch Modells.

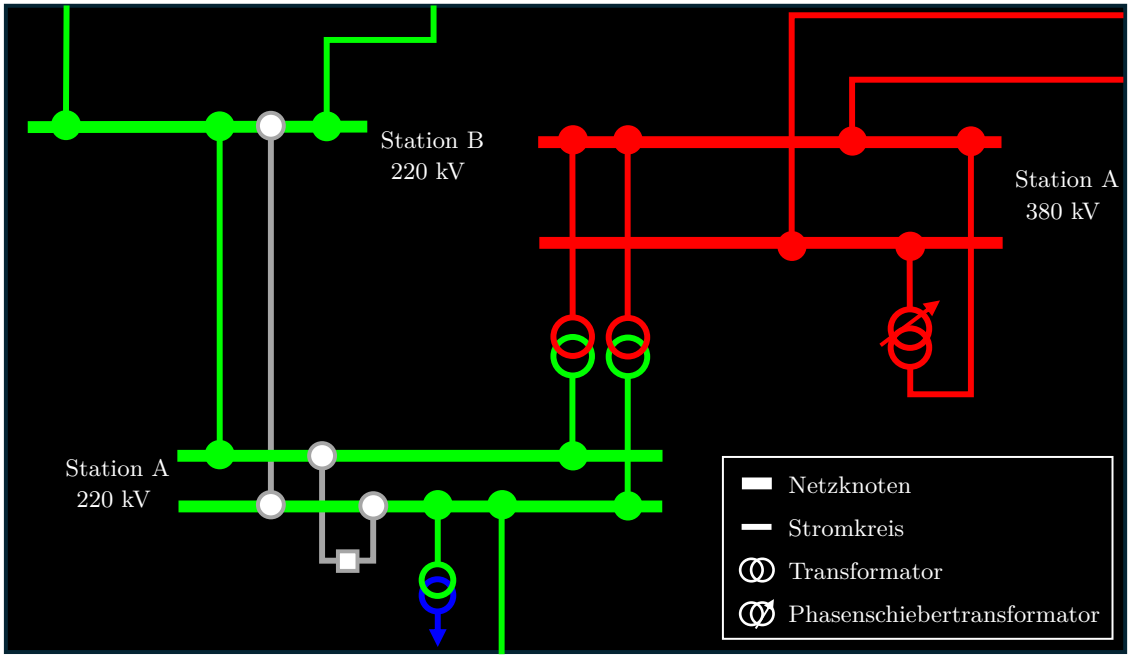


Abbildung 2.7: Bus-Branch-Modell des exemplarischen Echtzeit-Leitsystemauszugs aus Abbildung 2.6 [Sch14]

Neben der nicht einheitlichen Abbildung ausgeschalteter Betriebsmittel sind Betriebsmittelausfälle innerhalb einer Station und der daraus resultierende (n-1)-Systemzustand nicht ohne Erweiterungen (z.B. Hilfsknoten) darstellbar [MM13; RT15]. Somit ist die Identifikation und Optimierung von Topologiemaßnahmen auf Grundlage eines Bus-Branch-Netzmodelles nur mit Zusatzinformationen möglich.

2.4.3 Randnetzbetrachtungen

Die Wechselwirkungen mit benachbarten und unterlagerten Netzen sind in der Leistungsflussberechnung und -optimierung nicht vernachlässigbar. Eine Berechnung des gesamten Systems über alle Spannungsebenen ist im Allgemeinen aufgrund der Systemgröße (Rechenzeit, Speicherplatz) und

wegen Datenbeschaffungsproblemen (z.B. unterschiedliche Eigentums- und Zuständigkeitsbereiche) nicht möglich. Aus diesem Grund wird das Verhalten der Randnetze über möglichst wirkungsgleiche Ersatznetze oder Netzäquivalente abgebildet. [Sch20]

2.4.4 Standardisierte Netzmodelle im europäischen Verbundsystem

Einheitliche Netzdatenmodelle sind für abgestimmte, realistische Netzsimulationen im Verbundnetz unerlässlich und vermeiden die Notwendigkeit aufwendiger und möglicherweise ungenauer Modellkonverter. Für die europäischen ÜNB ist das UCTE-DEF der Formatstandard für den Austausch von Betriebsplanungs- und Echtzeit-Snapshot-Daten [ENT07; ENT16]. In den kommenden Jahren soll das CGMES-Format der ENTSO-E das UCTE-DEF als Standard ablösen [ENT16].

UCTE-DEF

Das *UCTE Data Exchange Format* (UCTE-DEF) für Leistungsfluss und Kurzschlussberechnungen wurde 2001 von der UCTE definiert und bildet seitdem den Standard für Datenaustausch von Jahres-, Monats-, Day-Ahead-, Intraday- sowie Snapshot-Datensätzen innerhalb der europäischen ÜNB und wird unter anderem für den DACF- und IDCF-Prozess verwendet. [ENT16]

Das UCTE-Format wird in die Datenblöcke Knoten, Leitungen, Zweiwicklungstransformatoren und Transformatorregelung unterteilt. [ENT07]

- **Knoten:** Ein Knoten im UCTE-Format stellt eine Sammelschiene dar und wird mit einem sogenannten UCTE-Knotenbezeichner eindeutig bezeichnet (siehe Abbildung 2.8). Die Ein- und Ausspeisung von Wirk- und Blindleistung wird direkt an der Sammelschiene modelliert. Dabei wird nach Last und Erzeugung unterschieden, eine genaue Randnetz- bzw. Anlagenzuordnung ist durch die Aggregation allerdings nicht mehr möglich. Für Ein- und Ausspeisung gilt eine einheitliche Vorzeichenkonvention (siehe Abbildung 2.9(a)). [ENT07]

- **Leitungen:** Im UCTE-DEF Format wird zwischen realen Leitungen (Freileitungen und Kabel), Leitungsäquivalenten und Sammelschienen-Kupplungen unterschieden. Abbildung 2.9(c) zeigt die UCTE-DEF-Modellierung der (äquivalenten) Leitungen anhand der elektrischen Leitungsparameter (R, X, B). Die Leitungsparameter der Sammelschienen-Kupplungen sind per UCTE-Definition null. [ENT07]

- **Zweiwicklungstransformatoren:** Resultierend aus der Kompaktheitsanforderungen des Formats werden alle Transformatoren-Typen (bspw. Netzkuppler und PSTs) über dasselbe Modell abgebildet (siehe Abbildung 2.9(d)). Dreiwicklungstransformatoren werden mithilfe von drei unabhängigen Zweiwicklungstransformatoren beschrieben. [ENT07]

- **Transformatorregelung:** Der Regelblock enthält zusätzliche Parameter für die Phasen- und Winkelstufung der regelbaren Transformatorwicklungen. [ENT07]

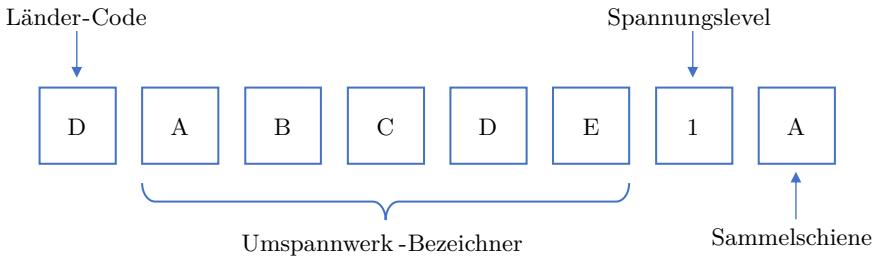


Abbildung 2.8: Logik der 8-stelligen alphanumerischen UCTE-Knoten am Beispiel der Sammelschiene A des fiktiven Umspannwerks ABCDE auf 380-kV-Ebene

Damit das Netzmodell zwischen den Netzregionen kompatibel ist, werden Kuppelleitungen über einen fiktiven Ersatzknoten an der elektrischen Leitungsmitte getrennt und vom jeweilig verantwortlichen ÜNB modelliert (siehe Abbildung 2.9(b)). [ENT07]

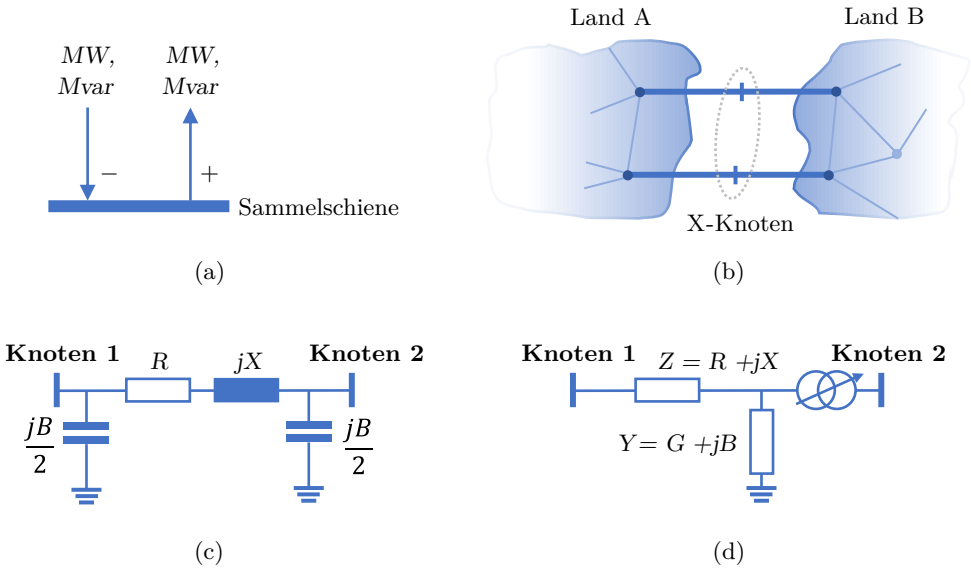


Abbildung 2.9: (a) Vorzeichendefinition, (b) fiktive Grenzknoten, (c) Leitungs-Modell und (d) Regel-Transformator-Modell im UCTE-DEF Format [ENT15]

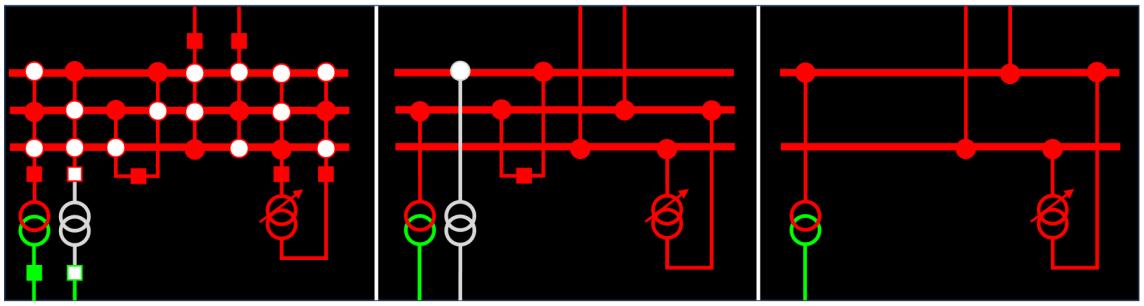
Die aktuelle Netztopologie wird über den Status der Zweigelemente (Leitungen, Transformatoren und Kupplungen) bestimmt, der angibt, ob ein Zweig zugeschaltet oder freigeschaltet ist. Dabei ist ein Netzzweig immer zwischen den zwei Sammelschienen beschrieben, mit denen er aktuell verbunden ist. Der gleiche Netzzweig kann so in unterschiedlichen Stunden, bei abweichender Sammelschienenbelegung mit unterschiedlichen UCTE-Knoten verbunden sein. Eindeutig identifizieren lassen sich die Netzzweige aus unterschiedlichen Modell-Instanzen über die Kombination aus ihrem Elementnamen und den Stationen, definiert als die ersten 7 Stellen der UCTE-Knoten (bspw. *DABCDEI1-DFGHIJ1-ELNAME*).

Durch die Abbildung von einzelnen Sammelschienen und Kupplungen liegt die Annahme nahe, dass es sich beim UCTE-Netzmodell um eine Node-Breaker-Modell handelt. Da im UCTE-Formt aber u.a. die Abbildung möglicher Verbindungen von Netzzweigen zu Sammelschienen fehlt und nur der Sammelschienenanschluss der aktuellen Verschaltung dargestellt ist, liegt kein vollständiges Node-Breaker-Modell vor. Das UCTE-Format kann als eine Mischung aus Bus-Branch- und Node-Breaker-Modell interpretiert werden, Abbildung 2.10 veranschaulicht diesen Zusammenhang.

CGMES

Der *Common Grid Model Exchange Standard* (CGMES) der ENTSO-E soll das UCTE-DEF Format in allen Bereichen als Standard-Austauschformat in den kommenden Jahren ablösen. Das CGMES-Netzmodell basiert auf dem CIM-Format und ist ein vollständiges Node-Breaker-Modell. Das *Common Information Model* (CIM) wurde in den frühen 1990ern als einheitliches Austauschformat entwickelt, das nicht an die Anforderung einer bestimmten Anwendung gebunden und universell einsetzbar ist. [ENT16; EPR01]

Da bis auf weiteres das UCTE-DEF Format im DACF-Prozess verwendet wird, wird auf eine detailliertere Beschreibung des CGMES-Formates an dieser Stelle verzichtet und auf [ENT23] verwiesen.



(a) Node-Breaker (b) UCTE-DEF (c) Bus-Branch

Abbildung 2.10: Abbildung derselben Station als (a) Node-Breaker- (b) UCTE- und (c) Bus-Branch-Modell [Sch14]

2.5 Preprocessing der Eingangsdaten

Im Folgenden wird das Preprocessing der Prozesseingangsdaten beschrieben. Dieses unterteilt sich in das Preprocessing der Netzdatensätze sowie das Preprocessing der Kraftwerksdaten.

2.5.1 Preprocessing der Netzdatensätze

Der pRD2 nutzt den Vorschaudatensatz des europäischen DACF-Prozesses, der nach der Model-Improvement-Phase im *UCTE Data Exchange Format* (UCTE-DEF) vorliegt. Wie zuvor erläutert handelt es sich hierbei um eine Kombination aus Bus-Branch- und Node-Breaker-Modell.

Zudem hat jeder am DACF-Prozess beteiligte ÜNB Freiheiten in der Modellierung seines individuellen Netzmodells. Die existierenden Datenqualitätsstandards für die UCTE-Datensätze filtern vor allem fehlerhafte, nicht bearbeitbare Daten und stellen keinen Anspruch an das Konvergenzverhalten oder die Konsistenz zwischen mehreren Datensätzen [ENT15]. Das führt in der Realität zu unterschiedlichen Modellierungslogiken und -formen zwischen den ÜNB.

Aus diesen Gründen findet im Rahmen des Preprocessing der Netzdatensätze eine Kategorisierung von Netzelementen für die vier deutschen ÜNB statt, sodass anschließend alle zur Verfügung stehenden topologischen Freiheitsgrade akkurat abgebildet werden. Somit kann ausgeschlossen werden, dass durch Optimierungsansätze fälschlicherweise Topologiemaßnahmen vorgeschlagen werden, die in der Realität nicht umsetzbar sind.

Kategorisierung von Netzelementen

Über die ersten sieben Zeichen des UCTE-Knotenbezeichners (vgl. Abbildung 2.8) lassen sich die Netzknoten eines Umspannwerkes auf einer Spannungsebene (im Folgenden *Station*) identifizieren. Einzelne Netzknoten im UCTE-Format können komplette Sammelschienen, einzelne Sammelschienen-Abschnitte, Dreibeinknoten, Umgehungssammelschienen und zusätzliche virtuelle Hilfsknoten (z.B. für den Anschluss von Kompensationsanlagen) darstellen. Jeder ÜNB ist für die Abbildung der Netzknoten innerhalb seiner eigenen Regelzone verantwortlich, sodass sich unterschiedliche Modellierungen zwischen den Netzgebieten ergeben können.

Der Unterschied zwischen einem realen Node-Breaker-Modell und einer möglichen Darstellung im UCTE-Format ist anhand eines Beispiels einer Doppelsammelschienenkonfiguration mit zwei Abschnitten und Umgehungssammelschiene Abbildung 2.11(a)-(b) veranschaulicht. Lasten, Generatoren und Kompensationsanlagen werden mit ihrer Wirk- bzw. Blindleistungseinspeisung im UCTE-Format direkt an den Knoten modelliert. Im vorliegenden Beispiel wird eine Station mit zwei realen Sammelschienen mittels neun UCTE-Knoten modelliert.

Im Preprocessing soll eine konsistente Stationsdarstellung erreicht werden, sodass die Identifikation möglicher Verschaltungen für die verschiedenen Optimierungsansätze ermöglicht wird. Die Zieldarstellung beinhaltet dabei den initialen Verschaltungszustand der angeschlossenen Be-

triebsmittel an jeder Station, die Anzahl entkuppelbarer Sammelschienen, sowie die möglichen Sammelschienenverbindungen von Netzzweigen (siehe Abbildung 2.11(c)).

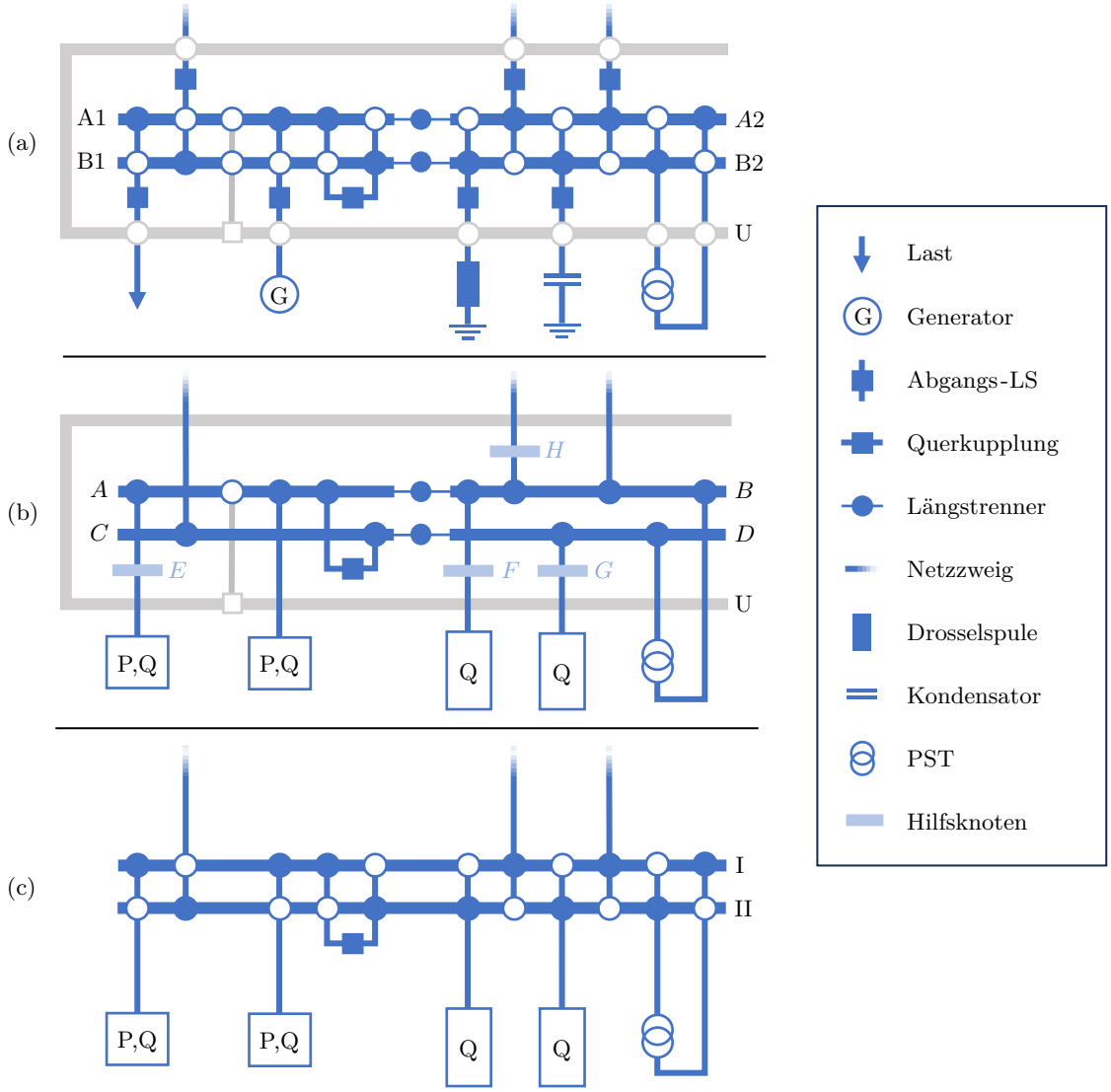


Abbildung 2.11: Beispielstation mit Doppelsammelschiene und Umgehungsschiene (a) in einer vollständigen Node-Breaker Darstellung, (b) einer Darstellung im UCTE-Format und (c) der Zieldarstellung nach Netzkonvertierung.

Um dies zu erreichen, wurden die Netzelemente des UCTE-Formats wie in Tabelle 2.2 dargestellt kategorisiert. Die UCTE-Knoten wurden entweder als echte Sammelschiene, als Umgehungssammelschiene, als Dreibeinknoten, als Hilfsknoten oder als nicht relevanter Knoten kategorisiert. Die Netzzweige (Leitungen, Transformatoren, Kupplungen) wurden entweder als echte Leitung bzw. echter Transformator, als Querkupplung, als Längskupplung, als Hilfsnetzzweig oder als nicht relevanter Netzzweig kategorisiert. Berücksichtigt wurden jeweils Netzelemente in den Spannungsebenen 380 kV und 220 kV, da nur auf diesen Netzebenen durch die Operatoren der ÜNB geschaltet werden darf.

Knoten-Kategorie	Netzzweig-Kategorie
1 – Echte Sammelschiene	1 – Echte Leitung / Echter Transformator
2 – Umgehungssammelschiene	2 – Querkupplung
3 – Dreibeinknoten	3 – Längskupplung
4 – Hilfsknoten	4 – Hilfsnetzzweig
5 – Nicht relevanter Knoten	5 – Nicht relevanter Netzzweig

Tabelle 2.2: Im Rahmen des Preprocessing zugeordnete Kategorien der Netzelemente der UCTE-Datensätze für die Spannungsebenen 380 kV und 220 kV

Die Regeln zur Kategorisierung wurden im Rahmen des Forschungsprojekts auf Basis von DACF-Datensätzen im UCTE-Format sowie dem Leitsystem von Amprion erstellt und validiert. Sie basieren auf den jeweiligen Bezeichnungslogiken für Netzelemente der ÜNB sowie auf graphentheoretischen Annahmen. Dabei wurden sowohl allgemeine als auch ÜNB-spezifische Regeln für die vier deutschen ÜNB abgeleitet.

Die über das beschriebene Preprocessing ermittelten Kategorien werden als Stammdaten in der später beschriebenen Eingangsdatenbank gespeichert. Somit ist bei fehlender oder falscher Klassifizierung im Nachhinein eine händische Klassifizierung der Betriebsmittel möglich. Durch die Kategorisierung der Netzelemente werden die in der Realität zur Verfügung stehenden topologischen Freiheitsgrade akkurat abgebildet, sodass die Optimierungsansätze nur Topologiemaßnahmen an realen Netzelementen ermitteln können.

Netzreduktion

Um die Rechenzeiten insbesondere in der Entwicklung der Ansätze zu reduzieren, wurde ein Verfahren zur vereinfachten und schnellen passiven Netzreduktion entwickelt. Dieses Verfahren identifiziert auf Basis der Regelzonenkennung (z.B. D7 für die Regelzone von Amprion) in einem ersten Schritt die Randnetzknoten einer oder mehrerer zusammenhängender Regelzonen (z.B. D2, D4, D6, D7 und D8 für Deutschland). Anschließend wird das Gesamtnetz in die zwei Teilnetze A und B aufgeteilt. In Teilnetz A befinden sich alle Knoten und Zweige der vorgegebenen Regelzonen, in Teilnetz B befinden sich alle weiteren Knoten und Zweige. In beiden Teilnetzen liegen die identifizierten Randnetzknoten, sodass die Teilnetze A und B verbunden über die Randnetzknoten wieder das vollständige Gesamtnetz ergeben. In einem zweiten Schritt wird für das Gesamtnetz sowie das Teilnetz A ein Leistungsfluss durchgeführt und die Leistungseinspeisung/-entnahme auf den Randnetzknoten in Teilnetz A so eingestellt, dass sich in Teilnetz A exakt derselbe Leistungsfluss ergibt wie im ursprünglichen Gesamtnetz. Anschließend werden in Teilnetz B von jedem Randnetzknoten die n kürzesten Wege zu jedem anderen Randnetzknoten bestimmt und dem Teilnetz A hinzugefügt. Hierfür werden graphentheoretische Ansätze genutzt. Durch diese Randnetzabbildung nähern sich auch die (n-1)-Leistungsflussergebnisse in Teilnetz A den (n-1)-Leistungsflussergebnisse des Gesamtnetzes an, da die Leistungsflussverschiebung bei Ausfall einen Betriebsmittels ins Randnetz teilweise mit abgebildet wird. Da das Randnetz nur teilweise abgebildet wird, werden die (n-1)-Leistungsflussergebnisse in Teilnetz A in der Regel überschätzt. Je mehr kürzeste Wege bei der Randnetzabbildung berücksichtigt werden, desto stärker nähern sich die (n-1)-Leistungsflussergebnisse zwischen Teilnetz A und Gesamtnetz an. Die größten Unterschiede in den (n-1)-Leistungsflussergebnissen zeigen sich an den Rändern von Teilnetz A, da hier der Einfluss des Randnetzes beim Ausfall eines Betriebsmittels am größten ist. In Abbildung 2.12 bis Abbildung 2.14 sind die Graphen eines beispielhaften europäischen UCTE-DACF-Netzdatensatzes dargestellt. Die Netzgröße lässt sich durch die Netzreduktion mit Randnetzabbildung über den kürzesten Weg von 28728 Zweigen und 19132 Knoten auf 4656 Zweige und 2712 Knoten reduzieren. Ohne Randnetzabbildung ergibt sich eine Netzgröße von 4183 Zweigen und 2329 Knoten.

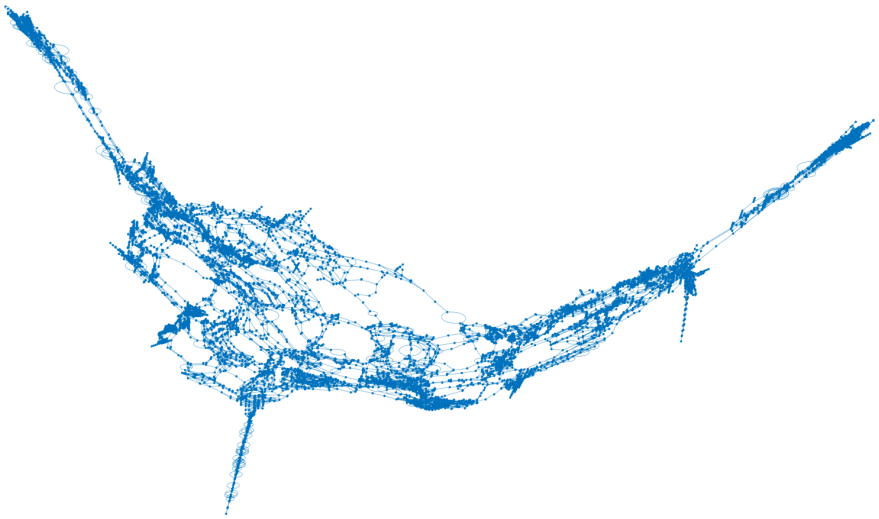


Abbildung 2.12: Vollständiges UCTE-DACF-Netzmodell (28728 Knoten und 19132 Zweige)

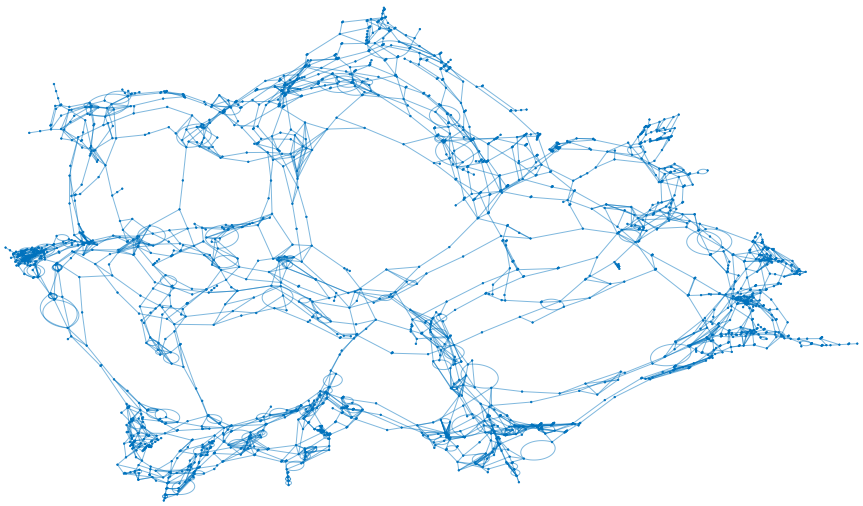


Abbildung 2.13: Teilnetz Deutschland ohne Randnetzabbildung (4183 Zweige und 2329 Knoten)

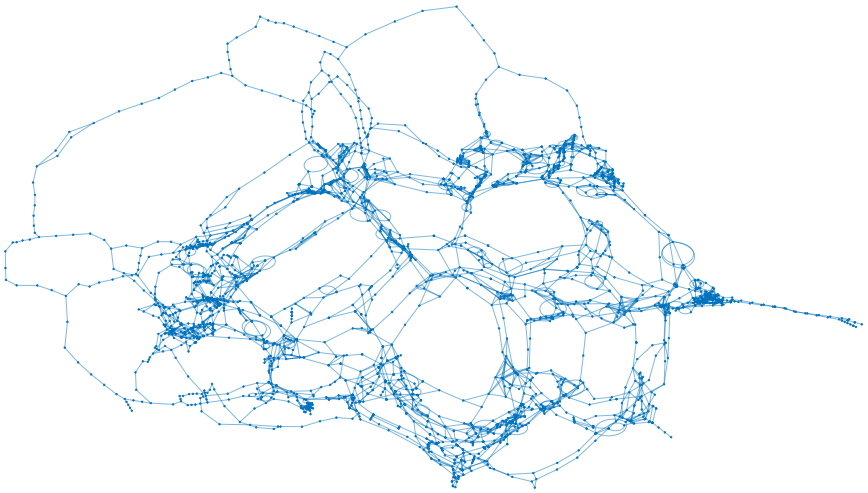


Abbildung 2.14: Teilnetz Deutschland mit Randnetzabbildung (4656 Zweige und 2712 Knoten)

Tabelle 2.3 zeigt Kennzahlen für die Netzgröße, die Rechenzeiten und die Berechnungsgüte eines deutschen Teilnetzes mit und ohne Randnetzabbildung im Vergleich zum europäischen Gesamtnetz. Es zeigt sich, dass die Rechenzeit für die Netzreduktion sowohl ohne als auch mit Randnetzabbildung im Vergleich zur Reduzierung der Rechenzeit der exakten (n-1)-Leistungsflussberechnung vernachlässigbar ist. Durch die Netzreduktion mit Randnetzabbildung lässt sich die Rechenzeit für die (n-1)-Leistungsflussberechnung mit 1457 Ausfällen von 261 auf 56 Sekunden (23 %) reduzieren. Der mittlere absolute Fehler im Vergleich zu den Ergebnissen im Gesamtnetz beträgt 0,22 %-Punkte. Aufgrund des deutlich schlechteren Konvergenzverhaltens ist die Rechenzeit im reduzierten Netz ohne Randnetzabbildung mit 119 Sekunden deutlich größer. Zusätzlich ergibt sich mit 2,18 %-Punkten ein deutlich größerer absoluter Fehler im Vergleich zum Gesamtnetz. Wie zuvor beschrieben, resultiert dieser Fehler im Wesentlichen aus größeren Abweichungen bei (n-1)-Betrachtungen für Betriebsmittel am Rand des betrachteten Teilnetzes. Dies zeigt sich auch dadurch, dass ohne Randnetzabbildung die maximale Über- und Unterschätzung deutlich stärker steigen als der mittlere absolute Fehler.

Netz	**Gesamtnetz**	**Deutschland ohne Randnetzabbildung**	**Deutschland mit Randnetzabbildung**
Laufzeit Teilnetzerstellung Parallel – 4 Kerne	/	1 Sekunde	3 Sekunden
Netzgröße	Zweige: 28728 Knoten: 19132	Zweige: 4183 Knoten: 2329	Zweige: 4656 Knoten: 2712
Anzahl Outages	1457	1457	1457
Laufzeit Ausfallrechnung Parallel – 4 Kerne	261 Sekunden	119 Sekunden	56 Sekunden
Laufzeit Gesamt Parallel – 4 Kerne	261 Sekunden	120 Sekunden	59 Sekunden
Mittlerer abs. Fehler	/	2,18 %	0,22 %
Max. Überschätzung	/	82,17 %	4,04 %
Max. Unterschätzung	/	42,20 %	0,22 %

Tabelle 2.3: Kennzahlen für Netzgröße, Rechenzeiten und Berechnungsgüte

Insgesamt zeigt sich, dass die Netzreduktion die Rechenzeiten insbesondere für die Entwicklung der Ansätze adäquat reduzieren kann und gleichzeitig eine ausreichende Güte der Berechnungsergebnisse liefert. Im Rahmen des Forschungsprojektes besteht somit die Möglichkeit die verschiedenen Ansätze sowohl auf vollständigen Netzmodellen als auch auf reduzierten Netzmodellen anzuwenden.

2.5.2 Preprocessing der Kraftwerksdaten

Wie in Abbildung 2.4 dargestellt, bestehen die von den Kraftwerksbetreibern gemeldeten KWEP-Daten aus verschiedenen Bestandteilen, die in sich konsistent sein müssen. Teilweise werden allerdings inkonsistente KWEP-Daten gemeldet, sodass ein Preprocessing erforderlich ist. Innerhalb der operativen Prozesse erfolgt dieser Schritt direkt in den jeweiligen Optimierungsverfahren. Da im Rahmen des Forschungsprojektes verschiedene Verfahren miteinander verglichen werden sollen, ist es sinnvoll, das Preprocessing außerhalb der Verfahren durchzuführen, damit Unterschiede in den Ergebnissen nicht aus einer unterschiedlichen Behandlung inkonsistenter KWEP-Daten resultieren können. Im Rahmen des Preprocessings werden eine Vielzahl von Konsistenzprüfungen und gegebenenfalls Anpassungen der KWEP-Daten vorgenommen. Diese werden im Folgenden beschrieben und in der dargestellten Reihenfolge durchgeführt:

Prüfung	**Anpassung**
Alle Bestandteile der KWEP-Daten sind als positive Werte definiert. Wenn RDV^+ oder RDV^- negativ gemeldet werden	$\mathrm{RDV}^+ \rightarrow -\mathrm{RDV}^+$ $\mathrm{RDV}^- \rightarrow -\mathrm{RDV}^-$
Wenn $P_{\mathrm{plan}} = 0\,\mathrm{MW}$ und $\mathrm{RDV}^- > 0\,\mathrm{MW}$ und es sich nicht um ein Pumpspeicherkraftwerk handelt	$\mathrm{RDV}^- := 0\,\mathrm{MW}$
Wenn kein P_{plan} gemeldet wird, aber RDV^- gemeldet wird	$P_{\mathrm{plan}} = \mathrm{RDV}^-$
Wenn kein P_{plan} gemeldet wird	$P_{\mathrm{plan}} = 0\,\mathrm{MW}$
Wenn kein RDV^- gemeldet wird	$\mathrm{RDV}^- = 0\,\mathrm{MW}$
Wenn kein RDV^+ gemeldet wird	$\mathrm{RDV}^+ = 0\,\mathrm{MW}$
Wenn $\left(P_{\mathrm{plan}} - \mathrm{RDV}^-\right) < 0\,\mathrm{MW}$ und es sich nicht um ein Pumpspeicherkraftwerk handelt	$\mathrm{RDV}^- = P_{\mathrm{plan}}$
Wenn P_{min} nicht gemeldet wurde, aber P_{plan} und RDV^- gemeldet wurden	$P_{\mathrm{min}} = P_{\mathrm{plan}} - \mathrm{RDV}^-$
Wenn P_{max} nicht gemeldet wurde, aber P_{plan} und RDV^+ gemeldet wurden	$P_{\mathrm{max}} = P_{\mathrm{plan}} + \mathrm{RDV}^+$
Wenn in mindestens einem Zeitstempel $P_{\mathrm{plan}} < P_{\mathrm{min}}$ und $P_{\mathrm{plan}} \neq 0\,\mathrm{MW}$	$P_{\mathrm{min}} = max(P_{\mathrm{plan}})$
Wenn $P_{\mathrm{min}} > (P_{\mathrm{plan}} - \mathrm{RDV}^-)$	$P_{\mathrm{min}} = (P_{\mathrm{plan}} - \mathrm{RDV}^-)$
Wenn $P_{\mathrm{min}} < (P_{\mathrm{plan}} + \mathrm{RDV}^+)$	$\mathrm{RDV}^+ = 0\,\mathrm{MW}$
Wenn $P_{\mathrm{min}} < 0\,\mathrm{MW}$ und $\mathrm{RDV}^+ = 0\,\mathrm{MW}$ und es sich nicht um ein Pumpspeicherkraftwerk handelt	$P_{\mathrm{min}} = 0\,\mathrm{MW}$ und $\mathrm{RDV}^- = P_{\mathrm{plan}}$
Wenn $P_{\mathrm{max}} < (P_{\mathrm{plan}} + \mathrm{RDV}^+)$	$P_{\mathrm{max}} = (P_{\mathrm{plan}} + \mathrm{RDV}^+)$
Wenn der maximale positive Leistungsgradient ΔP^+ nicht ausreicht, um innerhalb von einem Zeitschritt die Mindestleistung P_{min} zu erreichen	$\Delta P^+ = P_{\mathrm{min}}$
Wenn der maximale negative Leistungsgradient ΔP^- nicht ausreicht, um innerhalb von einem Zeitschritt ausgehend von der Mindestleistung P_{min} 0 MW zu erreichen	$\Delta P^- = P_{\mathrm{min}}$

Tabelle 2.4: Anpassungen der KWEP-Daten

2.6 Datenbank

Die Datenbank ist Teil der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Simulationsumgebung und hat die Aufgabe, alle Eingangs- und Ergebnisdaten konsistent und persistent zur Verfügung zu stellen. Dazu werden alle Daten in Stamm-, Bewegungs- und Ergebnisdaten unterteilt und relational miteinander verknüpft. Eingangs- und Ergebnisdaten innerhalb des Projektes wurden hauptsächlich in Form von Datenbankauszügen miteinander geteilt.

2.6.1 Stammdaten für Netzelemente

Beim UCTE-Netzdatenformat sind alle Zweig- und Knoteninformationen in jedem Datensatz passend zur jeweiligen Verschaltung gepflegt. Unter anderem durch wartungsbedingte Freischaltungen und Inbetriebnahmen kommen über die Zeit neue Elemente hinzu oder Elemente sind zeitweise nicht im Datensatz enthalten. Eine eindeutige Zuordnung von Zweigen und Knoten zwischen zwei oder mehr UCTE-Netzdatensätzen ist somit nicht eindeutig über eine ID oder einen Bezeichner möglich.

Damit topologische Freiheitsgrade sowie die Kategorisierung von Netzelementen unabhängig vom jeweiligen Netzdatensatz zentral parametriert werden können, ist eine Stammdatenbank aller Netzelemente zwingend erforderlich. Die Einträge dieser Stammdatenbank werden auf Basis der Kombination von Knoten und Zweigbezeichnern sowie von Ordercodes und den elektrischen Parametern erstellt. Zu jedem Stammdateneintrag können anschließend Metainformationen wie Koordinaten für georeferenzierte Darstellungen, Zonen zur Unterteilung je ÜNB oder auch die Kategorisierung von Netzelementen nach Tabelle 2.2 hinterlegt werden.

2.6.2 Parametrierung von topologischen Freiheitsgraden

Topologische Freiheitsgrade sollten den Optimierungsansätzen möglichst vollumfänglich zur Verfügung gestellt werden, um die bestehenden Potenziale bei der Topologieoptimierung heben zu können. Randbedingungen oder Einschränkungen, die auf lokalen Besonderheiten beruhen, sollten möglichst über globale mathematische Randbedingungen abgedeckt werden. Dadurch lässt sich sowohl der Wartungsaufwand als auch das Fehlerpotential der Optimierungsansätze verringern und die Erklärbarkeit der ermittelten Maßnahmen verbessern. Zur Abbildung betrieblicher Randbedingungen, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, sowie zur Realisierung einer Mensch-Maschine-Interaktion (MMI) (vgl. Abschnitt 2.7) ist es trotzdem notwendig, die topologischen Freiheitsgrade an einzelnen Zweigen und Knoten explizit vorzugeben.

In der Datenbank wird dabei, wie in Tabelle 2.5 dargestellt, eine Standardparametrierung von einer fixierten Parametrierung unterschieden.

	Standard je Optimierungslauf	**Reaktion auf explizite Maßnahmen**
Station	Alle topologischen Freiheitsgrade an explizit aufgeführten Stationen verboten	Verbot von topologischen Maßnahmen an dieser Station und allen angeschlossenen Zweigen
Zweig	Definierte topologische Freiheitsgrade können explizit an verbotenen Stationen wieder erlaubt werden	Vorgabe einer expliziten topologischen Maßnahme, überschreibt Stationsverbot
PST	Verfügbarer Stufenbereich sowie Strafkosten werden hier parametriert	Verfügbarer Stufenbereich sowie Strafkosten können hier angepasst werden

Tabelle 2.5: Parametrierung der Freiheitsgrade durch Vorgabe in der Datenbank

Die Standardparametrierung wird für jeden Optimierungslauf verwendet, die fixierte Parametrierung wird für die Einbindung der Mensch-Maschine-Interaktion (MMI) verwendet und setzt für den entsprechenden Optimierungslauf Maßnahmen fest ein. Ohne explizite Einträge stehen den Optimierungsansätzen alle topologischen Freiheitsgrade zur Verfügung. Das Schalten an einer Station und aller angeschlossenen Zweige kann durch einen Eintrag vollständig von den topologischen Freiheitsgraden ausgenommen werden. Definierte topologische Freiheitsgrade können explizit wieder für einzelne Zweige hinzugefügt werden. Fest vorgegebene Maßnahmen resultieren aus einem vorangegangenen Optimierungslauf und werden im MMI definiert. Es können alle Maßnahmen an einer Station und deren angeschlossenen Zweigen ausgeschlossen werden sowie explizite Maßnahmen an Zweigen fest vorgegeben werden.

2.7 Mensch-Maschine-Interaktion

In diesem Abschnitt wird die Notwendigkeit einer Mensch-Maschine-Interaktion (MMI) zur Analyse von Ergebnissen einer Engpassmanagementoptimierung zunächst in Abschnitt 2.7.1 motiviert, woraufhin die Umsetzung eines MMI-Ansatzes im Projekt durch die FGH e.V. in Abschnitt 2.7.2 beschrieben wird.

2.7.1 Motivation

In den operativen Prozessen der Betriebsplanung werden derzeit rechnergestützte Verfahren zur Optimierung des Engpassmanagements eingesetzt. Diese Optimierungsverfahren unterstützen, indem sie auf Basis von Prognosen, Netzmodellen und betrieblichen Randbedingungen technisch konsistente und formal optimale Maßnahmen vorschlagen. In der praktischen Anwendung zeigt sich jedoch, dass diese Lösungen häufig nicht alle betrieblichen Randbedingungen berücksichtigen und daher trotz mathematischer Optimalität operativ nur eingeschränkt nutzbar sind. Eine Herausforderung stellt die teilweise begrenzte Nachvollziehbarkeit der durch Optimierungsverfahren bestimmten Maßnahmen dar, was in der Praxis häufig zu einer Ablehnung entsprechender Maßnahmenvorschläge führt. Diese Problematik verschärft sich weiter, wenn neben den bisher in den Verfahren berücksichtigten Maßnahmen zusätzlich Topologiemaßnahmen berücksichtigt werden, da durch diese die Wirkungen von anderen Engpassmanagementmaßnahmen im Netz deutlich an Komplexität gewinnen. Daher entsteht der Bedarf nach einer Mensch-Maschine-Interaktion (MMI), die es erlaubt, die Wirkungsweise von algorithmisch erzeugten Vorschlägen gezielt zu prüfen, zu verstehen und anzupassen.

Eine zentrale Motivation für MMI in den Betriebsplanungsprozessen liegt in der begrenzten Abbildbarkeit impliziten Expertenwissens in Optimierungsmodellen. Lokale Netzkenntnisse, Erfahrungswerte zu umsetzbaren Topologiemaßnahmen oder praktische Einschränkungen bestimmter Betriebsmittel können nur schwer vollständig formalisiert und in den Eingangsdaten der Engpassmanagementoptimierung mit Topologiemaßnahmen mit abgebildet werden. Zudem müssen Entscheidungen im Engpassmanagement nachvollziehbar sein, da ÜNB strenge regulatorische Anforderungen erfüllen und die betriebliche Verantwortung stets beim Menschen verbleibt. Eine geeignete Interaktionsoberfläche erhöht das Vertrauen in die Optimierungsmodelle, indem sie nicht nur Ergebnisse liefert, sondern auch die wichtigsten Einflussfaktoren sichtbar macht – beispielsweise durch Sensitivitätsdarstellungen, Leistungsflussvisualisierungen oder Hinweise auf kritische Komponenten. Auf diese Weise können Operatoren die Ursachen einer Engpasssituation schneller erfassen und bewerten, ob eine vorgeschlagene Maßnahme in der konkreten Situation sinnvoll und praktikabel ist.

Die Anwendbarkeit eines solchen Interaktionskonzeptes hängt maßgeblich von der Integration in bestehende Betriebsplanungsabläufe ab. Idealerweise entsteht ein iterativer Arbeitsprozess, in dem die Maschine (hier Software) Vorschläge generiert und deren Auswirkungen analysiert, während der Mensch gezielt Anpassungen vornehmen kann. Typische Eingriffe umfassen die Modifikation einzelner Redispatchmengen, die Priorisierung oder den Ausschluss bestimmter Topologiemaßnahmen oder die Vorgabe zusätzlicher betrieblich relevanter Restriktionen. Jede Änderung wird unmittelbar durch das System geprüft, etwa durch automatische Sicherheitsanalysen oder Konsistenzbewertungen, und anschließend in eine aktualisierte Lösung überführt. Dadurch lässt sich der Vorteil der algorithmischen Effizienz mit der praktischen Expertise der Netzführung verbinden.

Technisch erfordert dies eine flexible Architektur mit klaren Schnittstellen zwischen Leistungsflussberechnung, Optimierungsmodellen und Benutzeroberfläche. Transparente Dokumentationsmechanismen sorgen dafür, dass alle vorgenommenen Anpassungen revisionssicher nachverfolgt werden können. Ergänzend bieten interaktive Visualisierungen eine intuitive Darstellung der Netzsituation, wodurch komplexe Zusammenhänge schneller erfassbar werden und Entscheidungskonflikte leichter identifiziert werden können.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt der MMI liegt in der systematischen Rückführung menschlicher Anpassungen in die Weiterentwicklung der Optimierungsverfahren selbst. Durch die Analyse der wiederkehrenden Änderungen, die Operatoren an den vom System vorgeschlagenen Maßnahmen vornehmen, lassen sich Muster erkennen, die auf modellseitige Vereinfachungen, fehlende

Restriktionen oder unzureichende Abbildung betrieblicher Heuristiken hinweisen können. Hieraus entstehen wertvolle Rückschlüsse für die Weiterentwicklung der zugrunde liegenden Optimierungs- und Simulationsmodelle. So können beispielsweise häufig aus operativen Gründen abgelehnte Topologiemaßnahmen im Modell stärker pönalisiert, bestimmte Redispatchabrufe gezielt bevorzugt oder zusätzliche realitätsnahe Nebenbedingungen formuliert werden. Dadurch entwickelt sich das Optimierungssystem schrittweise zu einem Werkzeug, das die betrieblichen Anforderungen besser reflektiert und zugleich die Qualität seiner Lösungsvorschläge erhöht. Die MMI wird somit nicht nur zu einem Instrument der situativen Eingriffsmöglichkeit, sondern auch zu einer kontinuierlichen Lernquelle, die das Zusammenspiel von algorithmischer Berechnung und praktischem Netzbetrieb langfristig verbessert.

Gleichzeitig birgt die enge Rückkopplung zwischen menschlichen Eingriffen und der Weiterentwicklung der Optimierungsverfahren auch Risiken. Eine zu starke Orientierung an etablierten Praktiken oder wiederkehrenden Präferenzen kann dazu führen, dass Optimierungsmodelle schrittweise in Richtung historischer oder subjektiver Entscheidungslogiken angepasst werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass innovative oder nicht-intuitive Maßnahmen, die mathematisch vorteilhaft oder langfristig systemdienlich wären, im Modell frühzeitig unterdrückt werden. Eine solche „Überanpassung“ an menschliche Erwartungen kann die Fähigkeit der Modelle beeinträchtigen, neue oder ungewöhnliche, aber kostengünstigere Lösungswege aufzuzeigen. Um dieses Spannungsfeld zu beherrschen, müssen Lernprozesse aus menschlichem Feedback gezielt kontrolliert und mit Mechanismen ergänzt werden, die sicherstellen, dass Modellinnovationen erhalten bleiben und die mathematische Struktur der Optimierung nicht durch zu restriktive Anpassungen verfälscht wird. Nur so lässt sich ein ausgewogener Entwicklungsprozess gewährleisten, der sowohl die praktische Expertise der Anwenderinnen und Anwender einbezieht als auch Raum für algorithmische Neuerungen lässt.

2.7.2 Umsetzung einer Mensch-Maschine-Interaktion im Projekt

In der Simulationsumgebung (vgl. Abbildung 2.2) wird eine Mensch-Maschine-Interaktion (MMI) eingesetzt, um die berechneten Ergebnisse der entwickelten Ansätze nachvollziehbar aufzubereiten und an die Präferenzen der Operatoren anpassbar zu gestalten. Hierfür wird im Projekt InnOpTEM eine bestehende, webbasierte graphische Benutzeroberfläche genutzt, welche die Analyse von Netzsituationen sowie die Nachverfolgung der Wirksamkeit von Engpassmanagementmaßnahmen ermöglicht. Darüber hinaus können Ergebnisse und Eingangsdaten direkt in der Oberfläche angepasst und zurück an die Optimierungsansätze übergeben werden.

Abbildung 2.15 zeigt die grundlegende Struktur der Oberfläche: Links befindet sich ein Menü zur Auswahl der in der geographischen Darstellung in der Mitte anzuzeigenden Elemente, rechts eine Legende zur Erläuterung der jeweiligen Einfärbungen. Im unteren Bereich ermöglicht ein Zeitstrahl das Umschalten des aktuell visualisierten Zeitstempels.

Zur Analyse der Auslastungssituation werden Leitungen als Linien visualisiert, deren Einfärbung der relativen Auslastung im Verhältnis zur maximalen thermischen Belastbarkeit der jeweiligen Netzelemente entspricht. Über das Auswahlmenü können unterschiedliche Zeitreihen eingeblendet werden. Im Projekt wird zwischen (n-0)- und (n-1)-Auslastungen vor und nach der Optimierung der Engpassmanagementmaßnahmen unterschieden. Da der Schwerpunkt auf Topologiemaßnahmen liegt, können zudem Auslastungen angezeigt werden, die ausschließlich die Wirkung von Topologiemaßnahmen berücksichtigt.

Die Einfärbung kann wahlweise als kontinuierlicher Farbverlauf oder, wie in Abbildung 2.15 dargestellt, als diskrete Farbstufen erfolgen. Darüber hinaus lassen sich Leitungen nach verschiedenen Kriterien filtern, etwa indem nur jene Leitungen angezeigt werden, die vor der Optimierung einen definierten Grenzwert überschritten haben.

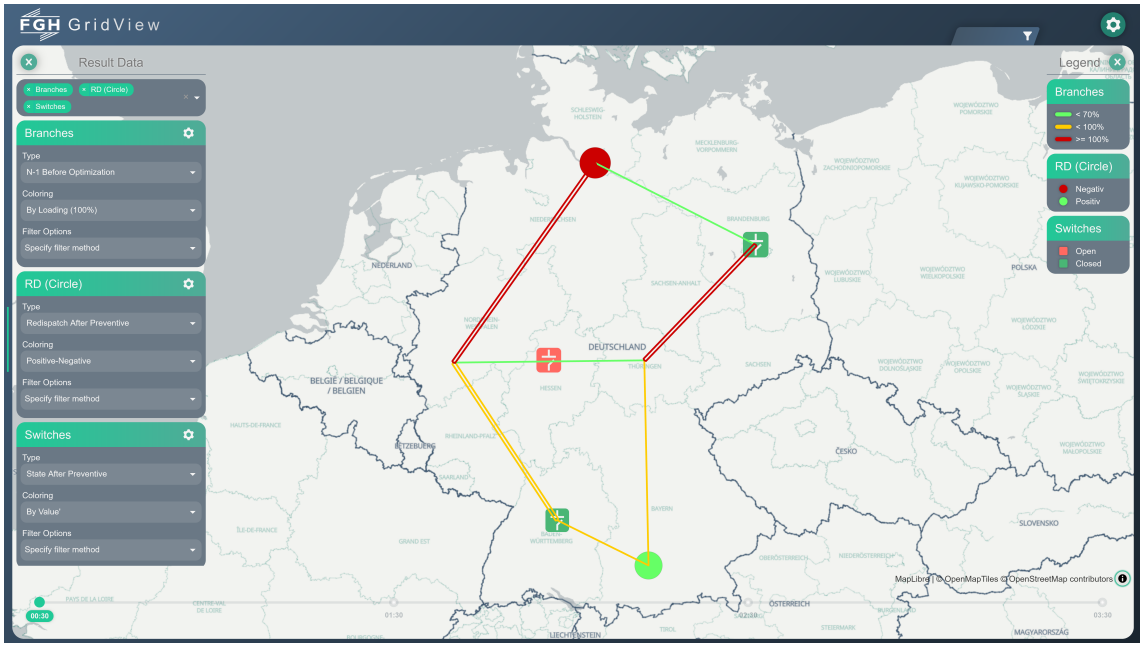


Abbildung 2.15: Webbasierte Visualisierung zur geographischen Darstellung von Netzsituationen

Kraftwerkseinspeisungen, Redispatch und Redispatchpotenziale werden als Kreise an den Kraftwerksknoten visualisiert. Abbildung 2.16 zeigt die beim Hovern über ein Kraftwerk eingeblendeten Detailinformationen. Diese umfassen neben Stammdaten alle relevanten Zeitreihen zum aktuell dargestellten Zeitpunkt. So kann ohne Wechsel der Ansicht überprüft werden, ob ein Redispatchpotenzial vollständig ausgeschöpft wurde. Neben der Rot-/Grün-Codierung zur Darstellung von Redispatch kann alternativ eine Einfärbung nach Primärenergieträgern gewählt werden. Filter ermöglichen es beispielsweise, ausschließlich negative Redispatchmengen einzublenden.

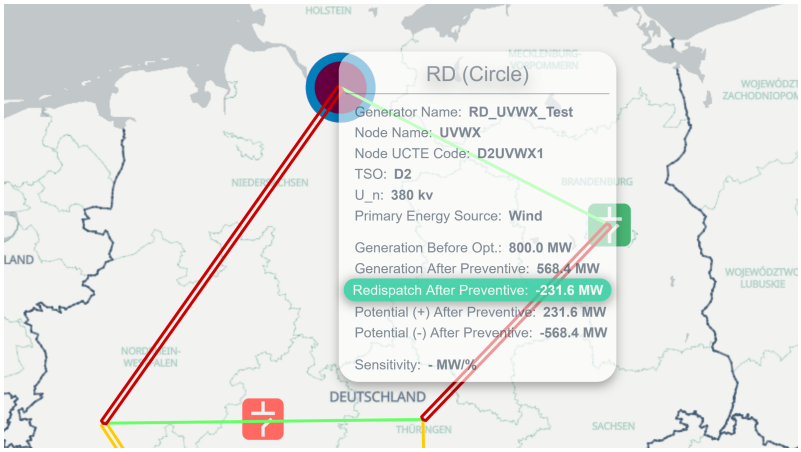


Abbildung 2.16: Hoverinformationen für ein exemplarisches Kraftwerk

Abbildung 2.17 illustriert exemplarisch die Darstellung einer Topologiemaßnahme. An schaltbaren Stationen wird der aktuelle Schaltzustand über ein Schalt-Icon angezeigt. Die Farbgebung differenziert, ob eine Kupplung geöffnet (rot), geöffnet und gleichzeitig eine Umbelegung von Abgängen durchgeführt wurde (hellrot), geschlossen (grün) oder geschlossen und umbelegt wurde (hellgrün). Die Schalt-Icons können sowohl nach dem konkreten Schaltzustand als auch nach Änderungen durch die Optimierung gefiltert werden.

Phasenschiebertransformator (PST) werden analog über Symbole dargestellt. Sie können nach ihrer

absoluten Stufenstellung vor oder nach der Optimierung oder nach der Änderung ihrer Stufenstellung eingefärbt werden. Filter erlauben die gezielte Anzeige derjenigen PST, deren Stufenstellung durch die Optimierung verändert wurde.

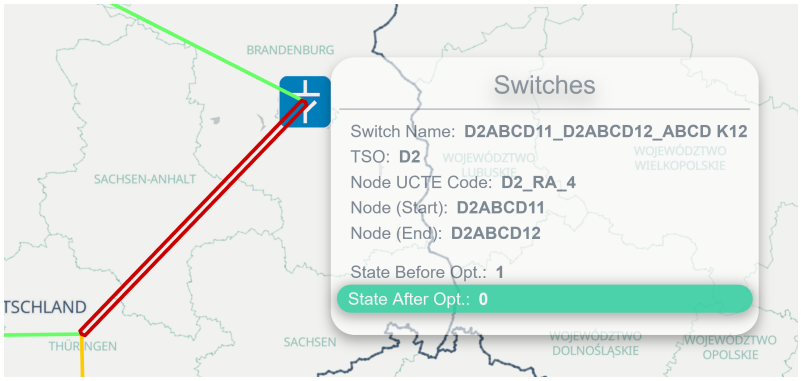


Abbildung 2.17: Icon-Darstellung einer Entkupplung

Durch Auswahl eines Elements kann der vollständige Tagesverlauf der aktuell angezeigten Zeitreihe eingesehen werden. Dies ermöglicht die Bewertung der zeitlichen Kontinuität getroffener Maßnahmen. Abbildung 2.18 zeigt beispielhaft die Auslastung eines Stromkreises, wobei ersichtlich wird, dass die höchste Überlastung um 02:30 Uhr auftritt. Mit dieser Information kann der Operator gezielt zu diesem Zeitpunkt navigieren, um die zur Entlastung gewählten Maßnahmen zu identifizieren.

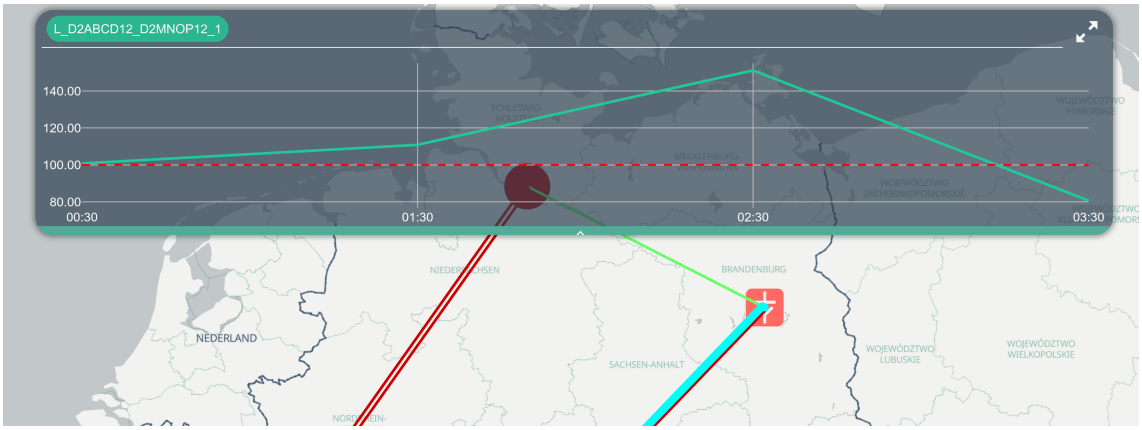


Abbildung 2.18: Darstellung der Auslastung eines exemplarischen Stromkreises im Tagesverlauf

Für ausgewählte Elemente kann darüber hinaus eine Detailansicht aller Zeitreihen für den Tagesverlauf in einem separaten Fenster geöffnet werden. Abbildung 2.19 zeigt eine exemplarische Detaildarstellung eines Kraftwerks. Im Graphen können die darzustellenden Zeitreihen an und abgewählt werden. Weiterhin ist eine Sortierung der Zeitstempel nach einer Zeitreihe möglich.



Abbildung 2.19: Detaildarstellung der Zeitreihen eines exemplarischen Kraftwerks

Aus der geographischen Darstellung kann für ein ausgewähltes Element direkt zu einer tabellarischen Ansicht der Rohergebnisse gewechselt werden. Dies ermöglicht eine schnelle Filterung der Gesamtdaten durch geographische Auswahl des Elements. Abbildung 2.20 zeigt exemplarisch die Ergebnistabelle eines Kraftwerks. In dieser können zusätzliche Spaltenfilter gesetzt werden, etwa in der Spalte "Redispatch after Preventive" mit "> 0" um alle Stunden mit positivem Redispatchbedarf anzuzeigen.



Abbildung 2.20: Ergebnistabelle eines exemplarischen Kraftwerks

Über die Tabelle können Ergebnisanpassungen vorgenommen werden, die eine gezielte Interaktion der Operatoren mit den Optimierungsansätzen ermöglichen. Werte können fixiert, Freiheitsgrade entfernt oder ergänzt sowie Fahrpläne aktualisiert werden. Abbildung 2.21 zeigt beispielhaft die Anpassung eines Kraftwerks, bei dem für bestimmte Stunden Redispatch ausgeschlossen werden soll. Hierzu werden die Zeitreihen modifiziert und der Freiheitsgrad durch Umstellung des „Action Status" von „available" auf „locked" deaktiviert.

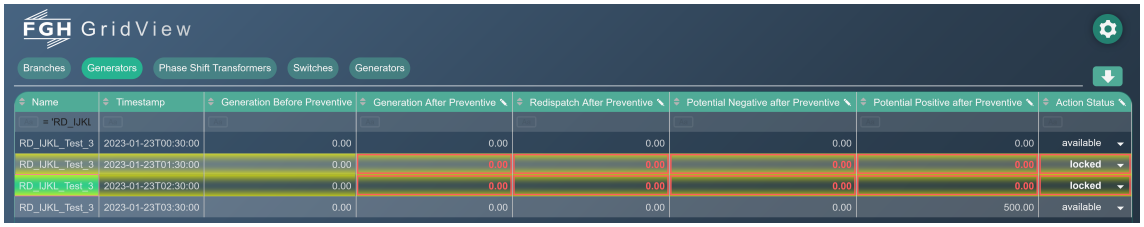


Abbildung 2.21: Exemplarische Ergebnisanpassung und Sperrung des Freiheitsgrads

Die vorgenommenen Anpassungen können in die Datenbank exportiert werden (siehe Abschnitt 2.6). Abbildung 2.22 zeigt das Abspeichern eines angepassten Datensatzes als neue Variante des originalen Datensatzes.

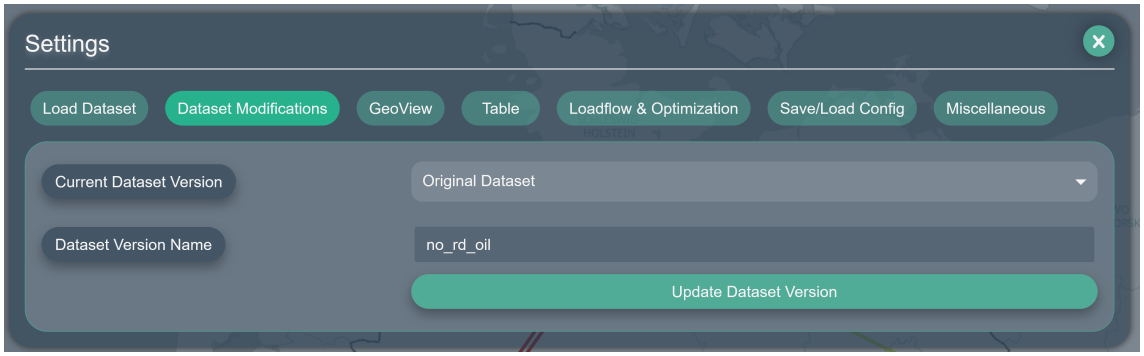


Abbildung 2.22: Menü zum Export eines angepassten Datensatzes in die Datenbank

Anschließend kann aus der Visualisierung heraus eine neue Leistungsflussberechnung oder eine erneute Optimierung gestartet werden, wie in Abbildung 2.23 dargestellt. Die Auswirkungen der Anpassungen können somit im Anschluss erneut evaluiert werden.

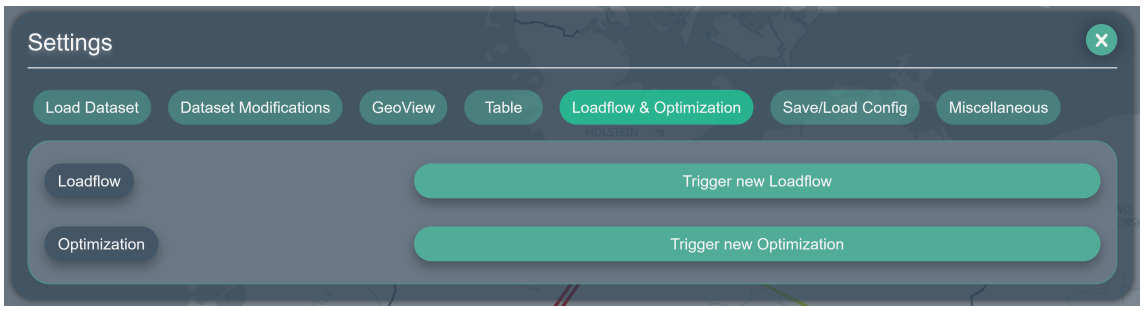


Abbildung 2.23: Menü zur Neuberechnung des Leistungsflusses oder erneuten Optimierungslaufs

Die graphische Oberfläche ermöglicht es, die komplexen Zusammenhänge von Engpassmanagement-maßnahmen sowie die Lösungsvorschläge der Optimierungsansätze darzustellen und bedarfsgerecht an den operativen Einsatz anzupassen. Zusätzlich ist eine Erweiterung der visuellen Aufbereitung der Ergebnisse notwendig, um den Operatoren eine schnelle Prüfung der Einhaltung der operativen Randbedingungen zu ermöglichen. Eine transparente Darstellung unterstützt bei der Validierung der Lösung, reduziert Rückfragen und erhöht damit die Akzeptanz der Optimierungsergebnisse im Betrieb. Die Funktion zur Ergebnisanpassung erlaubt es, unvollständige oder nachträglich verfügbare Informationen in die Optimierungsprozesse zu integrieren. Insgesamt unterstützt die MMI damit eine iterative, anwendungsnahe Anpassung der Ergebnisse an die Anforderungen des operativen Betriebs.

3 Freiheitsgrade und Randbedingungen

Die Entwicklung und Anwendung von Optimierungsverfahren zur Topologieoptimierung im Übertragungsnetzbetrieb ist durch eine Vielzahl von Randbedingungen geprägt. Diese ergeben sich sowohl aus technischen und betrieblichen Erfordernissen des Netzbetriebs als auch aus regulatorischen Vorgaben und methodischen Einschränkungen der eingesetzten Optimierungsverfahren.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes gemäß den gesetzlichen Rahmenbedingungen, insbesondere nach §13 EnWG, jederzeit zu gewährleisten. Daraus resultieren spezifische Anforderungen an zulässige Topologiemaßnahmen, Betriebsgrenzen sowie an die zeitliche und organisatorische Umsetzbarkeit von Maßnahmen. Darüber hinaus müssen physikalische Beschränkungen des elektrischen Systems in der Optimierung angemessen berücksichtigt werden.

Neben diesen technischen und betrieblichen Randbedingungen bestehen weitere Einschränkungen, die sich aus den Zielvorgaben des Engpassmanagements in der Netzbetriebsplanung, den verfügbaren Datenquellen sowie der erforderlichen Rechenzeit für operative Anwendungen ergeben. Um die Praxistauglichkeit der entwickelten Ansätze sicherzustellen, wurden diese Randbedingungen im Projekt *InnOpTEM* systematisch erfasst, modelliert und in den verschiedenen Arbeitspaketen schrittweise in die Optimierungsverfahren integriert.

Die folgenden Abschnitte 3.1 und 3.2 sind im Arbeitspaketen 2.1 und 4.1 entstanden und stellen das Erreichen der Projektmeilensteine 2.1 sowie 4.1 dar. Zunächst werden nach der Definition und Zusammenfassung nutzbarer Freiheitsgrade in Abschnitt 3.1 die Randbedingungen im betrieblichen Engpassmanagement in Abschnitt 3.2 analysiert. Anschließend werden die Randbedingungen in Abschnitt 3.3 in ein mathematisches Idealmodell überführt.

3.1 Freiheitsgrade im Engpassmanagement

Die Betriebsplanung im Übertragungsnetz steht zunehmend im Spannungsfeld zwischen hoher Netzauslastung, wachsender Unsicherheit durch volatile Einspeisung und steigenden Anforderungen an Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Vor diesem Hintergrund kommt dem Engpassmanagement eine zentrale Rolle zu. Die ÜNB sind gemäß § 13 (1) Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gesetzlich berechtigt und verpflichtet bei einer Gefährdung oder Störung in ihrem Netz diese mit geeigneten Maßnahmen zu beseitigen. Ziel ist es, absehbare Netzengpässe unter Nutzung der vorhandenen betrieblichen Freiheitsgrade so zu beherrschen, dass ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet wird, ohne Marktprozesse unnötig einzuschränken.

Im Gegensatz zur langfristigen Netzplanung stehen in der kurzfristigen Betriebsplanung keine strukturellen Ausbaumaßnahmen zur Verfügung. Stattdessen wird das bestehende Netz aktiv gesteuert, indem Eingriffe in Einspeisungen und Lasten, Netzstruktur und Betriebsmittelzustände vorgenommen werden. Die dabei verfügbaren Freiheitsgrade sind sowohl technisch als auch regulatorisch sowie organisatorisch begrenzt und unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihrer Wirkung, Skalierbarkeit, Kosten und betrieblichen Risiken.

Topologiemaßnahmen greifen direkt in die Verschaltung von Netzelementen innerhalb einer Schaltanlage ein, indem der Betriebszustand der entsprechenden Schaltgeräte geändert wird. Zu den elementaren Topologiemaßnahmen gehören:

- Die Zu- oder Abschaltung von Stromkreisen oder Transformatoren.
- Der Sammelschienenwechsel von Stromkreisen oder Transformatoren.
- Die Kupplung oder Trennung von Sammelschienen(-abschnitten) innerhalb einer Mehrfach-Sammelschienenschaltanlage.

Diese Maßnahmen bewirken jeweils eine Veränderung der Netzimpedanz, welche eine diskontinuierliche Wirkung auf die Leistungsflussverteilung im Netz hat. Häufig beschränken sich die Auswirkungen auf lokale Wirk- und Blindleistungsflüsse, sodass sich Topologiemaßnahmen grundsätzlich für die effiziente Behebung elektrisch naher Engpässe eignen. Teilweise führen Topologiemaßnahmen aber auch zu großräumigeren Leistungsflussverschiebungen. Insgesamt können Leistungsflüsse durch

Topologiemaßnahmen von stark ausgelasteten auf weniger stark ausgelastete Stromkreise verschoben werden, um einen strombedingten Engpass zu entlasten. Zusätzlich haben Topologiemaßnahmen auch Auswirkungen auf die Spannung an den Netzknoten sowie die in Fehlerfällen resultierenden Kurzschlussströme.

Neben den Topologiemaßnahmen können auch Arbeitspunkteinstellungen bestimmter Betriebsmittel für das Engpassmanagement geeignet sein. Mit quer- oder schräggeregelten PSTs besteht die Möglichkeit, durch die Konfiguration der Phasenverschiebung zwischen Ein- und Ausgangsspannung den Wirkleistungsfluss entlang des Transformators zu steuern. PSTs werden daher insbesondere für die gezielte Steuerung von Leistungsflüssen auf stark belasteten Übertragungskorridoren eingesetzt.

Als marktbezogene Maßnahme wird unter anderem der sogenannte Redispatch bezeichnet. Durch die gezielte Anpassung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen können Leistungsflüsse verändert und so Engpässe entlastet werden. Eine Entlastung wird erzielt indem Erzeugungsleistung vor einem engpassbehafteten Betriebsmittel (bezogen auf die Leistungsflussrichtung) reduziert und hinter dem Betriebsmittel in gleichem Umfang erhöht wird. Die gegenläufige Veränderung der lokalen Leistungseinspeisung erhält dabei eine ausgeglichene Systembilanz. Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, koordinieren die deutschen ÜNB bereits am Vortag auf Basis aufeinanderfolgender Engpassmanagementprozesse die durchzuführenden Gegenmaßnahmen. Dies ermöglicht eine Integration von Erzeugungsanlagen mit längeren Vorlaufzeiten in das Engpassmanagement. Grundsätzlich werden alle Maßnahmen so spät wie möglich und somit auf Basis der aktuellsten Prognosen dimensioniert, um eine effiziente Maßnahmendimensionierung zu gewährleisten.

Entsprechend der regulatorischen Vorgaben des § 13 (1) EnWG sind diese Freiheitsgrade nicht gleichrangig, sondern in einer klaren Maßnahmenhierarchie einzuordnen. Zunächst sind netzbezogene Maßnahmen auszuschöpfen, bevor marktbezogene Eingriffe erfolgen. Hierzu zählen insbesondere Topologiemaßnahmen sowie die Stufung von Phasenschiebertransformatoren, da sie ohne direkte Eingriffe in Erzeugungsfahrpläne auskommen und somit marktneutral wirken. Erst nachrangig sind marktbezogene Maßnahmen wie Redispatch heranzuziehen, bei denen Erzeugungsleistungen angepasst werden, um Netzengpässe zu beheben. Der Eingriff verursacht hohe Entschädigungszahlungen, welche an die Kraftwerksbetreibenden zu zahlen sind, die ihre Einspeisung anpassen müssen. Eine integrierte Betrachtung von Topologiemaßnahmen, PSTs und Redispatch in dieser regulatorisch vorgegebenen Reihenfolge ist entscheidend, um einen sicheren und kostenminimalen Netzbetrieb zu gewährleisten.

3.2 Identifizierte Randbedingungen und Bewertungskriterien

Im folgenden Abschnitt werden die im Projekt identifizierten technischen und betrieblichen Randbedingungen für die Optimierung des Engpassmanagements unter Berücksichtigung von Topologiemaßnahmen zusammengefasst. Diese wurden in Workshops mit Betriebsplanern und Systemführern der ÜNB erarbeitet.

3.2.1 Technische Randbedingungen im Übertragungsnetz

In der Betriebsplanung und Systemführung der ÜNB muss sichergestellt werden, dass der Betrieb der Netze innerhalb der technischen Grenzwerte erfolgt und somit die Netzsicherheit jederzeit aufrechterhalten wird. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber betreiben ihre Netze (n-1)-sicher. Dabei gilt ein Netzzustand als (n-1)-sicher, wenn nach störungsbedingtem Betriebsmittelausfall keine dauerhaften Grenzwertverletzungen für Ströme, Spannungen und Kurzschlussleistungen auftreten und es somit nicht zu weiteren Schutzauslösungen störungsfreier Netzbereiche oder Versorgungsunterbrechungen kommen kann. Für die (n-1)-Sicherheit relevante Betriebsmittelausfälle sind Einfachausfälle von Stromkreisen, Transformatoren, Kupplungen und Erzeugungseinheiten. Weitere Ausfälle, wie Sammelschienen- oder Mehrfachstromkreisausfälle werden bei erhöhter Ausfallwahrscheinlichkeit, durch beispielsweise kritische Wettersituationen, ebenfalls berücksichtigt. [50H+21; Kom21]

Der Fokus der in Abschnitt 2.1 dargestellten Engpassmanagementprozesse liegt auf der Behebung von strombedingten Engpässen. Die Einhaltung der Grenzwerte der weiteren, im Folgenden

beschriebenen elektrischen Größen, wird über die zyklische Durchführung von Leistungsflussberechnungen, Ausfallvariantenrechnungen sowie Kurzschlussstromberechnungen sichergestellt.

Stromgrenzwerte

Ein Ziel der Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen ist die Behebung von strombedingten Engpässen. Die Stromgrenzwerte für Stromkreise, Transformatoren und Kupplungen ergeben sich im Wesentlichen aus der thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel. Zur Höherauslastung der Netze wird im Rahmen des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel in Abhängigkeit der Wettersituation bestimmt. Neben der thermischen Belastbarkeit werden bei der Ermittlung der Stromgrenzwerte ebenfalls Anforderungen berücksichtigt, die sich aus Schutzkonzepten, Stabilitätskriterien, Beeinflussung benachbarter Infrastrukturen sowie Prognoseunsicherheiten ergeben. Als dimensionierender Grenzwert wird der geringste Grenzwert aller dargestellten Randbedingungen angelegt und in den Betriebsdatensätzen hinterlegt.

Bei der Durchführung von Topologiemaßnahmen kann es, anders als bei marktbezogenen Maßnahmen, vorkommen, dass eine durch die Maßnahme erreichte Verringerung der (n-1)-Ströme mit einer Erhöhung der (n-0)-Ströme einhergeht. Die Umsetzung einer solchen Topologiemaßnahme führt zu einer beschleunigten Alterung der Betriebsmittel, da der (n-0)-Zustand dauerhaft vorherrscht und der (n-1)-Zustand mit sehr großer Wahrscheinlichkeit nicht eintreten wird. Dieser Umstand ist bei der Umsetzung von Topologiemaßnahmen stets zu beachten, sodass eine Topologiemaßnahme nicht aufgrund einer geringfügigen Verbesserung des (n-1)-Zustands bei gleichzeitig deutlicher Erhöhung der (n-0)-Ströme gewählt werden sollte. In diesem Fall wäre eine Alternativmaßnahme vorzuziehen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts InnOpTEM wird die Einhaltung von Stromgrenzwerten analog zu den heutigen Engpassmanagementprozessen in den Optimierungsansätzen berücksichtigt. Eine gesonderte Betrachtung der Ströme im (n-0)-Zustand wird im Forschungsprojekt nicht berücksichtigt. Der dargestellte Zielkonflikt zwischen (n-1)- und (n-0)-Zuständen ist durch das operative Personal für konkrete Optimierungsergebnisse zu bewerten.

Spannungsgrenzwerte

In Folge von Topologiemaßnahmen ergeben sich Änderungen in den absoluten Knotenspannungen im Übertragungsnetz. Spannungsgrenzwerte ergeben sich durch eine in den Netzanschlussbedingungen garantierte Spannungsqualität, Schutzeinstellungen, Stabilitätskriterien sowie Isolationsanforderungen. Im deutschen Übertragungsnetz müssen Spannungen gemäß dem Deutschen Grenzwertkonzept [50H+21] daher im technisch zulässigen Betriebsspannungsband gehalten werden, welches auf der 380 kV-Ebene zwischen 390 und 420 kV und auf der 220 kV-Ebene zwischen 220 und 245 kV liegt. Um eine maximale Übertragungsfähigkeit zu ermöglichen und Wirkverluste zu minimieren, soll die Spannung zusätzlich nach Möglichkeit im Sollspannungsband gehalten werden, welches auf 380 kV-Ebene zwischen 410 und 419 kV und auf der 220 kV-Ebene zwischen 230 und 244 kV liegt.

Die Engpassmanagementprozesse und die verwendeten Vorschaudatensätze werden derzeit weiterentwickelt, um eine verbesserte Abbildung der Knotenspannungen zu erreichen und so auch eine spannungsbedingte Maßnahmendimensionierung zu ermöglichen. Die derzeitige Optimierung der Maßnahmen in den Engpassmanagementprozessen betrachtet jedoch noch ausschließlich strombedingte Engpässe und führt keine Bewertung des Spannungsniveaus durch. Daher wird innerhalb des Forschungsprojektes die absolute Knotenspannung in den Optimierungsansätzen nicht als Randbedingung berücksichtigt. Es erfolgt allerdings eine Berücksichtigung der durch die Topologiemaßnahmen resultierenden Spannungsmagnitudendifferenzen, wie im Folgenden näher beschrieben.

Relative Spannungswinkeldifferenzen und Spannungsmagnitudendifferenzen

Bei der Durchführung von Topologiemaßnahmen verändern sich die Spannungswinkeldifferenzen und Spannungsmagnitudendifferenzen von Leitungen, Transformatoren und Kupplungen. Im Übertragungsnetz werden Parallelschaltgeräte eingesetzt, die Leistungsschalter erst schließen können, wenn die parametrierten Grenzwerte für Spannungswinkeldifferenzen und Spannungsmagnitudendifferenzen eingehalten werden. Die Grenzwerte werden basierend auf Stabilitätsaspekten ermittelt und sind abhängig von der lokalen Netzsituation. Für Parallelschaltgeräte an kraftwerksnahen Standorten werden daher geringere Grenzwerte (beispielsweise 10°) als an kraftwerksfernen Standorten

(beispielsweise 25°) parametriert. Die Grenzwerte für Spannungswinkeldifferenzen und Spannungsmagnitudendifferenzen sind grundsätzlich jederzeit einzuhalten.

Im Rahmen des Forschungsprojektes wird die Einhaltung von Spannungswinkeldifferenzen und Spannungsmagnitudendifferenzen in den Optimierungsansätzen berücksichtigt. Insbesondere die Berücksichtigung von Spannungswinkeldifferenzen wurde im Rahmen der Workshops als essenzielle Randbedingung identifiziert, da durch die Vorgabe von maximalen Spannungswinkeldifferenzen nicht nur die Grenzwerte der Parallelschaltgeräte eingehalten werden, sondern auch implizit eine zu starke Entmaschung des Netzes vermieden wird. So lässt sich durch die Wahl des Grenzwertes steuern, wie stark das Netz in Abhängigkeit der vorherrschenden Leistungsflusssituation entmascht werden darf. Hierdurch können künstliche Randbedingungen, wie etwa eine maximale Anzahl von gleichzeitigen Kupplungsöffnungen an benachbarten Stationen, vermieden werden.

Kurzschlussstromgrenzwerte

Die Änderung der Netztopologie beeinflusst die Kurzschlussströme durch Veränderung der Netzadmittanzen. Kurzschlussströme müssen zum einen hoch genug sein, damit der Schutz Fehlerströme eindeutig von Betriebsströmen unterscheiden und somit Fehler sicher erkennen kann. Zum anderen müssen die maximalen Kurzschlussströme kleiner sein als das Schaltvermögen der jeweiligen Leistungsschalter, um die Fehlerstelle sicher vom Netz zu isolieren. Sichere Identifikation und Trennung der fehlerbehafteten Betriebsmittel ist wesentlich für den unterbrechungsfreien Betrieb des verbleibenden Stromnetzes. Die Kurzschlussstromgrenzen der Betriebsmittel werden über den Auslösegrenzwert der Schutzeinrichtung (minimal) und die Nennkurzschlussfähigkeit der Leistungsschalter bzw. anderer Betriebsmittel (maximal) so definiert, dass ein Kurzschluss jederzeit detektiert und sicher abgeschaltet werden kann. [Kom21]

Eine simulative Bewertung der Kurzschlussstromgrenzen findet heute regelmäßig durch Operatoren innerhalb des Leitsystems statt, welches die dafür erforderlichen Daten enthält. In den heutigen Engpassmanagementprozessen werden Kurzschlussstromgrenzen nicht innerhalb der Optimierung berücksichtigt, da hierfür die erforderlichen Eingangsdaten in den verwendeten Vorschaudatensätzen fehlen. Bei der manuellen Durchführung von Topologiemaßnahmen erfolgt eine Bewertung auf Basis von Simulationen im Leitsystem kombiniert mit Expertenwissen. Im Rahmen des Forschungsprojektes werden die Kurzschlussstromgrenzen analog zu den heutigen Engpassmanagementprozessen innerhalb der Optimierung nicht berücksichtigt. Die Bewertung dieser Randbedingung muss somit nach der Optimierung durch das operative Personal erfolgen.

Sammelschienenfehler

Sammelschienenfehler sind als (n-k)-Situationen im Regelfall keine auslegungsrelevanten Fehlerfälle für den Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes. Aus diesem Grund werden Sammelschienenfehler in der Regel in den Engpassmanagementprozessen nicht berücksichtigt. Um die Auswirkungen von Sammelschienenfehlern in möglichst allen Betriebszuständen gering zu halten, führen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber daher bei der Definition des Normalschaltzustandes Bewertungen der Auswirkungen von Sammelschienenfehlern durch. Der Normalschaltzustand beschreibt die Verschaltung aller Betriebsmittel bei engpassfreiem Normalbetrieb und wird dabei unter Berücksichtigung weiterer Randbedingungen so gewählt, dass Sammelschienenfehler möglichst geringe Auswirkungen haben. Sobald Freischaltungen abgeschlossen oder Topologiemaßnahmen nicht mehr erforderlich sind, wird immer die Rückkehr in den Normalzustand angestrebt.

Im Rahmen des Forschungsprojektes erfolgt analog zu den derzeitigen Engpassmanagementprozessen keine direkte Berücksichtigung von Sammelschienenfehlern in den Optimierungsansätzen, da ansonsten die Engpassmanagementmaßnahmen auf die deutlich größeren Auswirkungen von Sammelschienenfehlern dimensioniert werden würden. Somit würden im Vergleich zu den derzeitigen Engpassmanagementprozessen für dieselbe Situation deutlich mehr Maßnahmen ausgewiesen. Stattdessen werden die Auswirkungen von Sammelschienenfehlern im Anschluss an die Optimierung berechnet und ein Vergleich der Auswirkungen von Sammelschienenfehlern vor und nach Topologiemaßnahmen dargestellt. Hierdurch kann der Anwender die Veränderung der Auswirkungen von Sammelschienenfehlern durch die optimierten Topologiemaßnahmen bewerten.

Stabilität

In Folge von Topologiemaßnahmen kommt es zu transienten Ausgleichsvorgängen im Netz, die eine Gefährdung für die Systemstabilität darstellen können. Zur Berücksichtigung stabilitätsbedingter Restriktionen werden wie zuvor beschrieben von den Übertragungsnetzbetreibern vorab Stabilitatsgrenzwerte ermittelt und im Rahmen der Erstellung der Netzdatensätze mit einer stationären Sicherheitsmarge auf den Stromgrenzwert berücksichtigt. Eine genauere Untersuchung von Stabilitätsproblemen erfolgt aktuell durch den Aufbau eines Dynamic Stability Assessments, welches Stabilitätsbewertungen auf der Grundlage von Betriebsdatensätzen ermöglicht. Flankiert wird dieses Erfordernis durch Artikel 38/39 der System Operation Guideline [Kom21], welche die Durchführung dynamischer Stabilitätsanalysen vorschreibt. Das Dynamic Stability Assessment umfasst die Analyse und Bewertung der dynamischen Systemstabilität im Zeitbereich weniger Millisekunden bis zu mehreren Sekunden.

Im Rahmen des Forschungsprojektes erfolgt die Berücksichtigung von stabilitätsbedingten Restriktionen analog zu den aktuellen Engpassmanagementprozessen über die beschriebenen Sicherheitsmargen.

Einfluss auf benachbarte und unterlagerte Netze

Topologiemaßnahmen führen teilweise zu großräumigen Leistungsflussverlagerungen, die sich auch auf benachbarte und unterlagerte Netze auswirken. Damit innerhalb der Optimierungsansätze nicht ein großer Anreiz entsteht, die Leistungsflüsse in benachbarte und unterlagerte Netze zu verschieben, müssen mindestens die Kuppelstellen zu diesen Netzen in den Optimierungsansätzen geeignet berücksichtigt werden. Im Forschungsprojekt werden zu beobachtende Betriebsmittel außerhalb des eigenen Netzgebiets analog zu den heutigen Engpassmanagementprozessen wie in Abschnitt 2.3 beschrieben mittels einer CB-White-Liste definiert. Teilweise sind für diese Stromkreise erhöhte Auslastungen oder zumindest Überlastungen zu vermeiden.

3.2.2 Technische Randbedingungen für Kraftwerke und Phasenschiebertransformatoren

Im Rahmen der Optimierungsverfahren der aktuellen Prozesse des Engpassmanagements wird die Leistungseinspeisung von Kraftwerken und die Stufung von PSTs als Freiheitsgrad berücksichtigt. Bei diesen beiden Arten von Freiheitsgraden sind im Rahmen des Forschungsprojektes analog zu den Optimierungsverfahren der aktuellen Prozesse die folgenden technischen Randbedingungen zu berücksichtigen. Für Kraftwerke werden die technischen Randbedingungen für Gradienten, Mindeststillstands- und -betriebszeiten, Anfahr- und Abfahrzeiten, Mindestredispatchmengen, Mindestleistung sowie Maximalleistung berücksichtigt. Für die Stufung von PSTs werden Randbedingungen für die Einhaltung der minimalen und maximalen Stufenstellung berücksichtigt. Weiterhin werden Randbedingungen für Gruppen von PSTs berücksichtigt, welche dafür sorgen, dass die in einer Gruppe definierten Transformatoren dieselbe Stufenstellung haben müssen.

3.2.3 Betriebliche Randbedingungen für Topologiemaßnahmen

Neben der Einhaltung technischer Grenzwerte müssen operative Randbedingungen bei der Planung von Topologiemaßnahmen berücksichtigt werden. Diese Randbedingungen sind zwar auf Basis technischer oder organisatorischer Rahmenbedingungen motiviert, lassen sich in der Regel aber nicht direkt durch Grenzwerte in den Optimierungsansätzen abbilden.

Rückkehr zum Normalschaltzustand

Das deutsche Übertragungsnetz wird in der Regel in einem vorab definierten Normalschaltzustand betrieben. Dieser Normalschaltzustand berücksichtigt eine Vielzahl an Randbedingungen, die in den Engpassmanagementprozessen nicht explizit berücksichtigt werden. Dies umfasst unter anderem die Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Sammelschienenfehler sowie Kurzschlussströme. Des Weiteren werden für den Normalschaltzustand auch aus Netzwiederaufbaukonzepten resultierende Randbedingungen berücksichtigt. Der Normalschaltzustand ist daher die präferierte Netztopologie, von der nur aus validen Gründen und nur in gewissem Umfang abgewichen wird, wie etwa bei einer signifikanten Entschärfung einer Engpasssituation.

Im Rahmen der Topologieoptimierung soll daher berücksichtigt werden, dass eine Rückkehr in den Normalschaltzustand erfolgen soll, sobald Topologiemaßnahmen nicht mehr zur Behebung einer Engpasssituation erforderlich sind. Im Rahmen des Forschungsprojekts ist die Möglichkeit einer Rückkehr in den Normalschaltzustand bei der Durchführung von Topologiemaßnahmen daher geeignet sicherzustellen.

Zeitpunkt der Durchführung von Topologiemaßnahmen

Im Rahmen des in Abschnitt 2.1 beschriebenen pRD2-Prozesses werden die Leistungsflusssituationen des kommenden Tages prognostiziert und geeignete Engpassmanagementmaßnahmen ermittelt. Bei der Optimierung von Topologiemaßnahmen ist die Umsetzbarkeit der Maßnahmen für die Zeitpunkte, in denen diese benötigt werden, zu berücksichtigen. Die Umsetzbarkeit der Maßnahmen wird im Wesentlichen durch die vorherrschende Leistungsflusssituation bestimmt. Prinzipiell birgt die Durchführung von Topologiemaßnahmen in Situationen mit hohen Leistungsflüssen ein größeres Risiko im Vergleich zu Situationen mit geringen Leistungsflüssen, bspw. hinsichlich der Systemstabilität. Daher ist in der Regel eine vorbereitende Durchführung von Topologiemaßnahmen in Zeiten geringerer Leistungsflüsse präferiert. Insbesondere die vorbereitende Umbelegung von Betriebsmitteln auf andere Sammelschienen, um zum Zeitpunkt der Topologiemaßnahme nur noch eine Kupplungsöffnung durchführen zu müssen, ist hier zu nennen.

Im Rahmen des Forschungsprojektes steht die Bestimmung des optimalen Zeitpunktes der Durchführung von Topologiemaßnahmen nicht im Fokus und wird daher in den Optimierungsansätzen nicht berücksichtigt. Die Bestimmung des Zeitpunktes erfolgt daher auf Basis der Optimierungsergebnisse im Anschluss durch das operative Personal.

Ermittlung gültiger Schaltsequenzen

Für Topologiemaßnahmen, welche aus mehrstufigen Schaltsequenzen bestehen, muss auch jeder Zwischenzustand zu einem gültigen Betriebszustand führen. Die Ermittlung gültiger Schaltsequenzen sowie die Bestimmung der Durchführungszeitpunkte der einzelnen Bestandteile einer Schaltsequenz ist nicht Fokus des Forschungsprojektes und wird daher in den Optimierungsansätzen nicht berücksichtigt. Die Ermittlung gültiger Schaltsequenzen für die Durchführung der von den Optimierungsansätzen ermittelten Topologiemaßnahmen erfolgt daher durch die Operatoren. Falls keine gültige Schaltsequenz gefunden wird, kann die vorgeschlagene Topologiemaßnahme nicht umgesetezt werden.

Anzahl an Topologiemaßnahmen

Jede Anpassung der Netztopologie ist mit Risiken verbunden, die aus verschiedenen Effekten resultieren. Zum einen birgt jede Topologiemaßnahme die Gefahr eines Schalterversagens von Trennern und Leistungsschaltern. Zum anderen führt jede Topologiemaßnahme zu transienten Ausgleichsvorgängen, die Rückwirkungen auf die Netzstabilität haben können. Des Weiteren ist aufgrund der teils großräumigen Leistungsflussverlagerung vor der Durchführung von Topologiemaßnahmen teilweise eine vorherige Absprache mit benachbarten oder unterlagerten Netzbetreibern erforderlich. Weiterhin ist beschleunigte Alterung der Schaltgeräte durch häufiges Schalten nicht zu vernachlässigen, da dies zu kürzeren Wartungszyklen führt und die damit einhergehenden Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln wiederum selbst zu weiteren Engpasssituationen führen können. Aus den dargestellten Gründen sollte eine zu häufige Durchführung von Topologiemaßnahmen vermieden und Topologiemaßnahmen dann umgesetzt werden, wenn sie eine signifikante robuste Verbesserung der Engpasssituation ermöglichen.

Im Rahmen der Topologieoptimierung ist daher die Anzahl der Topologiemaßnahmen auf geeignete Art zu begrenzen. Hierzu kann eine Vielzahl von Modellierungen erfolgen, welche im Rahmen des Forschungsprojektes ansatzspezifisch ausgewählt wird. Zum einen kann die absolute Anzahl der Topologiemaßnahmen pro Zeitschritt oder für einen Betrachtungszeitraum begrenzt werden. Zum anderen ist es möglich, Kosten für jede Topologiemaßnahme oder steigende Kosten für jede weitere Topologiemaßnahme einzuführen. Auch eine Begrenzung der Maßnahmen je Betriebsmittel, sodass zum Beispiel im Tagesverlauf nur einmal geschaltet und einmal in den Ausgangszustand zurückgeschaltet werden darf, ist abbildbar.

Verfügbarkeit von Wartungspersonal

Wie bereits beschrieben, besteht bei jeder Durchführung von Topologiemaßnahmen die Gefahr eines Schalterversagens, welcher in einem undefinierten Systemzustand resultieren kann. Dies ist insbesondere bei der Bewegung von Trennschaltern der Fall. Um einen undefinierten Systemzustand möglichst zeitnah untersuchen und beheben zu können, werden Topologiemaßnahmen präferiert unter der Verfügbarkeit von Wartungspersonal vor Ort durchgeführt. Bei reinen Kupplungsöffnungen ist die Randbedingung weniger relevant, da keine Bewegung von Trennschaltern erforderlich ist.

Um diese Randbedingung zu berücksichtigen, können in den Optimierungsansätzen etwa die Anzahl der Topologiemaßnahmen in Zeiten geringer Verfügbarkeit von Wartungspersonal (z.B. nachts oder an Wochenenden) beschränkt oder höhere Strafkosten für Topologiemaßnahmen in diesen Zeiten definiert werden.

3.3 Mathematische Formulierung eines theoretischen Referenzmodells

Dieses mathematische Referenzmodell wurde im Arbeitspaket 4.1 entwickelt und stellt das Erreichen des Projektmeilensteins 4.1 dar. Ziel ist es, ein mathematisches Abbild aller Randbedingungen und Freiheitsgrade im betrieblichen Engpassmanagement zu formulieren. Zu beachten ist, dass dieses Modell nicht für eine prototypische Implementierung entwickelt wurde, sondern durch seine nichtlineare Formulierung nur als theoretische Arbeit besteht. Für die entwickelten Ansätze dient dieses Modell als Referenz. Zusätzlich wird noch eine DC-Formulierung eingeführt, die eine gängige Vereinfachung darstellt, und teils in verfügbaren Optimierungsansätzen verwendet wird (vgl. Abschnitt 4).

Nachdem im vorherigen Abschnitt die in der Realität existierenden Freiheitsgrade und Randbedingungen beschrieben wurden, werden diese im Folgenden in eine mathematische Formulierung übersetzt. Dabei wird zunächst eine Formulierung ohne die Berücksichtigung von Betriebsmittelausfällen ((n-1)-Kriterium) vorgestellt. Diese Formulierung wird anschließend um Betriebsmittelausfälle erweitert, um das (n-1)-Kriterium zu berücksichtigen. In diesem Abschnitt wird daher zunächst ein Optimal Transmission Switching (OTS)-Modell, angelehnt an verschiedene Literaturformulierungen, eingeführt [FOF08], [Sal18]. Der Kern des Problems liegt in der Verteilung und Übertragung elektrischer Leistung durch ein elektrisches *Netz*. Ein solches Netz besteht aus *Knoten* V, *Längszweigen* E, *Erzeugungsanlagen* G und *Lasten* D. Knoten dienen als Verbindungsstellen, an denen Leistung verteilt wird. Längszweige verbinden Knoten und ermöglichen den Leistungsfluss von einem Ende zum anderen. Erzeugungsanlagen und Lasten sind an Knoten angeschlossen. Die Leistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen kann angepasst werden, um verschiedene Leistungsmengen zu erzeugen, während Lasten im Modell immer den gleichen Leistungsbedarf haben. Sowohl Erzeugungsanlagen als auch Lasten können im Modell positive und negative Erzeugung bzw. Nachfrage haben (z.B. durch Aggregation). Das Ziel des OTS-Problems besteht darin, über Einspeisung und Betriebszustand der Erzeugungsanlagen sowie Zweigverbindungen so zu entscheiden, dass die Kosten der Energieerzeugung reduziert werden, während bestimmte technische und betriebliche Beschränkungen eingehalten werden.

Im Folgenden werden OTS-Formulierungen sowohl für Direct Current (DC)- als auch Alternating Current (AC)-Leistungsfluss vorgestellt. Die AC-OTS-Formulierung modelliert exakt den realen Leistungsfluss. Die DC-OTS-Formulierung linearisiert die AC-OTS-Formulierung und vernachlässigt Spannungsmagnituden und Blindleistungsflüsse, wodurch sie weniger exakt, aber auch wesentlich weniger komplex wird. Beide Formulierungen unterscheiden sich nur in ihrer Abbildung von Leistungsflussnebenbedingungen, die restlichen in den folgenden Abschnitten präsentierten Nebenbedingungen sind gleich. Die Nebenbedingungen in den folgenden Abschnitten sind aus [Cof+18b] adaptiert und werden sukzessiv erweitert.

3.3.1 Erzeugungsanlagen

Für jeden Zeitschritt $t \in T$ und jede Erzeugungsanlage $g \in G$ zeigt die Variable $z_{g,t} \in \{0,1\}$ den ein- oder ausgeschalteten Zustand an. Falls eingeschaltet, liegt die Wirkleistungserzeugung $\mathrm{P}_{g,t} \in \mathbb{R}$ zwischen den minimalen $\mathrm{P}^{\min}_{g,t} \in \mathbb{R}$ und maximalen $\mathrm{P}^{\max}_{g,t} \in \mathbb{R}$ Grenzen. Andernfalls speist die Anlage

keine Leistung ein:

$$\mathrm{P}^{\min}_{g,t} z_{g,t} \leq \mathrm{P}_{g,t} \leq \mathrm{P}^{\max}_{g,t} z_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T. \tag{1}$$

Für die AC-Formulierung liegt die Blindleistungserzeugung $\mathrm{Q}_{g,t} \in \mathbb{R}$ analog zwischen ihren minimalen $\mathrm{Q}^{\min}_{g,t} \in \mathbb{R}$ und maximalen $\mathrm{Q}^{\max}_{g,t} \in \mathbb{R}$ Grenzen:

$$\mathrm{Q}^{\min}_{g,t} z_{g,t} \leq \mathrm{Q}_{g,t} \leq \mathrm{Q}^{\max}_{g,t} z_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T. \tag{2}$$

3.3.2 Leistungsfluss

Analog zu Erzeugungsanlagen kann jeder Längszweig $(u, v) \in E$ über die Variable $z_{uv,t} \in E$ ein- oder ausgeschaltet werden. Sein Wirkleistungsfluss wird durch die Variablen $\mathrm{PF}_{uv,t}, \mathrm{PT}_{uv,t} \in \mathbb{R}$ beschrieben. $\mathrm{PF}_{uv,t}$ gibt die Menge an Wirkleistung an, die in Knoten $u \in V$ von Zweig (u, v) hineinfließen wird, während $\mathrm{PT}_{uv,t}$ dasselbe für Knoten $v \in V$ angibt. Diese Werte können sich unterscheiden, da die Übertragung Wirkverluste verursachen kann. Dieser Effekt wird in der DC-Formulierung nicht abgebildet. Für die AC-Formulierung zeigen die Variablen $\mathrm{QF}_{uv,t}$ und $\mathrm{QT}_{uv,t} \in \mathbb{R}$ analog den Blindleistungsfluss an. Direkte Nebenbedingungen für diese Leistungsflüsse sind durch Knotenbilanz sowie Zweigflussnebenbedingungen gegeben, die sich für die AC- und DC-Formulierungen unterscheiden und im Folgenden beschrieben sind.

Jeder Knoten $u \in V$ hat sowohl einen Spannungswinkel $\theta_{u,t}$ als auch einen Betrag $U_{u,t} \in \mathbb{R}$. Der Spannungsbetrag wird in der DC-Formulierung vernachlässigt, es wird stattdessen ein flaches, konstantes Spannungsniveau in Höhe der Nennspannung angenommen.

Spannungswinkel werden relativ zu einem sogenannten *Referenzknoten* v_{ref} angegeben, mit

$$\theta_{v_{\mathrm{ref}},t} = 0 \qquad \forall t \in T. \tag{3}$$

Die Spannungswinkeldifferenz zwischen zwei benachbarten Knoten u und v ist durch untere und obere Grenzen $\Delta\theta^{\min}_{uv}$ und $\Delta\theta^{\max}_{uv} \in \mathbb{R}$ begrenzt, falls der Zweig eingeschaltet ist:

$$z_{uv,t}(\theta_{u,t} - \theta_{v,t} + \theta_{uv,t}) \leq z_{uv,t}\Delta\theta^{\max}_{uv} \quad \forall (u, v) \in E, t \in T, \tag{4}$$

$$z_{uv,t}(\theta_{u,t} - \theta_{v,t} + \theta_{uv,t}) \geq z_{uv,t}\Delta\theta^{\min}_{uv} \quad \forall (u, v) \in E, t \in T. \tag{5}$$

$\theta_{uv,t} \in \mathbb{R}$ gibt an, um wieviel die Spannungswinkeldifferenz über Längszweig (u, v) erhöht oder verringert wird. Analog gibt $\tau_{uv,t} \in \mathbb{R}$ die entsprechende Spannungsmagnitudendifferenzänderung an. Diese sind bei Leitungszweigen konstant, können aber bei Transformatoren mittels Stufenstellern beeinflusst werden. Hierbei werden Transformatoren linearisiert betrachtet: Spannungsmagnituden und -phasenwinkel werden von ihrer Mittelstellung $\theta^{\mathrm{Mitte}}_{uv}, \tau^{\mathrm{Mitte}}_{uv} \in \mathbb{R}$ ausgehend gemäß einer linearen Funktion abgebildet, die durch das bauliche Design des Transformators gegeben ist:

$$\theta_{uv,t} = \kappa_{uv,t} \cdot \Delta\theta_{uv} + \theta^{\mathrm{Mitte}}_{uv} \qquad \forall (u, v) \in E, t \in T, \tag{6}$$

$$\tau_{uv,t} = 1 + \kappa_{uv,t} \cdot \Delta\tau_{uv} + \tau^{\mathrm{Mitte}}_{uv} \qquad \forall (u, v) \in E, t \in T, \tag{7}$$

wobei Variable $\kappa_{uv,t} \in \mathbb{Z}$ die Stufenstellerposition angibt und $\Delta\theta_{uv}$ sowie $\Delta\tau_{uv} \in \mathbb{R}$ die Änderung je Stufe des Stufenstellers angeben. Stufenstellerpositionen werden als ganzzahlig angenommen und haben minimale und maximale Positionen:

$$\kappa^{\min}_{uv,\mathrm{SchalterPos}} \leq \kappa_{uv,t} \leq \kappa^{\max}_{uv,\mathrm{SchalterPos}} \qquad \forall (u, v) \in \mathcal{T}, t \in T. \tag{8}$$

Für Nicht-Transformator-Längszweige (u, v) sind $\theta_{uv,t}$ und $\tau_{uv,t}$ auf 0 bzw. 1 fixiert, d.h. $\kappa^{\min}_{uv,\mathrm{SchalterPos}}$, $\kappa^{\max}_{uv,\mathrm{SchalterPos}}$, $\Delta\theta_{uvt}$, $\theta^{\mathrm{Mitte}}_{uvt}$, $\Delta\tau_{uvt}$ und $\tau^{\mathrm{Mitte}}_{uvt}$ sind gleich 0.

Bestimmte Paare von Transformatoren $\mathcal{T}^{\mathrm{sym}} \subseteq \mathcal{T} \times \mathcal{T}$ sind parallel konfiguriert, was erfordert, dass sie zur Vermeidung von Kreisflüssen immer gleiche Stufenstellerpositionen haben müssen:

$$\theta_{uv,t} = \theta_{u'v',t} \qquad \forall ((u, v), (u', v')) \in \mathcal{T}^{\mathrm{sym}}, \tag{9}$$

$$\tau_{uv,t} = \tau_{u'v',t} \qquad \forall ((u, v), (u', v')) \in \mathcal{T}^{\mathrm{sym}}. \tag{10}$$

AC-Leistungsfluss

In diesem Unterabschnitt präsentieren wir eine grundlegende AC-Leistungsfluss-Formulierung.

Leistungsbilanz pro Knoten:

$$\sum_{(u,v)\in E^-(v)} \mathrm{PF}_{uv,t} - \sum_{(v,u)\in E^+(v)} \mathrm{PT}_{vu,t} - \sum_{d\in D(v)} \mathrm{P}_{d,t} + \sum_{g\in G(v)} \mathrm{P}_{g,t} = 0 \quad \forall v \in V, t \in T, \tag{11}$$

$$\sum_{(u,v)\in E^-(v)} \mathrm{QF}_{uv,t} - \sum_{(v,u)\in E^+(v)} \mathrm{QT}_{vu,t} - \sum_{d\in D(v)} \mathrm{Q}_{d,t} + \sum_{g\in G(v)} \mathrm{Q}_{g,t} = 0 \quad \forall v \in V, t \in T. \tag{12}$$

$E^-(u) \subseteq E$ und $E^+(u) \subseteq E$ geben die ein bzw. ausgehenden Zweige an Knoten $u \in V$ an.

Zweigflussbedingungen $\forall (u,v) \in E, \quad \forall t \in T$:

$$\begin{aligned}\mathrm{PF}_{uv,t} = \frac{z_{uv,t}}{{\tau_{uv,t}}^2}\Big(& {U_{u,t}}^2(g_{uv} + gf_{uv}) \\ & + U_{u,t}U_{v,t}\cos(\theta_{u,t}-\theta_{v,t})(-g_{uv}\tau_{uv,t}\cos\theta_{uv,t} + b_{uv}\tau_{uv,t}\sin\theta_{uv,t}) \\ & + U_{u,t}U_{v,t}\sin(\theta_{u,t}-\theta_{v,t})(-b_{uv}\tau_{uv,t}\cos\theta_{uv,t} - g_{uv}\tau_{uv,t}\sin\theta_{uv,t})\Big),\end{aligned} \tag{13}$$

$$\begin{aligned}\mathrm{QF}_{uv,t} = \frac{z_{uv,t}}{{\tau_{uv,t}}^2}\Big(& -{U_{u,t}}^2(b_{uv} + bf_{uv}) \\ & - U_{u,t}U_{v,t}\cos(\theta_{u,t}-\theta_{v,t})(-b_{uv}\tau_{uv,t}\cos\theta_{uv,t} - g_{uv}\tau_{uv,t}\sin\theta_{uv,t}) \\ & + U_{u,t}U_{v,t}\sin(\theta_{u,t}-\theta_{v,t})(-g_{uv}\tau_{uv,t}\cos\theta_{uv,t} + b_{uv}\tau_{uv,t}\sin\theta_{uv,t})\Big),\end{aligned} \tag{14}$$

$$\begin{aligned}\mathrm{PT}_{uv,t} = \frac{z_{uv,t}}{{\tau_{uv,t}}^2}\Big(& {U_{u,t}}^2(g_{uv} + gt_{uv}) \\ & + U_{u,t}U_{v,t}\cos(\theta_{v,t}-\theta_{u,t})(-g_{uv}\tau_{uv,t}\cos\theta_{uv,t} - b_{uv}\tau_{uv,t}\sin\theta_{uv,t}) \\ & + U_{u,t}U_{v,t}\sin(\theta_{v,t}-\theta_{u,t})(-b_{uv}\tau_{uv,t}\cos\theta_{uv,t} + g_{uv}\tau_{uv,t}\sin\theta_{uv,t})\Big),\end{aligned} \tag{15}$$

$$\begin{aligned}\mathrm{QT}_{uv,t} = \frac{z_{uv,t}}{{\tau_{uv,t}}^2}\Big(& -{U_{u,t}}^2(b_{uv} + bt_{uv}) \\ & - U_{u,t}U_{v,t}\cos(\theta_{v,t}-\theta_{u,t})(-b_{uv}\tau_{uv,t}\cos\theta_{uv,t} + g_{uv}\tau_{uv,t}\sin\theta_{uv,t}) \\ & + U_{u,t}U_{v,t}\sin(\theta_{v,t}-\theta_{u,t})(-g_{uv}\tau_{uv,t}\cos\theta_{uv,t} - b_{uv}\tau_{uv,t}\sin\theta_{uv,t})\Big),\end{aligned} \tag{16}$$

wobei $\mathrm{gf}_{uv}, \mathrm{gt}_{uv}, \mathrm{bf}_{uv}$ und bt_{uv} die Ladekonduktanz und -suszeptanz in per unit (p.u.) am Start- bzw. Endknoten von Längszweig (u,v) repräsentieren, und

$$g_{uv} = \Re\left(\frac{1}{r_{uv} + jx_{uv}}\right) \qquad \forall (u,v) \in E, \tag{17}$$

$$b_{uv} = \Im\left(\frac{1}{r_{uv} + jx_{uv}}\right) \qquad \forall (u,v) \in E, \tag{18}$$

mit $\Re$ und $\Im$ als Real- bzw. Imaginärteil einer komplexen Zahl. In Übereinstimmung mit der verwendeten elektrotechnischen Konvention bezeichnet j die imaginäre Einheit, um Verwechslungen mit dem elektrischen Strom zu vermeiden.

Maximale Stromtragfähigkeit

Die maximale Stromtragfähigkeit (obere Grenze des Zweigflusses) jedes Längszweigs $(u, v) \in E$ wird durch Parameter $I^{\max}_{uv,t} \in \mathbb{R}_{\geq 0}$ gegeben. Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, kann in den Engpassmanagementprozessen für einzelne Betriebsmittel der Bedarf bestehen, die maximale Stromtragfähigkeit verringert oder erhöht abzubilden. Parameter $\hat{i} \in [0, 1]$ gibt den global gültigen Anteil von $I^{\max}_{uv,t}$ an, der tatsächlich verwendet werden darf. Zusätzlich ermöglichen Variablen $\hat{i}_{uv,t} \in [0, (1 - \hat{i})]$, die gewünschte Grenze bis zu $I^{\max}_{uv,t}$ zu überschreiten, mit Kosten gegeben durch Zielfunktionsterme (68) und (73):

$$\frac{\sqrt{\mathrm{PF}_{uv,t}{}^2 + \mathrm{QF}_{uv,t}{}^2}}{U_{u,t}} \leq I^{\max}_{uv,t} \cdot (\hat{i} + \hat{i}_{uv,t}) \cdot z_{uv,t} \quad \forall (u, v) \in E, t \in T, \tag{19}$$

$$\frac{\sqrt{\mathrm{PT}_{uv,t}{}^2 + \mathrm{QT}_{uv,t}{}^2}}{U_{u,t}} \leq I^{\max}_{uv,t} \cdot (\hat{i} + \hat{i}_{uv,t}) \cdot z_{uv,t} \quad \forall (u, v) \in E, t \in T. \tag{20}$$

Magnitude der Knotenspannungen

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben ist für jeden Knoten $v \in V$ die Spannungsmagnitude $U_{v,t}$ innerhalb eines definierten Spannungsbereichs begrenzt:

$$U^{\min}_{v} \leq U_{v,t} \leq U^{\max}_{v} \quad \forall v \in V, t \in T. \tag{21}$$

DC-Leistungsfluss

In diesem Abschnitt wird eine Linearisierung der im vorherigen Abschnitt eingeführten AC-Leistungsfluss-Formulierung präsentiert. Linearisierte Leistungsflussberechnungen, die ausschließlich auf Wirkleistungsflüssen basieren, werden auch in akademischen Engpassmanagementoptimierungsverfahren verwendet [Cof+14] (vgl. Abschnitt 4).

Linearisierungs-Annahmen

Die linearisierte Leistungsflussdarstellung (auch DC-Leistungsfluss genannt) nimmt, wie zuvor beschrieben, ein einheitliches Spannungsprofil an. Folglich hat jeder Knoten denselben Betriebsspannungsbetrag. Zusätzlich gilt die Kleinwinkelnäherung, sodass für kleine Winkel $\theta < 20\ ^\circ$ gilt: $\sin(\theta) = \theta$.

Wirkleistungsbilanz je Knoten:

$$\sum_{(u,v) \in E^-(v)} \mathrm{PF}_{uv,t} - \sum_{(u,v) \in E^+(v)} \mathrm{PT}_{vu,t} - \sum_{d \in D(v)} \mathrm{P}_{d,t} + \sum_{g \in G(v)} \mathrm{P}_{g,t} = 0 \quad \forall v \in V, t \in T. \tag{22}$$

Zweigflussnebenbedingungen mit Schaltzustandsänderungsindikatoren (siehe Abschnitt 3.3.3):

$$\frac{\theta_{u,t} - \theta_{v,t} - \theta_{uv,t}}{x_{uv} \cdot \tau_{uv,t}} - \Delta\theta^{\max}_{uv}(1 - z_{uv,t}) \geq \mathrm{PF}_{uv,t} \qquad \forall (u, v) \in E, t \in T, \tag{23}$$

$$\frac{\theta_{u,t} - \theta_{v,t} - \theta_{uv,t}}{x_{uv} \cdot \tau_{uv,t}} + \Delta\theta^{\min}_{uv}(1 - z_{uv,t}) \leq \mathrm{PF}_{uv,t} \qquad \forall (u, v) \in E, t \in T, \tag{24}$$

mit

$$\frac{-b_{uv}}{g^2_{uv} + b^2_{uv}} = x_{uv}, \tag{25}$$

wobei $\Delta\theta^{\min}_{uv}$ und $\Delta\theta^{\max}_{uv}$ die maximalen Spannungsphasenwinkeldifferenzen über einen eingeschalteten Längszweig (u, v) sind.

Begrenzung der Zweigstromflüsse:

$$-(\hat{i} + \hat{i}_{uv,t}) \cdot I^{\max}_{uv,t} \cdot z_{uv,t} \leq \frac{\mathrm{PF}_{uv,t}}{U_{v,t}} \leq (\hat{i} + \hat{i}_{uv,t}) \cdot I^{\max}_{uv,t} \cdot z_{uv,t} \qquad \forall (u, v) \in E, t \in T, \tag{26}$$

wobei $I^{\max}_{uv,t}$ das thermische Rating von Zweig (u,v) ist und $\hat{i}$ sowie $\hat{i}_{uv,t}$ dieselbe Funktion wie für Nebenbedingungen (19) und (20) erfüllen. Für $(u,v) \in E$ gilt $U_{v,t} = U_{u,t}$ aufgrund der Annahme eines flachen Spannungsprofils in der linearen DC-Leistungsflussformulierung.

3.3.3 Zweigschaltung

Topologiemaßnahmen haben einen direkten Einfluss auf Netzadmittanzen, und führen zu einer Umverteilung der zuvor über einen Stromkreis übertragenen Leistung. Netzadmittanzen bestimmen die Verteilung der übertragenen Leistung auf parallele Stromkreise. Die Entscheidung über Zweigschaltungen erfordert daher präzises Wissen darüber, wie sich der Leistungsfluss ändert, da das Abschalten eines Stromkreises zwar Überlastungen reduzieren, aber auch den Leistungsfluss über andere Stromkreise erhöhen bzw. zu neuen Überlastungen anderer Stromkreise führen kann. Weiterhin müssen einige Bedingungen an Schaltzustände erfüllt werden, die im Folgenden erläutert werden.

Abbildung von Netzzustandsänderungen

Der Schaltzustandsänderungsindikator $z^{\text{Änderung}}_{uv,t} \in \{0,1\}$ nimmt den Wert 1 an, wenn Längszweig $(u,v) \in E$ vom Zeitschritt $t-1$ zum Zeitschritt $t \in T$ geschaltet wurde (wirksam werdend zu Beginn von t). Die folgenden Nebenbedingungen stellen sicher, dass $z^{\text{Änderung}}_{uv,t}$ Änderungen bzw. umgesetzte Topologiemaßnahmen akkurat abbildet:

$$z_{uv,t} - z_{uv,t-1} \leq z^{\text{Änderung}}_{uv,t} \quad \forall (u,v) \in E, \forall t \in T, \tag{27}$$

$$z_{uv,t-1} - z_{uv,t} \leq z^{\text{Änderung}}_{uv,t} \quad \forall (u,v) \in E, \forall t \in T. \tag{28}$$

Durch diese Abbildung kann die Anzahl der Topologiemaßnahmen in der Zielfunktion verwendet werden (siehe Abschnitt 3.3.9).

Schaltkontinuität

Wir führen eine Mindestschaltzeit $t^{\min} \in \mathbb{N}_0$ ein, die eine Rücknahme von Topologiemaßnahmen innerhalb der Mindestschaltzeit verhindert:

$$\sum_{t'=t-t^{\min}}^{t} z^{\text{Änderung}}_{uv,t'} \leq 1 \quad \forall (u,v) \in E, \forall t \in T. \tag{29}$$

Für $t \in \{-t^{\min}, -t^{\min}+1, \ldots, 0\}$ werden $z^{\text{Änderung}}_{uv,t} \in \{0,1\}$ als Parameter hinzugefügt, wodurch die korrekte Berücksichtigung von Topologiemaßnahmen in Zeitschritten vor dem formulierten Zeithorizont sichergestellt wird (z.B. Topologiemaßnahmen vom Vortag). Nebenbedingung (29) dient als Begrenzung für operativen Aufwand, welcher zur Planung, Validierung und Umsetzung von Topologiemaßnahmen nötig ist. Ebenfalls wird mit der Mindestschaltzeit eine gleichmäßig verteilte Nutzung und somit übermäßige Alterung der Schaltbetriebsmittel (Kupplungsschalter und Trennschalter) vermieden.

Begrenzung der Topologiemaßnahmen

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, soll die Anzahl an Topologiemaßnahmen begrenzt werden.

$$\sum_{(u,v)\in E} z^{\text{Änderung}}_{uv,t} \leq \mathrm{n}^{\max}_{t} \qquad \forall t \in T, \tag{30}$$

$$\sum_{t\in T} z^{\text{Änderung}}_{uv,t} \leq \mathrm{n}^{\max}_{(u,v)} \quad \forall (u,v) \in E, \tag{31}$$

$$\sum_{t\in T} \sum_{(u,v)\in E} z^{\text{Änderung}}_{uv,t} \leq \mathrm{n}^{\max}. \tag{32}$$

Diese Nebenbedingungen stellen sicher, dass eine maximale Anzahl von Topologiemaßnahmen in jedem Zeitschritt (Nebenbedingung (30)), für jede Komponente (Nebenbedingung (31)) und über alle Zeitschritte hinweg eingehalten wird, z.B. für einen ganzen Tag (Nebenbedingung (32)).

Konnektivität

Die Aufteilung des Netzes in zwei voneinander getrennte Netze, die sogenannte Inselnetzbildung, ist grundsätzlich zu vermeiden. Sei $\mathcal{K}$ die Menge, die alle Mengen $K \subseteq E$ enthält, bei denen das Abschalten aller Längszweige in K zu einer Inselbildung führen würde, sei es im Grundnetz oder im durch einen (n-1)-Fall betroffenen Netz. Die Bedingung

$$\sum_{(u,v)\in K} z_{uv,t} \geq 1 \quad \forall K \in \mathcal{K}, t \in T \tag{33}$$

stellt sicher, dass von allen Längszweigen in jedem K mindestens ein Längszweig eingeschaltet ist und somit keine Inselbildung auftritt.

Normalschaltzustand

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben (vgl. Abschnitt 3.2.3), wird das deutsche Übertragungsnetz im engpassfreien Normalbetrieb in einem vorab definierten Normalschaltzustand betrieben. Der Normalschaltzustand wird durch den Parameter $z_{uv}^{\text{Normalschaltzustand}}, (u,v) \in E$ beschrieben. [50H+22] Da es wünschenswert sein könnte, die Anzahl der Topologiemaßnahmen zu begrenzen, die erforderlich sind, um zum Normalschaltzustand zurückzukehren, führen wir die Variable $n_t^{\text{Abweichung}} \in \mathbb{N}_0$ ein. Sie stellt die die Gesamtabweichung einer Topologie vom Normalschaltzustand im Zeitschritt t dar:

$$\sum_{(u,v)\in E} |z_{uv,t} - z_{uv}^{\text{Normalschaltzustand}}| = n_t^{\text{Abweichung}} \qquad \forall t \in T. \tag{34}$$

Diese Abweichung kann von oben durch $\bar{n}^{\text{Abweichung}} \in \mathbb{N}_0$ begrenzt werden:

$$n_t^{\text{Abweichung}} \leq \bar{n}^{\text{Abweichung}} \qquad \forall t \in T. \tag{35}$$

Die Abweichungen vom Normalschaltzustand $n_t^{\text{Abweichung}}$ können in der Zielfunktion verwendet werden (vgl. Nebenbedingung (70)).

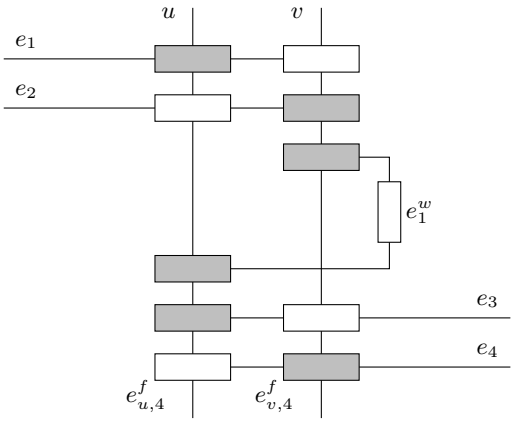
3.3.4 Sammelschienenrekonfiguration

Topologiemaßnahmen gehören zu den grundlegenden Mitteln, um Netzadmittanzen lokal zu beeinflussen. Im Allgemeinen sinken lokale Netzadmittanzen, wenn Kupplungen geöffnet werden, und steigen wenn Kupplungen geschlossen werden. *Sammelschienenrekonfiguration* beschreibt den Prozess der Schaltzustandsänderung innerhalb einer Schaltanlage.

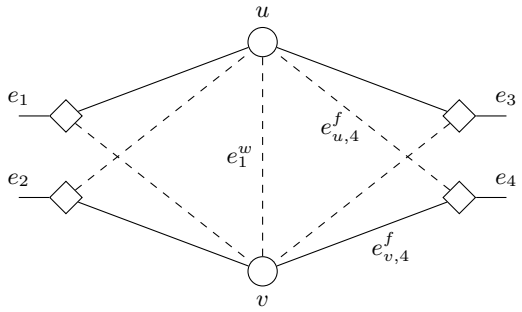
Reale Stromnetze sind komplexer als einfache Punkt-zu-Punkt-Verbindungen, bedingt durch ihre Vermaschung. *Schaltanlagen* fungieren als flexible Knotenpunkte, die jeweils mehrere elektrische Anlagen bzw. Stromkreise miteinander verbinden. Dies wird durch die Verwendung von *Sammelschienen* ermöglicht, die als Schnittstelle zwischen benachbarten Längszweigen, Lasten und Erzeugungsanlagen dienen. Jede Schaltanlage verfügt normalerweise über mehrere Sammelschienen. Dies ist in der dadurch gewonnenen Zuverlässigkeit, Flexibilität, Wartbarkeit und Redundanz des Übertragungsnetzes begründet [KF19]. Sammelschienen innerhalb einer Schaltanlage können als ein einziger elektrischer Knoten betrieben werden, indem die Sammelschienen*kupplungen* zwischen ihnen geschlossen werden. Das Öffnen von Kupplungen kann die Sammelschienen trennen und ermöglicht den Betrieb mehrerer unterschiedlicher elektrischer Knoten in einer einzigen Schaltanlage (*Sammelschienentrennung*). *Leistungsschalter* verbinden elektrischen Anlagen mit einem Abgang. Das Schließen eines Trennschalters verbindet eine der verfügbaren Sammelschienen mit einem Abgang. In realen, europäischen Übertragungsnetzen ist jedes elektrische Betriebsmittel über Leistungsschalter mit entsprechenden Trennschaltern je verfügbarer Sammelschiene verbunden. Leistungsschalter können dieses Betriebsmittel im Fehlerfall sicher abschalten, währen Trennschalter die Verbindung zu einer der verfügbaren Sammelschienen und somit auch die Topologie bestimmen. In diesem Modell werden Leistungsschalter vernachlässigt, da ihr Schaltzustand im Betrieb direkt aus dem der Trennschalter abgeleitet werden kann. Daher wird im weiteren je angeschlossenem Betriebsmittel maximal ein Trennschalter geschlossen sein.

In Abbildung 3.1a ist ein beispielhaftes Schaltanlagenlayout mit zwei Sammelschienen u und

v gezeigt. Die Leitungen e_1, e_2, e_3 und e_4 stellen Längszweige dar, die die Schaltanlage mit Anlagen oder anderen Teilen des Netzes verbinden. Jedes Rechteck entspricht einem Schalter, wobei graue Farbe geschlossene Verbindungen und weiße Farbe offene Verbindungen anzeigt. Beispielsweise ist Schalter $e^f_{u,4}$ offen und somit Sammelschiene u nicht direkt mit Zweig e_4 verbunden, während v direkt mit e_4 über $e^f_{v,4}$ verbunden ist. Das Rechteck e^w_1 entspricht einem Kupplungsschalter zwischen u und v.



(a) Beispielhafte Darstellung einer Schaltanlage. Weiße Boxen zeigen offene Schalter, graue geschlossene Schalter.



(b) Graphdarstellung von (a), unter Verwendung von Hilfsknoten und -zweigen.

Abbildung 3.1: Schaltanlagengraphdarstellung unter Verwendung von Hilfsknoten und -zweigen.

Hilfsgraphstruktur

Im mathematischen Modell werden die möglichen Schaltzustände innerhalb einer Schaltanlage durch die Verwendung einer Hilfsgraphstruktur, wie in Abbildung 3.1b exemplarisch dargestellt, berücksichtigt. Die Sammelschienen der Schaltanlage $\gamma \in \Gamma$ werden durch Knoten $V^w(\gamma) \subseteq V$ repräsentiert. Diese sind durch Sammelschienenkupplungen $(u, v) \in V^w(\gamma) \times V^w(\gamma) \subset E$ miteinander verbunden. Weiterhin wird jede Last-, Erzeugungsanlagen- oder Längszweigverbindung durch einen Trennschalter-Hilfsknoten $u \in V^f \subset V$ beendet, der durch Trennschalter-Hilfszweige $(u, v) \in V^f(\gamma) \times V^w(\gamma) \subset E$ mit allen verfügbaren Sammelschienen in der Schaltanlage verbunden ist. Für jede dieser Verbindungen kann höchstens ein Trennschalter-Hilfszweig eingeschaltet sein:

$$\sum_{v \in V^w(\gamma)} z_{uv,t} \leq 1 \quad \forall t \in T, \gamma \in \Gamma, u \in V^f(\gamma). \tag{36}$$

Das Abschalten eines Längsweiges durch Setzen von $z_{uv,t} = 0$ entspricht der Außerbetriebnahme des Zweiges durch den Leistungsschalter. In diesem Modell würde diese Abschaltung als Öffnung aller Trennschalter (Abschalten der Trennschalter-Hilfszweige) umgesetzt werden. Weiterhin gelten auch die Nebenbedingungen für Konnektivität, Topologiemaßnahmen-Begrenzungen und Normalschaltzustand aus Abschnitt 3.3.3 bzw. Abschnitt 3.2 für die Sammelschienenrekonfiguration. Um die hohe Leitfähigkeit von Trenn- und Leistungsschaltern im geschlossenen Zustand korrekt widerzuspiegeln, wird jeder Hilfszweig als (nahezu) verlustfreier Längszweig eingeführt. Wir modellieren die Schaltsequenz (Schaltreihenfolge) nicht, daher ist eine Unterscheidung zwischen Schalterbewegung unter Last oder bei bereits unterbrochenem Stromfluss in diesem Modell nicht erforderlich. Längskupplungen, also Kupplungen zwischen direkt benachbarten Schaltanlagenabschnitten, können vereinfacht als verlustfreier Längszweig zwischen zwei Schaltanlagen modelliert werden und werden daher nicht explizit modelliert.

Sammelschienentrennung und -kupplung

Es werden die Variablen $z^{\text{Kupplung}}_{uv,t}, z^{\text{Trennung}}_{uv,t} \in \{0, 1\}$ eingeführt, wobei $z^{\text{Kupplung}}_{uv,t}$ gleich 1 ist, wenn Sammelschiene $u \in V^w$ mit Sammelschiene $v \in V^w$ im Zeitschritt $t \in T$ gekuppelt wird, und

0 andernfalls. Analog ist $z^{\text{Trennung}}_{uv,t}$ gleich 1, wenn u von v in t getrennt wird, und 0 andernfalls. Diese Variablen werden benötigt, um potenzielle Kosten im Zusammenhang mit Trenner- und Kupplungsschaltungen zu quantifizieren. Es wird sichergestellt, dass Änderungen von $z_{uv,t}$ erfasst werden durch Nebenbedingung

$$z_{uv,t} = z_{uv,t-1} - z^{\text{Trennung}}_{uv,t} + z^{\text{Kupplung}}_{uv,t} \quad \forall (u,v) \in E, t \in T. \tag{37}$$

Beiden Variablen $z^{\text{Kupplung}}_{uv,t}$ und $z^{\text{Trennung}}_{uv,t}$ können Kosten in der Zielfunktion zugeordnet werden (siehe Zielfunktionsterm (69)). Analog zu Abschnitt 3.3.3 definieren wir die Begrenzung der Trennungen und Kupplungen pro Zeitschritt $t \in T$ durch $\widetilde{\text{n}}^{\max}_{t}$.

Kupplungsbedingungen

Parameter $\Delta\theta^{\max,\text{Kupplung}}$ und $\Delta U^{\max,\text{Kupplung}}$ stellen die maximal zulässigen Winkel- und Spannungsmagnitudenunterschiede zwischen Sammelschienen dar. Diese Grenzen werden für jeden Zeitschritt zwischen jedem Sammelschienenpaar durch folgende Nebenbedingung berücksichtigt:

$$|\theta_{u,t} - \theta_{v,t}| \leq \Delta\theta^{\max,\text{Kupplung}} \quad \forall (u,v) \in E^w, t \in T, \tag{38}$$

$$|U_{u,t} - U_{v,t}| \leq \Delta U^{\max,\text{Kupplung}} \quad \forall (u,v) \in E^w, t \in T. \tag{39}$$

Weiterhin werden die Nebenbedingungen (40) und (41) eingeführt, welche die maximale Spannungswinkeldifferenz zwischen Sammelschienen in Zeitschritten begrenzen, auf die eine Kupplungsschaltung im nächsten Zeitschritt folgt:

$$z^{\text{Kupplung}}_{uv,t-1} \cdot |\theta_{u,t} - \theta_{v,t}| \leq \Delta\theta^{\max,\text{Kupplung}}_{uv} \quad \forall (u,v) \in E^w, t \in T, \tag{40}$$

$$z^{\text{Kupplung}}_{uv,t-1} \cdot |U_{u,t} - U_{v,t}| \leq \Delta U^{\max,\text{Kupplung}}_{uv} \quad \forall (u,v) \in E^w, t \in T, \tag{41}$$

wobei $\Delta\theta^{\max,\text{Kupplung}}_{uv}$ die maximale Spannungswinkeldifferenz und $\Delta U^{\max,\text{Kupplung}}_{uv}$ die maximale Spannungsmagnitudendifferenz über Kupplung (u,v) ist.

3.3.5 Nutzung verfügbarer Sammelschienen

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben sollten die Auswirkungen von Sammelschienenfehlern möglichst gering gehalten werden. Dies kann vereinfacht abgebildet werden indem Einspeise- und Bezugsleistung möglichst gleichmäßig über die verfügbaren Sammelschienen einer Schaltanlage verteilt werden.

Generierungssymmetrie

Sei $V^G(\gamma) \subseteq V(\gamma)$ die Menge der Knoten in Schaltanlage $\gamma \in \Gamma$, die mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind, und $|V^w(\gamma)|$ sei die Anzahl der Sammelschienen im γ. Eine ideale Verteilung würde dazu führen, dass jede Sammelschiene mit einer gleichen Menge an Erzeugungskapazität verbunden ist, gegeben durch $\sum_{v \in V^G(\gamma)} \text{P}^{\max}_{G(v),t} \cdot |V^w(\gamma)|^{-1}$. Mit der Nebenbedingung

$$\sum_{v \in V^G(\gamma)} \text{P}^{\max}_{G(v),t} z_{uv,t} = \left(\sum_{v \in V^G(\gamma)} \text{P}^{\max}_{G(v),t} \cdot |V^w(\gamma)|^{-1} \right) + d^{\text{Vert}}_{u,t} \quad \forall \gamma \in \Gamma, u \in V^w(\gamma), t \in T, \tag{42}$$

wird die Abweichung von dieser idealen Verteilung für jede Sammelschiene und jeden Zeitschritt in der Variable $d^{\text{Vert}}_{v,t} \in \mathbb{R}$ berechnet.

Diese Abweichung $d^{\text{Vert}}_{v,t}$ kann in der Zielfunktion bestraft werden (siehe Zielfunktionsterm (75)).

Symmetrische Nutzung von Längszweigen

Sei $(e_1, e_2) \in E^{\text{sym}}$ die Menge der Tupel von Zweigen, die nach Definition des Netzbetreibers als parallel betrachtet werden. Aufgrund von Alterungserscheinungen und Stabilitätsbedenken sollten parallele Längszweige bestenfalls einen symmetrischen Stromfluss haben. Die Variablen $\Delta\text{L}^{\text{PF}}_{e_1,e_2,t}, \Delta\text{L}^{\text{PT}}_{e_1,e_2,t} \in \mathbb{R}$ stellen den relativen Unterschied in der Wirkleistungs-Leitungsauslastung am Anfangs- und Endknoten dar. Analog werden $\Delta\text{L}^{\text{QF}}_{e_1,e_2,t}$, $\Delta\text{L}^{\text{QT}}_{e_1,e_2,t} \in \mathbb{R}$ für Blindleistung definiert. Um die relativen Unterschiede zu erfassen, werden die folgenden Nebenbedingungen eingeführt:

$\forall\,((u,v),(u',v')) = (e_1,e_2) \in E^{\mathrm{sym}}, \forall t \in T:$

$$\left| \frac{|\mathrm{PF}_{uv,t}|}{U_{u,t} \cdot I^{\max}_{uv,t}} - \frac{|\mathrm{PF}_{u'v',t}|}{U_{u',t} \cdot I^{\max}_{u'v',t}} \right| = \Delta \mathrm{L}^{\mathrm{PF}}_{e_1,e_2,t}, \tag{43}$$

$$\left| \frac{|\mathrm{PT}_{uv,t}|}{U_{u,t} \cdot I^{\max}_{uv,t}} - \frac{|\mathrm{PT}_{u'v',t}|}{U_{v',t} \cdot I^{\max}_{u'v',t}} \right| = \Delta \mathrm{L}^{\mathrm{PT}}_{e_1,e_2,t}, \tag{44}$$

$$\left| \sqrt{\left(\mathrm{PF}_{uv,t}{}^2 + \mathrm{QF}_{uv,t}{}^2\right)} - \sqrt{\left(\mathrm{PF}_{u'v',t}{}^2 + \mathrm{QF}_{u'v',t}{}^2\right)} \right| = \Delta \mathrm{L}^{\mathrm{QF}}_{e_1,e_2,t}, \tag{45}$$

$$\left| \sqrt{\left(\mathrm{PT}_{uv,t}{}^2 + \mathrm{QT}_{uv,t}{}^2\right)} - \sqrt{\left(\mathrm{PT}_{u'v',t}{}^2 + \mathrm{QT}_{u'v',t}{}^2\right)} \right| = \Delta \mathrm{L}^{\mathrm{QT}}_{e_1,e_2,t}. \tag{46}$$

Die Variablen $\Delta \mathrm{L}^{\mathrm{PF}}_{e_1,e_2,t}, \Delta \mathrm{L}^{\mathrm{PT}}_{e_1,e_2,t}$ und $\Delta \mathrm{L}^{\mathrm{QF}}_{e_1,e_2,t}, \Delta \mathrm{L}^{\mathrm{QT}}_{e_1,e_2,t}$ können in der Zielfunktion verwendet werden (siehe Zielfunktionsterm (74)).

Zusätzlich können sie von oben durch die Parameter $\overline{\Delta \mathrm{L}}^{\mathrm{PF}}_{e_1,e_2}$, $\overline{\Delta \mathrm{L}}^{\mathrm{PT}}_{e_1,e_2}$ und $\overline{\Delta \mathrm{L}}^{\mathrm{QF}}_{e_1,e_2}$, $\overline{\Delta \mathrm{L}}^{\mathrm{QT}}_{e_1,e_2}$ begrenzt werden:

$$\Delta \mathrm{L}^{\mathrm{PF}}_{e_1,e_2,t} \leq \overline{\Delta \mathrm{L}}^{\mathrm{PF}}_{e_1,e_2} \quad \forall (e_1,e_2) \in E^{\mathrm{sym}}, \forall t \in T, \tag{47}$$

$$\Delta \mathrm{L}^{\mathrm{PT}}_{e_1,e_2,t} \leq \overline{\Delta \mathrm{L}}^{\mathrm{PT}}_{e_1,e_2} \quad \forall (e_1,e_2) \in E^{\mathrm{sym}}, \forall t \in T, \tag{48}$$

$$\Delta \mathrm{L}^{\mathrm{QF}}_{e_1,e_2,t} \leq \overline{\Delta \mathrm{L}}^{\mathrm{QF}}_{e_1,e_2} \quad \forall (e_1,e_2) \in E^{\mathrm{sym}}, \forall t \in T, \tag{49}$$

$$\Delta \mathrm{L}^{\mathrm{QT}}_{e_1,e_2,t} \leq \overline{\Delta \mathrm{L}}^{\mathrm{QT}}_{e_1,e_2} \quad \forall (e_1,e_2) \in E^{\mathrm{sym}}, \forall t \in T. \tag{50}$$

Längszweig-Verbindungssymmetrie

Außerdem sollten Paare paralleler Längszweige $(e_1,e_2) \in E^{\mathrm{sym}}$, die in derselben Schaltanlage beginnen, nicht mit derselben Sammelschiene verbunden werden:

$$z_{wu,t} + z_{wu',t} \leq 1 \qquad \forall \gamma \in \Gamma, w \in V^w(\gamma), u, u' \in V^f(\gamma), (e_1,e_2) \in E^{\mathrm{sym}}. \tag{51}$$

3.3.6 Security-Constrained Optimal Transmission Switching

Beim Betrieb von Übertragungsnetzen müssen ungeplante Ausfälle von Betriebsmitteln berücksichtigt werden. Eine Methode dafür ist die Definition bestimmter *Ausfallsituationen*, unter denen das System im Falle des Ausfalls der darin enthaltenen Betriebsmittel stabil bleiben muss. Besonders erwähnenswert ist hier das sogenannte *(n-1)-Kriterium*, bei dem der Ausfall jedes einzelnen Längszweiges einbezogen wird. Dieses Problem wird in der verfügbare Literatur "Security-Constrained Optimal Transmission Switching Problem" (SC-OTS) genannt und beschreibt das o.g. OTS unter Berücksichtigung stromkreisbezogener (n-1)-Sicherheit. Im realen Übertragungsnetzbetrieb sind nicht nur Ausfälle von Stromkreisen, sondern auch Ausfälle von Erzeugungsanlagen relevant. Da für die Sicherstellung der Systemsicherheit bei Ausfällen von Erzeugungsanlagen separate Prozesse existieren, werden in diesem theoretischen Modell keine Ausfälle von Erzeugungsanlagen betrachtet (in Übereinstimmung mit Abschnitt 3.2.1). Daher werden im Folgenden nur Ausfallsituationen von Längszweigen diskutiert.

Dafür führen wir die *Menge der Ausfallsituationen* $\mathcal{C} \subseteq 2^E$ ein. Jede Ausfallsituation $C \in \mathcal{C}$ ist eine Menge von Längszweigen, die gleichzeitig ausfallen könnten. Wir nehmen an, dass nach Eintritt einer Ausfallsituation eine Topologiemaßnahme oder veränderter Redispatchabruf, d.h. kurative Maßnahmen nicht möglich sind. Daher muss das Netz in jeder Ausfallsituation weiterhin innerhalb seiner technischen Betriebsgrenzen verbleiben.

Die Implementierung erfolgt durch Hinzufügen zusätzlicher Leistungsflussvariablen für Zweigflüsse ($\mathrm{PF}^C_{uv,t}$, $\mathrm{PT}^C_{uv,t}$, $\mathrm{QF}^C_{uv,t}$, $\mathrm{QT}^C_{uv,t}$) und Knotenspannungen ($U^C_{u,t}, \theta^C_{u,t}$) mit $(u,v) \notin C$ für jede Ausfallsituation $C \in \mathcal{C}$. Die Variablen für die Leistungserzeugung ($\mathrm{P}_{g,t}$, $\mathrm{Q}_{g,t}$), Last ($\mathrm{P}_{d,t}$, $\mathrm{P}_{d,t}$) und die Stufenstellerposition ($\kappa_{uv,t}$) werden zwischen allen Ausfallsituationen und dem (n-0)-Fall geteilt. Die Auswirkungen durch den Einsatz von Engpassbehebungsmaßahmen werden demnach zusätzlich zum Normalbetrieb in jeder der betrachteten Ausfallsituation $C \in \mathcal{C}$ berücksichtigt.

Die zusätzlich je $C \in \mathcal{C}$ eingeführten Leistungsflussvariablen unterliegen ebenfalls den bisher in diesem Modell eingeführten Nebenbedingungen für technische Grenzen, jedoch sind die von der Ausfallsituation betroffenen Längszweige nicht in der verwendeten Menge $E^C = E \backslash C$ enthalten. Genauer gesagt unterliegen sie den Nebenbedingungen (1) – (26). Für die lineare DC-Formulierung werden, wie auch in den bereits eingeführten Nebenbedingungen, Spannungsmagnitude oder Blindleistung vernachlässigt und jene Nebenbedingungen nicht hinzugefügt. Da der Eintritt einzelner Ausfallsituationen sehr unwahrscheinlich ist und somit die präferierten Stromgrenzen im Ausfall vernachlässigt werden können, werden die Nebenbedingungen (19) und (20) leicht verändert, sodass sie nur $I^{\max}_{uv,t}$ als obere Begrenzung aufweisen:

$$\frac{\sqrt{{\mathrm{PF}^C_{uv,t}}^2 + {\mathrm{QF}^C_{uv,t}}^2}}{U^C_{u,t}} \leq I^{\max}_{uv,t} z^C_{uv,t} \quad \forall (u,v) \in E, t \in T, C \in \mathcal{C}, \tag{52}$$

$$\frac{\sqrt{{\mathrm{PT}^C_{uv,t}}^2 + {\mathrm{QT}^C_{uv,t}}^2}}{U^C_{v,t}} \leq I^{\max}_{uv,t} z^C_{uv,t} \quad \forall (u,v) \in E, t \in T, C \in \mathcal{C}. \tag{53}$$

Verbleibende Erzeugungsflexibilität für Notfälle

In unvorhergesehenen Notfällen, in denen Stromkreise überlastet sind, könnte es notwendig sein, die Zweigflüsse durch den Einsatz von Redispatch zu beeinflussen. Da die Art der Notfälle nicht a priori bekannt ist, ist es wünschenswert, eine bestimmte "Flexibilität" innerhalb des Netzbetriebs zu bewahren. In diesem Modell wird dies als die Fähigkeit interpretiert, das Netz in einen Zustand zu versetzen in dem alle Betriebsmittelauslastungen unter einem bestimmten Anteil $\hat{i}^{\mathrm{flex}} \in [0,1]$ ihrer thermischen Stromtragfähigkeit $I^{\max}_{uv,t}$ liegen, allein durch Redispatch. Da es sich bei der notwendigen, verbleibenden Restflexibilität um eine rein theoretische Größe handelt, wird vereinfachend angenommen, dass alle verfügbaren, bereits in betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen ihm Rahmen ihrer minimalen und maximalen Grenzen für Erzeugungsleistung und unter Vernachlässigung von Rampen-Nebenbedingungen für diese Restflexibilität zur Verfügung stehen.

Sichergestellt wird die Restflexibilität durch Modellierung einer zusätzlichen, "verteilten" Ausfallsituation. Dafür werden zusätzliche Leistungsflussvariablen eingeführt für Zweigflüsse ($\mathrm{PF}^{\mathrm{flex}}_{uv,t}$, $\mathrm{PT}^{\mathrm{flex}}_{uv,t}$, $\mathrm{QF}^{\mathrm{flex}}_{uv,t}$, $\mathrm{QT}^{\mathrm{flex}}_{uv,t}$), Knotenpannungen ($U^{\mathrm{flex}}_{u,t}, \theta^{\mathrm{flex}}_{u,t}$) und Leistungseinspeisung ($\mathrm{P}^{\mathrm{flex}}_{g,t}$, $\mathrm{Q}^{\mathrm{flex}}_{g,t}$), die wie oben angegeben begrenzt sind. Zusätzlich werden die reduzierten Stromtragfähigkeiten für jeden Stromkreis modelliert durch das Ersetzen der Nebenbedingungen (52) und (53) mit

$$\frac{\sqrt{{\mathrm{PF}^{\mathrm{flex}}_{uv,t}}^2 + {\mathrm{QF}^{\mathrm{flex}}_{uv,t}}^2}}{U_{u,t}} \leq \hat{i}^{\mathrm{flex}} \cdot I^{\max}_{uv,t} \cdot z_{uv,t} \quad \forall (u,v) \in E, t \in T, \tag{54}$$

$$\frac{\sqrt{{\mathrm{PT}^{\mathrm{flex}}_{uv,t}}^2 + {\mathrm{QT}^{\mathrm{flex}}_{uv,t}}^2}}{U_{u,t}} \leq \hat{i}^{\mathrm{flex}} \cdot I^{\max}_{uv,t} \cdot z_{uv,t} \quad \forall (u,v) \in E, t \in T. \tag{55}$$

Diese Modellierung stellt sicher, dass die verbleibenden, warmen Erzeugungsflexibilitäten ausreichend sind, jeden Stromkreis im Netz auf eine maximale (n-0)-Auslastung unter $\hat{i}^{\mathrm{flex}}$ zurückzuführen.

3.3.7 Kurzschlussstrom

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben müssen Grenzwerte für die Kurzschlussströme eingehalten werden. Daher muss das Modell die Kurzschlussströme auf ein sicheres Niveau beschränken. Kurzschlussströme werden nachfolgend begrenzt, wie von [Nat17] vorgeschlagen. Die Änderung der Schaltzustände im Netz beeinflusst die Kurzschlussströme durch Veränderung der Netzadmittanzen. Die folgenden Nebenbedingungen berechnen die Kurzschlussströme basierend auf der international anerkannten Norm zur vereinfachten Kurzschlussstromberechnung [BNT09] (VDE 0102 / IEC 60 909). Diese Norm erlaubt die Abschätzung des quasistationären, symmetrischen und dreiphasigen Anfangskurzschlusswechselstroms und wird weithin verwendet. Vorteil dieser Norm ist, dass sie eine gleichzeitige Bestimmung des Kurzschlussstroms an allen Sammelschienen erlaubt. Daher wird hier zugunsten der vereinfachten Kurzschlussstromberechnung auf eine komplexere Berechnung, sowie auf die Bestimmung ein- oder zweipoliger Kurzschluss-/Erdschlussströme verzichtet. Der Spannungsfaktor $c_{\mathrm{SC}} = 1.1$ wird in Übereinstimmung mit den Übertragungsspannungsebenen gewählt. Um die

Kurzschlussströme angemessen zu bewerten, werden Netzadmittanzen, angeschlossene rotierende Maschinen und Generatoren sowie Umrichter-angebundene Erzeugungsanlagen berücksichtigt und Vor-Fehler-Spannungen verwendet.

Annahmen für Kurzschlussstromberechnung

IEC 60909 umfasst mehrere Vereinfachungen, die für Kurzschlussstromberechnungen in Übertragungsnetzen gültig sind. Für diese Formulierung wird daher angenommen, dass:

- Für Zweige und Knoten,
  - ohmsche Widerstände aufgrund des hohen X/R-Verhältnisses vernachlässigt werden können,
  - Zweigkapazitäten vernachlässigt werden können,
  - Spannungen an allen Generatorknoten als gleich und in Höhe der Nennspannung, angepasst um c_{SC} angenommen werden können,
  - Stufensteller sich in Mittelstellung befinden, und
  - nicht-motorische Lasten vernachlässigt werden können.
- Über Umrichter angebundene Einspeisungen einen Kurzschlussstrom in Höhe des Bemessungsstroms beitragen werden.
- Rotierende Generatoren als Stromquelle mit subtransienter Reaktanz $x''_g, g \in G$ angenommen werden können.

Nebenbedingungsherleitung

Die komplexe Netzadmittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}_{\mathrm{SC}}$ bezeichnet die Netzadmittanzen einschließlich der subtransienten Generatorreaktanzen $x''_g, g \in G$ zum Zeitpunkt des Fehlers. Die Netzadmittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}_{\mathrm{SC}}$ ist topologieabhängig und beinhaltet die oben genannten Vereinfachungen. Sie kann dynamisch in den Nebenbedingungen abgebildet werden, indem Zweigreaktanzen und subtransiente Generatorreaktanzen entsprechend des Schaltzustandes kombiniert werden. Sie wird invertiert, um $\underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{SC}} = \underline{\mathbf{Y}}_{\mathrm{SC}}^{-1}$ zu bilden. Mit der Takahashi-Methode können wir den dreiphasigen Kurzschlusswechselstrom erhalten [Nat17]. Zu beachten ist, dass der Spannungsvektor $\mathbf{U}$ die Spannungen im Vorfehlerzustand enthält. Die Verwendung der Spannungen im Vorfehlerzustand ermöglicht die Berechnung von Kurzschlussströmen im gesamten Netz mit nur einer Invertierung der Netzadmittanzmatrix. Die folgenden Nebenbedingungen werden aufgestellt:

$$\underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{SC}} \cdot \mathbf{I}''_{\mathrm{SC}} \qquad = \mathbf{U}$$

Mit dem Hauptdiagonalelement $\underline{Z}_{\mathrm{SC},vv}$ und der Vor-Fehler-Spannung U_v erhalten wir den Kurzschlussstrom am Knoten $v \in V$

$$\begin{aligned} & \underline{Z}_{\mathrm{SC},vv} \cdot \quad I''_{\mathrm{SC},v} = U_v \\ \Leftrightarrow \quad & I''_{\mathrm{SC},v} = \frac{U_v}{\underline{Z}_{\mathrm{SC},vv}} \end{aligned} \tag{56}$$

Nebenbedingungen (56) werden dem Modell für alle Sammelschienen hinzugefügt, an denen Kurzschlussstrombegrenzungen gelten. Obere und untere Kurzschlussstromgrenzen werden für alle Sammelschienenknoten $v \in V^w$ definiert, um sicherzustellen, dass $I''_{k,v}$ bei allen Fehlern und Orten innerhalb des sicheren Bereichs gehalten wird. Durch Wiederholung dieses Prozesses für jeden Zeitschritt $t \in T$ erhalten und beschränken wir $I''_{\mathrm{SC},v,t}$:

$$I''_{\mathrm{SC},v,\min} \leq I''_{\mathrm{SC},v,t} \leq I''_{\mathrm{SC},v,\max} \quad \forall v \in V^w, t \in T. \tag{57}$$

3.3.8 Redispatch

In Deutschland wird die Einsatzplanung von marktteilnehmenden Erzeugungsanlagen nur mittelbar über die Handelsbeschränkungen, aber ohne explizite Berücksichtigung der Stromtragfähigkeiten einzelner Längszweige (siehe Gleichung 26) oder anderen regelzoneninternen, technischen Restriktionen bestimmt, ausschließlich unter Berücksichtigung der Bedingungen der Strombörse. Immer wenn ein Einsatzfahrplan zu überlasteten Stromkreisen führt, ist das Netz *engpassbehaftet*. *Engpassmanagement* beschäftigt sich mit netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen zur Behebung von Engpässen. Während ersteres Änderungen in der in vorherigen Abschnitten beschriebenen Topologie

inkl. PST einschließt, umfasst letzteres die Anweisung an Erzeugungsanlagen (in der Regel auch marktteilnehmende Anlagen) zur Reduzierung oder Erhöhung der Einspeiseleistung (*Redispatch*, und möglicherweise sogar das Herunterfahren oder Hochfahren von Erzeugungseinheiten).

In diesem Abschnitt wird die Formulierung für Hoch- und Herunterfahren von Erzeugungsanlagen sowie Redispatch präsentiert. Hierbei wird unterschieden zwischen betrieblichen Anforderungen (aufgrund von Verträgen, politischen Anforderungen und Richtlinien der ÜNB) und technischen Anforderungen (strenge, physikalische Randbedingungen der Betriebsmittel).

Hoch- und Herunterfahren von Erzeugungsanlagen

Zunächst werden die Variablen $z_{g,t}^{\text{Abschaltung}}, z_{g,t}^{\text{Einschaltung}} \in \{0,1\}$ eingeführt, welche 1 sind, wenn im Zeitschritt $t \in T$ Erzeugungsanlage $g \in G$ heruntergefahren bzw. hochgefahren wurde, und 0 andernfalls. Wenn Hochgefahren, so ist eine Erzeugungsanlage g mit einer Leistungserzeugung von mindestens $\mathrm{P}_{g,t}^{\min}$ zu Beginn von t verfügbar. Wenn sie im Zeitschritt t abgeschaltet wird, wird zu Beginn von Zeitrschritt t keine Leistung erzeugt. Mittels Indikatorvariable $z_{g,t}$ werden die oben genannten Variablen wie folgt verknüpft:

$$z_{g,t} = z_{g,t-1} - z_{g,t}^{\text{Abschaltung}} + z_{g,t}^{\text{Einschaltung}} \quad \forall g \in G, t \in T. \tag{58}$$

Mindestbetriebs- und stillstandszeiten

Wenn eine Erzeugungsanlage hochgefahren oder heruntergefahren wurde, kann es aus technischer und betrieblicher Sicht erforderlich sein, dass sie für eine gegebene Dauer $t_g^{\min,\text{aus}}$ ($t_g^{\min,\text{an}}$) ausgeschaltet (oder eingeschaltet) bleibt. Dazu werden die Variablen $z_{g,t}^{\text{Abschaltung}} \in \{0,1\}$ für $t \in \{-t_g^{\min,\text{aus}}, -t_g^{\min,\text{aus}}+1, \ldots, 0\}$ und $z_{g,t'}^{\text{Einschaltung}} \in \{0,1\}$ für $t' \in \{-t_g^{\min,\text{an}}, -t_g^{\min,\text{an}}+1, \ldots, 0\}$ hinzugefügt, um den Zustand vor dem ersten Zeitschritt in T zu berücksichtigen.

$$\sum_{t'=t-t_g^{\min,\text{an}}-1}^{t} z_{g,t'}^{\text{Abschaltung}} \leq 1 - z_{g,t}^{\text{Einschaltung}} \quad \forall g \in G, t \in T, \tag{59}$$

$$\sum_{t'=t-t_g^{\min,\text{aus}}-1}^{t} z_{g,t'}^{\text{Einschaltung}} \leq 1 - z_{g,t}^{\text{Abschaltung}} \quad \forall g \in G, t \in T. \tag{60}$$

Nebenbedingung (59) stellt sicher, dass eine Erzeugungsanlage nur hochgefahren werden kann, wenn in allen $t_g^{\min,\text{an}}$ vorangegangenen Zeitschritten keine Abschaltung stattgefunden hat. Analog stellt Nebenbedingung (60) diese Einschränkung für das Herunterfahren sicher.

Mögliche Kosten für das Hoch- und Herunterfahren von Erzeugungsanlagen können in die Zielfunktion einbezogen werden (siehe Zielfunktionsterm (67)).

Must-Run-Anforderungen

Zusätzlich zu den technischen Erzeugungsgrenzen einer Erzeugungsanlage definieren wird eine Menge von *Must-Run-Gruppen* $G_{\text{mustrun}} \subseteq 2^G$ definiert, die z.B. zur Aufrechterhaltung eines Mindestleistungsniveaus für die Abwärmenutzung erforderlich sein können. Jede Menge $G_{\text{mustrun}} \in G_{\text{mustrun}}$ definiert eine Gruppe von Erzeugungsanlagen, die gemeinsam eine Wirkleistungseinspeisung zwischen $\mathrm{P}_{g_{\text{mustrun}},t}^{\min}$ und $\mathrm{P}_{g_{\text{mustrun}},t}^{\max}$ bereitstellen müssen:

$$\mathrm{P}_{g_{\text{mustrun}},t}^{\min} \leq \sum_{g \in G_{\text{mustrun}}} \mathrm{P}_{g,t} \leq \mathrm{P}_{g_{\text{mustrun}},t}^{\max} \quad \forall g_{\text{mustrun}} \in G_{\text{mustrun}}, t \in T. \tag{61}$$

Wirkleistungsrampen

Die Änderung der Leistungserzeugung unterliegt technischen Nebenbedingungen. Gegeben $\mathrm{P}_{g,t-1}$ und $\mathrm{P}_{g,t}$ für $g \in G$ und $t \in T$, stellen wir sicher, dass die Differenz nicht größer als $\mathrm{P}_{g,t}^{+,\text{Rampe}}$ oder $\mathrm{P}_{g,t}^{-,\text{Rampe}}$ ist:

$$\mathrm{P}_{g,t} - \mathrm{P}_{g,t-1} \leq \mathrm{P}_{g,t}^{+,\text{Rampe}} \quad \forall g \in G, t \in T, \tag{62}$$

$$\mathrm{P}_{g,t-1} - \mathrm{P}_{g,t} \leq \mathrm{P}_{g,t}^{-,\text{Rampe}} \quad \forall g \in G, t \in T. \tag{63}$$

Diese Beschränkungen sind auch dann aktiv, wenn eine Erzeugungseinheit hoch- oder heruntergefahren wird. Auch betrachten sie den vorherigen Zeitschritt, bezeichnet durch $t = 0$.

Redispatch von Erzeugungsanlagen

Das Redispatchpotenzial, die Änderung der Leistungserzeugung, unterliegt technischen und betrieblichen Beschränkungen wie in Abschnitt 2.2 beschrieben. Sei $\mathrm{P}^{0}_{g,t}$ die geplante Erzeugung, so stellt $\mathrm{P}^{+,\mathrm{op}}_{g,t}$ die betrieblich zulässige positive Änderung und $\mathrm{P}^{-,\mathrm{op}}_{g,t}$ die betrieblich zulässige negative Änderung von $\mathrm{P}^{0}_{g,t}$ für $g \in G$ im Zeitschritt $t \in T$ dar. Die Variablen $\mathrm{P}^{+}_{g,t}, \mathrm{P}^{-}_{g,t} \in \mathbb{R}_{\geq 0}$ stellen die positive und negative Änderung der Leistungserzeugung gegenüber der geplanten Erzeugung aus dem Einsatzfahrplan dar. Weiterhin werden die Indikatorvariablen $\hat{\mathrm{P}}^{+}_{g,t}, \hat{\mathrm{P}}^{-}_{g,t} \in \{0, 1\}$ eingeführt, die jeweils 1 sind, wenn die Änderung in der jeweiligen Richtung stattgefunden hat. Gegeben die Leistungserzeugung $\mathrm{P}_{g,t}$, werden die oben genannten Variablen wie folgt verknüpft:

$$\mathrm{P}_{g,t} = \mathrm{P}^{0}_{g,t} + \mathrm{P}^{+}_{g,t} - \mathrm{P}^{-}_{g,t} \qquad \forall g \in G, t \in T, \tag{64}$$

$$\hat{\mathrm{P}}^{-}_{g,t}(\mathrm{P}^{0}_{g,t} - \mathrm{P}^{-,\mathrm{op}}_{g,t}) \leq \mathrm{P}_{g,t} \leq \hat{\mathrm{P}}^{+}_{g,t}(\mathrm{P}^{0}_{g,t} + \mathrm{P}^{+,\mathrm{op}}_{g,t}) \quad \forall g \in G, t \in T, \tag{65}$$

wobei Nebenbedingung (64) sicherstellt, dass Änderungen von $\mathrm{P}^{0}_{g,t}$ erfasst werden, und Nebenbedingung (65) sicherstellt, dass die Grenzen für positiven und negativen Redispatch eingehalten werden und ihn mit der Indikatorvariablen verknüpft.

Die Änderung der Erzeugung $\mathrm{P}^{+}_{g,t}, \mathrm{P}^{-}_{g,t}$ und die Entscheidung, ob eine Änderung vorlag $\hat{\mathrm{P}}^{+}_{g,t}, \hat{\mathrm{P}}^{-}_{g,t}$ können in der Zielfunktion verwendet werden (siehe Zielfunktionsterm (66)).

3.3.9 Zielfunktionen

Zielfunktionsterme (66) – (75) sind beispielhafte Zielfunktionen. Zielfunktionsterm (66) basiert auf kalkulatorischen Redispatchkosten, während die verbleibenden Terme verwendet werden können, um bestimmte Ausprägungen der optimalen Lösung zu fördern oder unerwünschte Lösungen zu vermeiden. Abhängig von der Parametrierung können die zugrundeliegenden Konzepte daher mit einer Kombination von Nebenbedingungen und Strafkosten in der Zielfunktion integriert werden. Die Zielfunktionsterme können dann unter Verwendung multikriterieller Optimierungsansätze kombiniert werden (siehe z.B. Dächert [Däc14]), beispielsweise durch Verwendung einer gewichteten Summe.

Kosten für positiven und negativen Redispatcheinsatz $c^{+}_{g,t}, c^{-}_{g,t} \in \mathbb{R}$:

$$\sum_{t \in T} \sum_{g \in G} c^{+}_{g,t} \mathrm{P}^{+}_{g,t} + c^{-}_{g,t} \mathrm{P}^{-}_{g,t}. \tag{66}$$

Kosten für Hoch- und Herunterfahren von Erzeugungsanlagen:

$$\sum_{t \in T} \sum_{g \in G} c^{\text{Abschaltung}}_{g,t} z^{\text{Abschaltung}}_{g,t} + c^{\text{Einschaltung}}_{g,t} z^{\text{Einschaltung}}_{g,t}. \tag{67}$$

Kosten für Topologiemaßnahmen unter normaler und hoher Auslastung $c^{\text{Änderung}}_{uv,t}, c^{\text{Änderung, hoheAuslastung}}_{uv,t} \in \mathbb{R}$:

$$\sum_{t \in T} \sum_{(u,v) \in E} \left(c^{\text{Änderung}}_{uv,t} + c^{\text{Änderung, hoheAuslastung}}_{uv,t} \hat{i}_{uv,t} \right) z^{\text{Änderung}}_{uv,t}. \tag{68}$$

Kosten für Sammelschienenkupplung und -trennung $c^{\text{Verbindung}}_{uv,t}, c^{\text{Trennung}}_{uv,t} \in \mathbb{R}$. Höhere Werte für $e^{\text{Verteilung}} \in \mathbb{R}$ beanreizen eine gleichmäßigere Verteilung über die Zeitschritte:

$$\sum_{t \in T} \left(\sum_{(u,v) \in E} c^{\text{Kupplung}}_{uv,t} z^{\text{Kupplung}}_{uv,t} + c^{\text{Trennung}}_{uv,t} z^{\text{Trennung}}_{uv,t} \right)^{e^{\text{Verteilung}}}. \tag{69}$$

Kosten für Abweichungen vom Normalschaltzustand $c_t^{\text{Abweichung}} \in \mathbb{R}$:

$$\sum_{t \in T} c_t^{\text{Abweichung}} n_t^{\text{Abweichung}}. \tag{70}$$

Kosten von Topologiemaßnahmen je Zeitschritt und global über alle Zeitschritte c_t^{SW}, $c^{\text{SW,global}} \in \mathbb{R}$:

$$\sum_{t \in T} \left(\sum_{(u,v) \in E} z_{uv,t}^{\text{Änderung}} \right)^{e^{\text{Verteilung}}} \cdot c_t^{\text{SW}}, \tag{71}$$

$$\left(\sum_{t \in T} \sum_{(u,v) \in E} z_{uv,t}^{\text{Änderung}} \right)^{e^{\text{Verteilung}}} \cdot c^{\text{SW,global}}. \tag{72}$$

Kosten für hohe Auslastung im (n-0)-Fall $c_{uv,t}^{\text{hohe Auslastung}} \in \mathbb{R}$:

$$\sum_{t \in T} \sum_{(u,v) \in E} c_{uv,t}^{\text{hohe Auslastung}} \hat{i}_{uv,t}. \tag{73}$$

Kosten für unsymmetrische Flüsse auf parallelen Längszweigen $c^{\text{sym}} \in \mathbb{R}$:

$$\sum_{t \in T} \sum_{(e_1,e_2) \in E^{\text{sym}}} c^{\text{sym}} \left(\Delta \text{L}_{e_1,e_2,t}^{\text{PF}} + \Delta \text{L}_{e_1,e_2,t}^{\text{PT}} + \Delta \text{L}_{e_1,e_2,t}^{\text{QF}} + \Delta \text{L}_{e_1,e_2,t}^{\text{QT}} \right). \tag{74}$$

Kosten der ungleichmäßigen Verteilung von Erzeugungskapazitäten auf die verfügbaren Sammelschienen $c^{\text{Verteilung}} \in \mathbb{R}$:

$$\sum_{t \in T} \sum_{\gamma \in \Gamma} \sum_{v \in V^w(\gamma)} c^{\text{Verteilung}} d_{v,t}^{\text{Vert}}. \tag{75}$$

3.3.10 Beschränkungen der Modellierung

Mit dem präsentierten Modell ist es nicht möglich, Schaltsequenzen zu modellieren. Dies bedeutet, dass eine Lösung welche eine Reihe von Topologiemaßnahmen enthält, nicht notwendigerweise garantiert, dass sich das System nach jeder einzelnen Topologiemaßnahme in einem (n-1)-sicheren Betriebszustand befindet. Ebenso werden Erzeugungsanlagen mit Speicher im Modell nicht berücksichtigt. Während sie ähnlich wie Erzeugungseinheiten modelliert werden könnten, ist dies nicht ausreichend, um ihr Verhalten angemessen zu modellieren. Spezielle Netzkomponenten wie sogenannte “Netzbooster”, Thyristor-gesteuerte Reihenkompensatoren, statische synchrone Reihenkompensatoren sowie regelzoneninterne Hochspannungsgleichstromübertragungsstrecken usw. werden zum Zeitpunkt der Erstellung als selten angenommen und werden daher nicht explizit modelliert. Längskupplungen werden ebenfalls nicht explizit modelliert, können allerdings vereinfacht abgebildet werden, indem die durch Längskupplungen trennbaren Sammelschienenabschnitte als einzelne Schaltanlagen modelliert werden.

4 Stand der Technik

In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Forschung und Technik, bezogen auf die Topologieoptimierung in Übertragungsnetzen, analysiert und aufbereitet. Dazu wurden in Arbeitspaket 2.2 bestehende Forschungsarbeiten gesichtet und bewertet. Das Arbeitspaket wurde im Herbst 2023 abgeschlossen, neuere Arbeiten auf dem Gebiet der Topologieoptimierung fanden in der hier dargestellten Literatursammlung keine Berücksichtigung.

In der auffindbaren Literatur finden sich viele bestehende Ansätze um optimale bzw. optimierte Topologiemaßnahmen im Netzengpassmanagement zu bestimmen. Dabei lassen sich die Ansätze in verschiedene Kategorien und Unterkategorien unterteilen:

1. Geschlossene Optimierungsmethoden
   - AC- vs. DC-Leistungsflussbasierte Methoden
   - Nutzung von Dekompositionsverfahren
   - Partitioning
   - Komplexitätsreduktion innerhalb geschlossener Optimierungsmethoden

2. Heuristische Komplexitätsreduktion
   - Vorfilterung der Topologiemaßnahmen
   - Reduktion der Ausfallvarianten
   - Greedy-Heuristiken
   - Dynamische Programmierung

3. Verfahren mit maschinellem Lernen
   - Supervised Learning
   - Reinforcement Learning
   - k-Nearest-Neighbor-Heuristik

4. Mehrstufige Verfahren

Die folgenden Absätze zeigen neben tabellarisch sortierten Literaturquellen eine Kurzbeschreibung des jeweiligen (Optimierungs-)Ansatzes sowie eine Einordnung über die Abdeckung der in InnOpTEM definierten Randbedingungen.

Die Ansätze wurden hinsichtlich ihrer Kompatibilität mit den in Abschnitt 3 formulierten Randbedingungen bewertet. Die Bedeutung der Tabellenspalten innerhalb der folgenden Literaturübersichten sind in Tabelle 4.1 beschrieben.

Spalte	**Beschreibung**
Schlüssel	Schlüssel im Literaturverzeichnis
LF	Abbildung des Leistungsflusses
T	Abbildung technischer Randbedingungen gegeben
B	Abbildung betrieblicher Randbedingungen gegeben
(n-1)	Abbildung Ausfallbetrachtung gegeben
Opt	Genutztes Lösungsverfahren für das Optimierungsproblem
Beschreibung	Kurzbeschreibung der Quelle

Tabelle 4.1: Spaltendefinitionen für die in Abschnitt 4 verwendeten Literaturübersichten

Eine umfassende Auflistung der berücksichtigten Quellen findet sich am Ende des Abschnitts in Tabelle 4.13. Quellen, welche in Tabelle 4.13 zu finden sind, aber nicht explizit in der Analyse

erwähnt sind, lassen sich nicht in eine der Kategorien einteilen oder fokussieren sich auf die spezielle Abbildung gewisser Randbedingungen.

4.1 Geschlossene Optimierung

Das im Rahmen der Modellgenauigkeit mathematisch bewiesene Topologieoptimum kann in der Regel durch mathematische Optimierungsmodelle bestimmt werden. Dabei kommen für die Topologieoptimierung je nach Leistungsflussmodellierung nichtlineare bzw. quadratische oder lineare Problemformulierungen infrage. Geschlossene Optimierungsmodelle zur Topologieoptimierung basieren auf dem von [FOF08] vorgestellten Optimal Transmission Switching (OTS). Der vorgestellte Ansatz umfasst lediglich die Ab- bzw. Zuschaltung von Zweigen, jedoch nicht die Umbelegung von Sammelschienen bzw. das Trennen von Sammelschienen. Erst Verfahren von [NGK12] bzw. [HDG14] führten Erweiterungen zur Betrachtung von Sammelschienenrekonfiguration ein. Geschlossene Optimierungsansätze werden i.d.R. als MILP formuliert, um Topologiemaßnahmen binär modellieren zu können.

AC- vs. DC-Leistungsflussbasierte Methoden

Einige Ansätze wie bspw. [KGD13] haben als Ziel explizit die Sicherung der Spannungshaltung und benötigen daher die Informationen über Blindleistungsflüsse sowie Spannungsmagnituden. Der Großteil der bekannten Verfahren wählt jedoch aus verschiedenen Gründen die vereinfachte DC-Formulierung des Leistungsflusses. Neben der Linearität des DC-Leistungsflussproblems ist vor allem die signifikant geringere Lösungszeit in den verfügbaren Optimierungsalgorithmen vorteilhaft. Nachteile der DC-Leistungsflussformulierung sind die fehlenden Informationen über Blindleistungsflüsse sowie Spannungswerte an den Knoten. Daher lassen sich Aspekte der Spannungsmagnituden nicht abbilden. In der Realität ist entsprechend bei Verwendung der DC-Leistungsflussformulierung vor Umsetzung der Topologiemaßnahmen im realen Netz zwingend eine AC-Leistungsflussberechnung durchzuführen. So können größere Linearisierungsfehler vermieden werden.

Dekompositionsverfahren

Das Problem der Betrachtung von (n-1)-Ausfällen in block-diagonaler Matrixstruktur ist geeignet mithilfe der Benders-Dekomposition [Ben62] gelöst zu werden. Auch andere Dekompositionsansätze wie bspw. Column Generation (CG) bzw. Cut and Column Generation (CCG) sind in der Literatur vorhanden.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[KGD13]	AC	◪	◪	□	Benders, NR	Im Hilfsproblem werden AC-Leistungsflussberechnung durchgeführt um die Zulässigkeit der Lösung im Hauptproblem bzgl. Spannungsgrenzen sicherzustellen.
[Bai+17]	AC	◪	◪	□	Benders, MISOCP	Im Hilfsproblem werden AC-Leistungsflussberechnung durchgeführt um die Zulässigkeit der Lösung im Hauptproblem sicherzustellen.
[Mor+22]	DC	◪	◪	◪	CCG	(n-0)-Fall-Sammelschienenumbelegung und kurative Entkupplung. Jeweils die gravierendsten Ausfallsituationen werden durch den CG-Ansatz berücksichtigt.
[Sal18]	DC	◪	◪	◪	Benders, MINLP	Das Hauptproblem berücksichtigt nur Wirkleistung, das Hilfsproblem berücksichtigt Blindleistung und damit AC-Nebenbedingungen.
[ZHA+19]	AC/DC	◪	◪	□	Benders	Hauptproblem berücksichtigt Blindleistung, Hilfsproblem stellt AC-Lösbarkeit sicher.
[HDG14]	DC	◪	◪	■	Benders	Hauptproblem wählt Schaltzustand, Hilfsproblem prüft (n-1)-Sicherheit. Berücksichtigt Sammelschienenumbelegungen
[Hof20]	AC/DC	◪	◪	■	Benders	Kein geschlossenes Verfahren, aber Benders zur Topologiewahl in der Redispatchoptimierung

Tabelle 4.2: Übersicht über Verfahren mit Dekompositionsansatz

Bei der Benders-Dekomposition wird im Hauptproblem das (n-0)-Betriebsproblem berücksichtigt, während im Subproblem bzw. in den Subproblemen die Fehlerfälle auf Überlastungen hin überprüft werden. Variationen der Benders-Dekomposition umfassen, wie bspw. in [KGD13], problemspezifische Algorithmen für die Lösung der Subprobleme. Dies umfasst bspw. einen Ansatz von [Bai+17] in dem Topologieentscheidungen in einem Mixed-Integer-Second-Order-Cone Programmierung getroffen und im Subproblem durch AC-Berechnungen auf zulässigkeit geprüft werden. In dem konkreten Beispiel von [KGD13] werden in den Subproblemen per AC-Leistungsflussberechnung mittels Newton-Raphson-Verfahren die Einhaltung der Spannungsgrenzen überprüft. Hierbei können keine Dualvariablen zur Generierung von Schnittebenen im Hauptproblem erzeugt werden, jedoch zuverlässig unzulässige Lösungen des Hauptproblems identifiziert und per Schnittebene ausgeschlossen werden.

Partitioning

Ein durch [FOF08] genutzter Ansatz partitioniert das MILP in multiple subMILPs, die jeweils unabhängig voneinander gelöst werden. Dabei werden eine begrenzte Anzahl der Schaltvariablen je subMILP fixiert. Das weniger komplexe Problem wird schneller gelöst. Von diesen subMILPs können wiederum viele Instanzen schnell durch erreichen eines CutOff-Wertes verworfen werden. Durch Partitioning und paralleles Lösen der subMILPs können zügig gute Ergebnisse erreicht werden. Im Gegensatz zu Dekompositionsverfahren, bspw. basierend auf [Ben62], wird der Lösungsraum beim Partitioning in disjunkte Lösungsräume aufgeteilt, während Dekompositionsverfahren die Lösung innerhalb eines global gültigen Lösungsraums koordinieren.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[FOF08]	DC	◪	◪	□		Partitioning OTS-Problem erstmals in dieser Veröffentlichung beschrieben.

Tabelle 4.3: Übersicht über Verfahren mit Partitioning

Komplexitätsreduktion innerhalb geschlossener Optimierungsmethoden

Im Bereich der Komplexitätsreduktion sind in der Literatur verschiedene Methoden vorhanden.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[BBB12]	DC	■	◪	■	MILP	Reduktion der Anzahl der Entscheidungsvariablen durch die selektive Auswahl von Leitungen, die abgeschaltet werden können. LODF wird angewendet, um Schaltvorgänge zu bevorzugen, welche die Auslastung überlasteter Leitungen verringern.
[Rui+12]	DC	◪	◪	■	MILP	Vorauswahl der Kandidaten für die Abschaltung anhand eines sog. „Line Profit“ Kriterium.
[Gol+17]	DC	□	◪	□	MILP	Topologiemaßnahmen umfassen sowohl die Rekonfiguration von Sammelschienen als auch die Umbelegung von Leitungen.
[FRF17]	DC	□	◪	◪	MILP	Hinzufügen einer Nebenbedingung, die die Anzahl der abschaltbaren Leitungen beschränkt.
[Cof+18a]	AC	◪	◪	□	MINLP	Untersuchung der Eigenschaften einer Network-Flow-Formulierung und einer quadratisch-Konvexe Relaxation des AC-OTS-Problems.
[Sun+21]	AC	◪	◪	□	MISOCP	Konvexifizierung einer initialen Lösung hin zu einem MISOCP. Durch die Konvexifizierung wird der Lösungsprozess beschleunigt.
[HSH21]	DC	◪	◪	■	MILP	Hinzufügen ausgewählter lineare Nebenbedingungen um die Inselnetzbildung zu verhindern bzw. die Verbindung des Netzwerks sicherzustellen.

Tabelle 4.4: Übersicht Komplexitätsreduktion innerhalb geschlossener Optimierungsmethoden

[Rui+12] verwendet eine Shift-Factor-basierte Formulierung für die Topologieoptimierung. Hierbei wird die Umsetzung der Leitungsöffnung durch den Einsatz von sogenannten „Flow-Cancelling Transactions“ realisiert. Durch die Anwendung dieser Shift-Factor-Formulierung wird die Ermittlung von Lösungen für eine begrenzte Anzahl abschaltbarer Leitungen beschleunigt. In [Rui+12] werden potenzielle Kandidaten für die Abschaltung mithilfe eines Ansatzes auf Basis einer „Line Profit Heuristik“ identifiziert und in Form einer Prioritätsliste zusammengefasst, somit bildet sich eine Menge aller möglichen Topologiemaßnahmen. In [Gol+17] werden zwei unterschiedliche Methoden angewendet, um die Konfiguration der Sammelschienen in einem Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF)-Problem zu optimieren. Die Anpassung der Sammelschienenkonfiguration erfolgt durch das Öffnen und Schließen von Schaltern (Breakern), deren Verhalten mithilfe eines Shift-Factor-Rahmens modelliert wird. In der durchgeführten Simulation werden nur diejenigen Schalter als Kandidaten für eine Schaltzustandsänderung betrachtet, die zu einer Trennung einer Sammelschiene führen. Gleichzeitig wird die Anzahl der abschaltbaren Leitung anhand eines heuristischen Ansatzes basierend auf einem „Line Profit“ Kriterium bestimmt.

Projektbezogene Einordnung geschlossener Optimierungsmethoden

Für die Nutzung im Projekt InnOpTEM kommen geschlossene Methoden grundsätzlich infrage. Mit ihnen lassen sich je nach Leistungsflussabbildung alle in InnOpTEM relevanten betrieblichen und technischen Randbedingungen akkurat abbilden. Bedingt durch die häufig deutlich bessere Performance der Lineare Programmierung (LP)/MILP ggü. der Quadratically-constrained Quadratic Programmierung (QCQP)/Nichtlineare Programmierung (NLP) wurden Optimierungsprobleme im Projekt InnOpTEM als LP/MILP formuliert werden und nicht als QCQP/NLP.

Geschlossene Methoden haben die Eigenschaft, innerhalb eines bestimmten Zeitlimits die bis dahin beste bekannte Lösung auszugeben, welche keine Nebenbedingungen verletzt. Dieses Verhalten ist insbesondere aus dem Grund wichtig, dass in InnOpTEM weniger der mathematische Beweis des Optimums als die Verbesserung des Status Quo im Vordergrund steht. Aus der Literatur geht ebenfalls hervor, dass sich oftmals mit wenigen Topologiemaßnahmen bereits ein Großteil der Kosteneinsparungen erzielen lässt (vgl. [FOF08]). Der Vorteil geschlossener Optimierungsmethoden gegenüber sequenziellen ist vorwiegend die integrale Berücksichtigung bestimmter Randbedingungen. Dadurch ist die Gültigkeit der Lösung zu jedem Zeitpunkt sichergestellt. Es ist allerdings i.d.R. aufwendiger eine Lösung zu ermitteln als in mehrstufigen Verfahren.

4.2 Heuristische Komplexitätsreduktion

Unter heuristischen Verfahren werden all jene Verfahren zusammengefasst, die keine Optimalität garantieren können. Dabei werden Heuristiken in jeder Stufe des Optimierungsprozesses eingesetzt. Zunächst können Topologiemaßnahmen basierend auf heuristischer Auswahl dem Optimierungsproblem zur Verfügung gestellt werden. Die Größe des Lösungsraums wird mit diesem Ansatz begrenzt. Weiter können im Verlauf von Schaltentscheidungen heuristisch die nächsten Schaltentscheidungen getroffen werden. Eine klassische Form dieses Vorgehens ist eine Greedy-Heuristik, die immer die nächstbeste Topologiemaßnahme umsetzt.

Die Vorteile von Heuristiken umfassen zum einen die Geschwindigkeit, die weniger starke Komplexitätserhöhung mit der Problemgröße und ggf. die Verständlichkeit der Lösung. Nachteile von heuristischen Vereinfachungen bestehen insbesondere in dem fehlenden Optimalitätsbeweis und entsprechend die Möglichkeit ein suboptimales Ergebnis zu erhalten.

Vorfilterung der Topologiemaßnahmen

[Hof20] nutzt ein dreistufiges heuristisches Suchverfahren, das die Anzahl der möglichen Topologiemaßnahmen sukzessiv einschränkt und filtert. Das Kriterium für die Bewertung der Topologiemaßnahmen ist die verursachte Leistungsflussänderung im Grund- und im (n-1)-Fall. In [LWO12] wird die Anzahl der Kandidaten für die Schaltzustandsänderung mithilfe von zwei heuristischen Strategien begrenzt. Der erste Ansatz nutzt die dualen Preise bzw. den Locational Marginal Price (LMP) als Bewertungskriterium für die Auswahl der Kandidaten. Der zweite Ansatz stützt sich auf Wirkleistungssensitivitäten im (n-0)-Fall. In [HG16] wird ein Ansatz, der ebenfalls auf der Auswahl aus einer Kandidatenliste basiert vorgestellt. Bei der Erstellung der Kandidatenliste werden ebenfalls die dualen Preise und die LMP verwendet.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[Hof20]	AC/DC	◪	◪	■	MILP, Benders	RD-Optimierung wählt aus begrenzten Topologien aus. Massiver Laufzeitvorteil durch Trennung der Topologiegenerierung von Topologieauswahl.
[Nat17]	AC/DC	◪	◪	■	LP/MILP	Heuristische Filterung der zu untersuchenden Topologiemaßnahmen; linearisierte Redispatchoptimierungen zur Bewertung der verbleibenden Maßnahmen; heuristische Auswahl und Kombination der Maßnahmen zu Topologien; Auswahl der Topologie in der RDO
[Moo19]	AC	■	◪	■	PSO	Bestimmung optimaler Schaltzustände für repräsentative Netznutzungsfälle in einem detaillierten Netzmodell.
[LWO12]	DC	□	□	□	MILP	Reduktion der Menge der abschaltbaren Leitungen mithilfe von zwei heuristischen Strategien. Bei den durchgeführten exemplarischen Untersuchungen zeigen die heuristischen Ansätze eine signifikante Reduzierung des Rechenaufwands.
[Rui+11]	DC	◪	◪	□	MILP	DCOPF mit „Line Profit“ -Heuristik. Dabei werden iterativ Leitungen abgeschaltet, die eine negative Engpassrente haben. Lediglich diese Leitungen werden geschalten.
[JK13]	DC	□	□	■	MILP	Verbesserung des mathematischen Modells für Topologieoptimierung unter Anwendung einer sicherheitsbedingten Kraftwerkeinsatzoptimierung. Vorstellung von Kriterien für die selektive Auswahl von Topologiemaßnahmen.
[Sah+14]	AC/DC	□	□	□	MILP	Analyse und Bewertung verschiedener AC- und DC-basierten Auswahlkriterien für Leitungen die im OTS berücksichtigt werden. Bewertung bei Anwendung auf großskaliges Netz.
[SF14]	AC/DC	□	□	□	MILP	Analyse verschiedener AC- und DC-basierten heuristischen Auswahlkriterien hinsichtlich Genauigkeit und Zuverlässigkeit.

Tabelle 4.5: Übersicht über Verfahren mit Vorfilterung der Topologiemaßnahmen

Reduktion der Ausfallvarianten

Durch variable Topologie und damit eine veränderliche Admittanzmatrix sind PTDF-basierte Methoden im Rahmen der Topologieoptimierung nicht zur Vereinfachung des Optimierungsproblems geeignet. Während bei fixer Topologie eine Approximation von Ausfallsituationen durch von PTDF abgeleiteten Line Outage Distribution Factors (LODFs) geschehen kann, sind bei veränderlicher Topologie je Ausfallsituation eine gesonderte Leistungsflussberechnung im Optimierungsmodell notwendig. Insbesondere in geschlossenen Lösungsverfahren trägt die Zahl der zu betrachtenden Ausfallvarianten zur Erhöhung der Komplexität bei, da sich mit der Anzahl der Ausfallsituationen eine blockdiagonale Erweiterung der Variablen und Nebenbedingungen ergibt. Durch eine dedizierte Leistungsflussberechnung je Ausfall wächst die Problemgröße enorm an. Die Reduktion der zu betrachtenden Ausfallvarianten bietet demnach Chancen die Problemkomplexität zu verringern. In [Mor+22] werden im Hilfsproblem die Ausfallvarianten bezüglich der Größe des zur Problemlösung erforderlichen Lastabwurfs bewertet. Diejenigen Ausfallvarianten mit dem worst-case Lastabwurf werden durch das Hilfsproblem ausgewählt und für die weiteren Optimierungsschritte im Hauptproblem berücksichtigt. [Mor+22] verwendet diese Methode zur Bestimmung kurativer Topologiemaßnahmen je Ausfallvariante.

Greedy-Heuristiken

In [CW14] schaltet die Heuristik sukzessiv eine Leitung nach der anderen ab, bis keine weitere Reduzierung der Betriebskosten mehr möglich ist. [Bab+23] stellt ein heuristisches Verfahren vor, das iterativ nach der besten Topologiemaßnahme sucht, um die Blindleistungsverluste im Gesamtnetz zu reduzieren.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[CW14]	AC	■	■	■	NLP	Ein relaxiertes ACOTS wird aufgestellt und gelöst mit (n-1)erlaubten aktiven Leitungen. Es wird die Leitung ausgeschaltet die im LP den geringsten Wert für die Schaltvariable hat. Wiederholung bis keine Kostenverbesserung.
[Bab+23]	AC	■	■	□	MINLP	Zusätzlich zu Topologie die Rekonfiguration von Sammelschienen; Sowohl Zusammenführen oder Aufteilen von Knoten in der Netztopologie als auch das Umbelegen von Stromkreisen.
[FRC12]	AC	■	■	□	LP/MILP	Zwei Heuristiken werden angewendet. Die erste löst eine Reihe von LPs und entfernt schrittweise eine Leitung nach der anderen. Die Zweite Heuristik löst eine Abfolge von MILP, wobei nacheinander jeweils eine Leitung deaktiviert wird.

Tabelle 4.6: Übersicht über Verfahren mit Greedy-Heuristik

Dynamische Programmierung (DP)

Inspiriert von Dynamische Programmierung (DP) nutzt [PJH16] im OTS ein schrittweises Lösungsverfahren. Nach jeder Topologiemaßnahme werden die verbleibenden Leitungen anhand u.a. der Auslastung und der LMPs geordnet. Die (n-1)-Sicherheit wird für jeden Schaltübergang erneut geprüft. Auch fließt die Sensitivität der Erzeugungskosten in diesem Verfahren in die Priorisierung der Schaltentscheidungen ein. Der wesentliche Unterschied zu Greedy-Heuristiken (vgl. 4.2) besteht hier in der Bewertung zahlreicher verschiedener Pfade zwischen den Stufen.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[PJH16]	AC/DC	◪	◪	■	DP	In jeder Stufe werden nur einige Leitungen für eine Topologiemaßnahme berücksichtigt. Die Priorisierung der Leitungen geschieht in jeder Stufe erneut auf Basis von LMPs oder der Höhe der Auslastung.

Tabelle 4.7: Übersicht über Verfahren mit Dynamischer Programmierung (DP)

Projektbezogene Einordnung heuristischer Komplexitätsreduktion

Der Hauptvorteil von Heuristiken ist die schnelle Lösungsfindung. Dabei basieren die angewendeten Heuristiken auf simplen Regeln, nutzen ein strukturiertes Vorgehen zur Lösungsfindung, oder profitieren von der Kenntnis guter Lösungen für ähnliche Probleme. Demgegenüber steht der Nachteil, dass die Qualität der durch die Heuristik ermittelten Lösung variiert und keine allgemeinen Aussagen über die Lösungsqualität möglich sind. In der binären Topologieoptimierung werden in der Regel verzweigende Verfahren als Optimierungsmethoden verwendet. Diese Verfahren profitieren stark von der Verfügbarkeit qualitativ hochwertiger Schranken für die Zielfunktionswerte. Diese Schranken ermöglichen es, bestimmte Lösungswege im Optimierungsprozess zu vernachlässigen, was wiederum die Lösungszeiten erheblich beschleunigt (vgl. [Cof+14]). Der Einsatz von Heuristiken kann dazu beitragen, die Qualität dieser Schranken zu verbessern, was im Lösungsprozess von entscheidender Bedeutung ist (vgl. [HP22]). Für das Projekt InnOpTEM steht die Lösungsqualität im Vordergrund, dennoch ist der Einsatz von Heuristiken für den Umgang mit der hohen Komplexität des Problems und zur Verbesserung der Lösungsperformance zu prüfen.

4.3 Verfahren mit maschinellem Lernen

Verfahren des maschinellen Lernens eignen sich zur Erkennung komplexer Zusammenhänge und nutzen dabei häufig Künstliche Neuronale Netze (KNN), um die Abhängigkeitsstrukturen der vorliegenden Inputs anzueignen. Ein Vorteil dieser Verfahren ist, dass die rechenintensiven Operationen in einen Trainingsprozess ausgelagert werden, der zeitlich unabhängig vom späteren Einsatz

durchgeführt werden kann. Für die Anwendung genügt dann das trainierte Modell, um Ergebnisse in konstanter, vergleichsweise kurzer Zeit zu berechnen.

Supervised Learning

Beim Supervised Learning liegen für gegebene Inputs bereits vorgegebene Outputs vor. Die Zusammenhänge werden anhand einer Stichprobe spezifizierter Trainingsinstanzen erlernt, deren korrekte Ausgabe durch einen externen Experten bereitgestellt wird. Hierbei könnten beispielsweise die Ergebnisse einer rechenintensiven Optimierung als Ausgabe vorgegeben werden. Das Ziel ist die Generalisierung der in den Trainingsdaten beobachteten Zusammenhänge auf beliebige, unbekannte Eingangsdaten.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[YO19]	DC	■	■	□	KNN	Iteratives Abschalten von Leitungen basierend auf Prioritätslisten; Vergleich von KNN-Verfahren mit Entscheidungsbäumen, k-NN-Verfahren und MILP
[BCS22]	DC	■	■	□	KNN	Gaußsche Radiale Basisfunktion zur direkten Vorhersage einer Zieltopologie basierend auf Knotenleistungen; Bestimmung von Leitungen die im Netz in Betrieb sein sollen; Vergleich mit sensitivitätsbasierter Heuristik

Tabelle 4.8: Übersicht über Verfahren mit Supervised Learning

Reinforcement Learning (RL)

Beim RL wählt ein Agent Aktionen auf Basis der Beobachtung seiner Umwelt aus und versucht dabei eine kumulierte Belohnung zu maximieren. Hierbei wird in einer iterativen Trial-and-Error-Methode mit Hilfe der numerische Belohnung für die jeweils gewählte Aktion das Wissen über die Umwelt aktualisiert und somit das Verhalten des Agenten angepasst. Dies bedeutet, dass für das RL keine vorgegebenen Outputs und auch keine externe Beaufsichtigung notwendig sind. Hierfür wird ein Markow-Entscheidungsprozess genutzt, der die mathematisch idealisierte Formalisierung eines sequentiellen Entscheidungsproblems darstellt. In diesem wird eine diskrete Sequenz an Zeitpunkten in der Agent-Umwelt-Interaktion durchlaufen, in denen die drei Signale Zustand, Aktion und Belohnung für jede Episode bestimmt werden.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[Sub+21]	AC	◪	◪	□	DRL	Verfahren in dem ein Agent die Entscheidung über die Wahl der Sammelschienenkonfiguration trifft. Es wurde ein sehr kleines Netz verwendet und nur eine begrenzte Bewertung der Netzsicherheit genutzt.
[Dam+22]	AC	■	◪	□	DRL	Verfahren zur Sammelschienenkonfiguration; Vergleich verschiedener DRL-Techniken auf einem kleinen Netz.
[Tan+22]	AC	■	■	□	DRL	Verfahren zur Reduktion von Kurzschlussströmen und Leitungsauslastung durch iterative Leitungsabschaltung mit Minimierung der benötigten Abschaltungen.
[Deu+20]	AC	■	■	□	DRL	Sammelschienenwechsel zur Reduktion von Auslastungen; Verwendung von graphenbasierten KNN und Vergleich mit verschiedenen DRL-Ansätzen.
[Fux+23]	AC	■	■	□	MCTS	Sammelschienenwechsel zur Reduktion von Leitungsauslastungen mit MCTS und nachgelagerter RDO; Reduktion der möglichen Auswahl von topologischen Maßnahmen auf die 2000 historisch am häufigsten durchgeführten Topologiemaßnahmen.

Tabelle 4.9: Übersicht über Verfahren mit Reinforcement Learning (RL)

k-Nearest-Neighbor (k-NN)-Heuristik

Das k-Nearest-Neighbor (k-NN)-Verfahren als Verfahren des maschinellen Lernens nutzt Ähnlichkeiten zwischen Instanzen, um Entscheidungen zu treffen, basierend auf klassifizierten Trainingsdaten mit Eigenschaften wie Lastprofilen und Erzeugungskosten. Durch die Ermittlung der k nächsten Nachbarn mittels Distanzmetriken werden Instanzen klassifiziert oder Werte prognostiziert. Die Methode bietet Effizienz, zeigt jedoch Limitationen in der Lösungsqualität aufgrund begrenzter Informationen. In diesem Projekt ist ein weiterer Nachteil dieser Verfahren, dass Wechselwirkungen zwischen Redispatch (RD) und Topologieoptimierung nur eingeschränkt berücksichtigt werden.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[Joh+20]	DC	■	■	□	k-NN	Vergleich von k-NN-Verfahren mit anderen Heuristik in und Untersuchung großer Systeme.

Tabelle 4.10: Übersicht über Verfahren mit k-NN-Heuristik

Projektbezogene Einordnung Verfahren maschinellen Lernens

Verfahren von maschinellem Lernen stellen geeignete Ansätze für das Projekt InnOpTEM dar, da sie vor allem wegen der Verlagerung der rechenintensiven Operationen in das Training einen Laufzeitvorteil gegenüber konventionellen Optimierungsverfahren haben. Grundsätzlich scheint eine Abbildung der in InnOpTEM identifizierten Randbedingungen möglich, jedoch hat keiner der vorgestellten Ansätze bisher alle Aspekte gemeinsam berücksichtigt.

Verfahren des Supervised-Learning sind grundsätzlich geeignet um historische Topologiemaßnahmen zu erlernen, hinzukommend können Ergebnisse der in InnOpTEM entwickelten Optimierungsansätze berücksichtigt werden. So könnte die Betriebsführung von ursprünglich bewährten Topologiemaßnahmen stückweise zu den neu ermittelten Topologiemaßnahmen herangeführt werden und die Akzeptanz der Ergebnisse der neuen Algorithmen erhöht werden. Mit RL-Ansätzen ist eine Abbildung aller Restriktionen möglich. Hierbei ist der Algorithmus durch das Trial-and-Error-Vorgehen nicht auf historische oder mit anderen Methoden bestimmte Inputs beschränkt, sondern kann auch neuartige Schaltkombinationen, die für die Situation geeignet sind, als bestes Ergebnis ermitteln. Ein Nachteil der Verfahren maschinellen Lernens ist, dass die Ergebnisse in jedem Fall nochmal auf die korrekte Einhaltung der elektrotechnischen Gleichungen geprüft werden muss, da die Modelle auf einer Verallgemeinerung der Eingabedaten basieren und nicht garantiert ist, dass für die reale Anwendung alle Zusammenhänge korrekt erlernt wurden.

4.4 Mehrstufige Verfahren

Die Vereinbarung von großen Netzen mit vielen Schaltmöglichkeiten und vielen Zeitpunkten wurde insbesondere durch die Verwendung mehrstufiger Optimierungsverfahren ermöglicht. In der Regel ist der Redispatchoptimierung (RDO) hier eine Topologievorauswahl diverser (Basis-)Topologien vorgelagert.

[Hof20] führt eine von heuristischen Suchbaumverfahren und linearisierter Redispatchoptimierung geprägte Topologievorauswahl durch bevor in einer RDO die Auswahl getroffen wird welche Topologie für welche Stunde genutzt wird. Dieses Verfahren ist in der Lage viele Zeitschritte in annehmbarer Zeit gekoppelt zu berechnen. Jedoch werden statt einzelnen Schaltentscheidungen in diesem Verfahren mehrere Schaltentscheidungen zu einer Topologie zusammengefasst und lediglich die ganze Topologie steht in der Optimierung zur Auswahl. Das Verfahren aus [Hof20] stellt die Basis für den in Abschnitt 5.4 vorgestellten Optimierungsansatz der Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl dar.

[Moo19] wählt einen ähnlichen Ansatz, der sich jedoch in der Redispatchoptimierung (RDO) unterscheidet. Während [Hof20] nach der Topologiegenerierung innerhalb der RDO die Topologie

wählt, wird bei [Moo19] für die vielversprechendsten Topologien jeweils eine RDO durchgeführt. Ausgewählt wird diejenige Topologie mit dem geringsten Zielfunktionswert (ZFW). Dies geht mit einer Erhöhung der Laufzeit einher. Als Verfahren zur Topologiebestimmung nutzt [Moo19] einen Ansatz der Partikelschwarmoptimierung (PSO).

Ein iteratives Verfahren wurde von [Ewe+22] vorgestellt, welches sensitivitätsbasiert Topologiemaßnahmen bestimmt. Sensitivitätsbestimmung, Topologieoptimierung, Leistungsflussberechnung, und SCOPF werden iterativ durchgeführt bis ein Iterationslimit oder Konvergenz erreicht wurde. Dieses Verfahren diente als Basis für die in Abschnitt 5.2 vorgestellte iterative sensitivitätsbasierte Optimierung.

Schlüssel	LF	T	B	(n-1)	Opt	Beschreibung
[Hof20]	AC/DC	◪	◪	■	MILP, Benders	RD-Optimierung wählt aus begrenzten Topologien aus. Massiver Laufzeitvorteil durch Trennung der Topologiegenerierung von Topologieauswahl.
[Nat17]	AC/DC	◪	◪	■	LP/MILP	Heuristische Filterung der zu untersuchenden Topologiemaßnahmen; linearisierte Redispatchoptimierungen zur Bewertung der verbleibenden Maßnahmen; heuristische Auswahl und Kombination der Maßnahmen zu Topologien; Auswahl der Topologie in der RDO
[Moo19]	AC	■	◪	■	PSO	Bestimmung optimaler Schaltzustände für repräsentative Netznutzungsfälle in einem detaillierten Netzmodell.
[Ewe+22]	AC	◪	◪	■	MILP	Senstivitätsbasierte Bestimmung der Topologie. Iteratives Verfahren mit Sensitivitätsbestimmung, Topologiebestimmung, RDO
[Sch18]	AC	◪	◪	■	PSO	Partikelschwarmoptimierung der Topologie in der iterativ Leistungsflussberechnungen und Ausfallapproximationen zur Bewertung des Systemzustandes genutzt werden.
[Kap09]	AC	■	◪	■	GA	Nutzt einen GA, der mittels Topologiemaßnahmen die Netzausbau- bzw. Netzengpassmanagementmaßnahmen minimiert. Dabei findet eine Vorfilterung der Topologiemaßnahmen statt. Umbelegungen werden als Drehschalter definiert und neue Netzausbaumaßnahmen werden als Topologiemaßnahmen mit hohen Kosten behandelt.
[Hei+21]	AC	■	◪	■	MISOCP	Die Probleme Topologieoptimierung, optimierter Leistungsfluss und Ausfallsimulation werden getrennt behandelt und dabei wird der Nutzen einer Rekonfiguration von Sammelschienen hervorgehoben.

Tabelle 4.11: Übersicht über mehrstufige Verfahren

Projektbezogene Einordnung mehrstufiger Verfahren

Der Hauptvorteil einer Zerlegung in mehrere, kleinere Teilprobleme ist die beschleunigte Lösungszeit. Aus diesem Grund sind mehrstufige Verfahren für das Projekt InnOpTEM zur Einhaltung in der Praxis nutzbarer Rechenzeiten relevant. Jedoch ist zu beachten, dass diese Zerlegung oft mit einer unvollständigen Berücksichtigung aller Randbedingungen und Freiheitsgrade einhergeht. Eine weitere Herausforderung besteht darin, dass Wechselwirkungen, wie beispielsweise zwischen Redispatch- und Topologieoptimierung möglicherweise nicht ausreichend berücksichtigt werden. Dies kann dazu führen, dass mögliche Synergien zwischen diesen beiden Prozessen nicht optimal genutzt werden. (vgl. [Hof20]) Aus diesem Grund muss bei jeder Problemzerlegung im Projekt sichergestellt werden, dass Wechselwirkungen der Teilprobleme adäquat abgebildet werden.

4.5 Betrachtete Verfahren und Verfahrensbestandteile

Spalte	Beschreibung
Schlüssel	Schlüssel im Literaturverzeichnis
LF	Abbildung des Leistungsflusses
Opt	Genutzte Optimierungsmethode
Netzgröße	Genutzte Netzgröße zur Demonstration
(n-1)	Abbildung einer Ausfallbetrachtung
I	Abbildung von Stromgrenzen
U	Abbildung von Spannungsgrenzen
I_k''	Abbildung von Kurzschlussstromgrenzen
KW	Abbildung von Kraftwerks-/Generatorrestriktionen
TMB	Topologiemaßnahmenbegrenzung
ZT	Einschränkung Zeitpunkt der Topologiemaßnahme
SSU	Abbildung von Sammelschienenumbelegungen
RN	Randnetzbetrachtung

Tabelle 4.12: Spaltendefinitionen für Tabelle 4.13

Die folgende Tabelle fasst die betrachtete Literatur zusammen. ■ entspricht einer adäquaten Abbildung der Randbedingungen, während ◪ eine teilweise Abbildung anzeigt. Eine fehlende Abbildung bzw. Berücksichtigung wird durch □ dargestellt.

	Modell			Technische Randbed.					Betriebliche Randbed.			
Schlüssel	**LF**	**Opt**	**Netzgröße**	**(n-1)**	**I**	**U**	**I_k''**	**KW**	**TMB**	**ZT**	**SSU**	**RN**
[Bab+23]	AC	MINLP	◪	□	■	■	□	□	□	□	■	□
[BG86]	AC	LP	□	□	■	◪	□	□	◪	□	■	□
[Bai+17]	AC	MISOCP	□	□	■	■	□	■	◪	□	□	□
[BBB12]	DC	MILP	◪	■	■	□	□	■	◪	■	□	□
[BCS22]	DC	KNN	◪	□	◪	□	□	□	□	□	□	□
[Cof+14]	AC	MINLP	■	□	■	■	□	□	□	□	■	□
[CW14]	AC	Greedy	◪	□	■	■	□	◪	■	□	□	□
[Dam+22]	AC	DRL	□	■	■	□	□	□	□	□	■	■
[Deu+20]	AC	DRL	□	□	■	□	□	□	□	□	■	□
[EKM15]	DC	Heuristisch	■	□	■	■	□	□	□	□	■	□
[Ewe+22]	AC	MILP	■	■	■	□	□	■	■	□	□	□
[FOF08]	DC	MILP	◪	□	■	□	□	■	◪	□	□	□
[FRF17]	DC	MILP	◪	□	■	□	□	□	◪	□	■	□
[FRC12]	DC	MILP	◪	□	■	□	□	□	◪	■	□	□
[Fux+23]	DC	MCTS-based	□	□	□	□	□	■	□	□	□	□
[Gol+17]	DC	MILP	◪	□	□	□	□	■	□	■	■	□
[Gra+06]	DC	MILP	◪	□	□	□	□	□	◪	□	□	□
[HH22]	AC	MILP	□	□	■	□	□	□	□	□	□	□
[HHS22]	DC	MILP	□	■	□	□	□	□	◪	□	□	■
[HSH21]	DC	MILP	□	■	■	□	□	□	◪	□	□	■
[Hei+21]	AC	MISOCP	□	■	■	■	□	■	◪	□	■	□
[HDG14]	DC	MILP+Benders	□	■	■	□	□	■	◪	□	■	□
[HG16]	DC	MILP	■	□	■	□	□	□	◪	□	■	■
[HK16]	AC	MINLP	□	■	□	■	□	■	◪	□	□	□

		Modell		Technische Randbed.					Betriebliche Randbed.			
Schlüssel	**LF**	**Opt**	**Netzgröße**	**(n-1)**	**I**	**U**	$\mathbf{I''_k}$	**KW**	**TMB**	**ZT**	**SSU**	**RN**
[Hin+21]	DC	MILP	◪	□	■	□	□	□	□	□	■	□
[HP22]	DC	MILP	■	◪	■	□	□	■	◪	□	□	□
[Hof+19]	AC	MILP	■	■	■	□	□	■	□	□	□	□
[Hof20]	AC/DC	MILP+Benders	■	■	■	□	■	■	◪	□	■	■
[Joh+20]	DCOPF	MILP+Heuristik	■	□	■	□	□	■	□	□	□	□
[JK13]	DC	MILP+Heuristik	■	□	■	□	□	◪	◪	□	□	□
[Kap09]	AC	GA	■	■	■	■	■	◪	■	□	■	■
[KG11]	ACOPF	MILP	□	□	■	■	□	□	◪	□	□	□
[KFL18]	DCSCOPF	-	◪	■	■	□	□	□	□	□	□	◪
[KGD13]	AC	MINLP	◪	■	■	■	□	□	◪	□	□	□
[Li+21]	DC	MILP	■	□	■	□	□	■	□	□	□	□
[LWO12]	DC	MILP+Heuristik	◪	□	■	□	□	□	□	□	□	□
[Moo19]	AC	PSO	■	■	■	■	□	□	□	■	■	■
[Mor+22]	DC	MILP+Benders	◪	◪	■	□	□	■	■	■	■	□
[Nat17]	AC	LP/MILP	■	■	■	◪	■	■	■	□	■	■
[NGK12]	DC/AC	Benders	□	□	■	■	□	◪	□	□	■	□
[NB20]	DC	MILP	■	□	■	□	□	■	□	□	□	□
[Num+23]	AC/DC	MINLP	□	◪	■	◪	□	■	◪	□	□	□
[PJH16]	AC/DC	Heuristik	◪	■	■	◪	□	□	□	□	□	□
[QW15]	DC	MILP	◪	□	■	□	□	■	■	□	□	□
[Rui+11]	DC	LP	◪	□	■	□	□	◪	■	□	□	□
[Rui+12]	DC	Shift factor MILP	◪	■	■	□	□	□	■	□	□	□
[Sah+14]	AC/DC	MILP+Heuristik	■	□	■	◪	□	□	□	□	□	□
[Sal18]	AC	MINLP+Benders	◪	■	■	■	□	□	■	□	□	□
[Sch18]	AC	PSO	□	■	■	■	□	◪	□	□	■	□
[SF14]	AC/DC	MILP	◪	□	■	□	□	■	□	□	□	□
[Sub+21]	AC	DRL	□	□	■	■	□	□	◪	■	■	□
[Sun+21]	AC	MISOCP	◪	□	■	■	□	□	□	□	■	□
[Tan+22]	AC	DRL	◪	□	■	■	■	□	■	□	□	□
[Yan+16]	DC	MILP	◪	□	■	□	■	□	■	□	□	□
[YO19]	DC	KNN	■	□	■	□	□	■	◪	□	□	□
[ZHA+19]	AC/DC	MILP+Benders	□	□	◪	■	□	□	◪	□	□	□
[ZZH23]	DC	MILP	□	□	■	□	□	■	◪	□	□	□

Tabelle 4.13: Überblick über Randbedingungen der betrachteten Ansätze

5 Entwicklung Innovativer Ansätze zur Topologieoptimierung

Innerhalb des Projekts wurden in Arbeitspaket 4 verschiedene Ansätze zur Lösung des Engpassmanagementsproblems mit Berücksichtigung von Topologiemaßnahmen entwickelt. Dieses Kapitel beschreibt die nach Abschluss der Arbeitspakete 4.3 und 4.4 sowie nach Erreichen des Projektmeilensteins 4.2 und 4.3 verfügbaren innovativen Ansätze zur Topologieoptimierung von Übertragungsnetzen. In Arbeitspaket 5.2 bzw. mit Erreichen des Projektmeilensteins 5.2 wurden die Ansätze praxisnah, unter Verwendung der in Abschnitt 2.6 beschriebenen gemeinsamen Eingangs- und Ergebnisdatenbank, implementiert und in Arbeitspaket 5.3 weiter verbessert sowie beschleunigt.

Bei der Entwicklung der Ansätze wurden verschiedene Lösungsverfahren verwendet, um das Potenzial verschiedener Optimierungsansätze für eine praktische Anwendung zu evaluieren. Eine Übersicht über die verschiedenen Ansätze findet sich in Abbildung 5.1. Die Ansätze werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

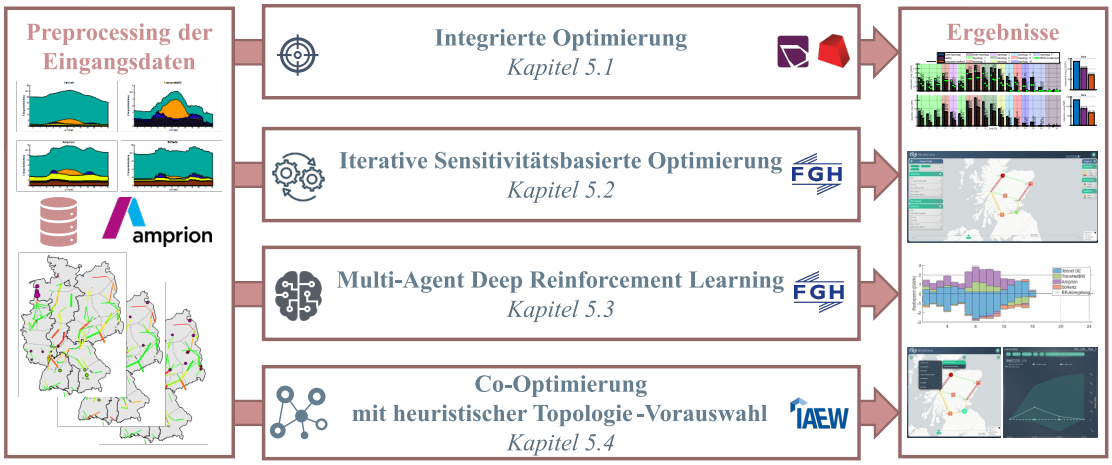


Abbildung 5.1: Übersicht entwickelter innovativer Ansätze zur Topologie-Optimierung

Der in Abschnitt 5.1 beschriebene Ansatz, nachfolgend mit *Integrierte Optimierung* benannt, löst das Problem mithilfe von Ansätzen der mathematischen Optimierung geschlossen. Hier wird sowohl ein kompaktes Lösungverfahren als auch ein dekompositionbasiertes Lösungsverfahren vorgestellt. Der Hauptteil beider Verfahren ist DC-basiert. Im Anschluss an die Hauptoptimierung findet eine AC-basierte Nachberechnung statt, um Ungenauigkeiten in der DC-Formulierung zu berücksichtigen. Das Verfahren ist davon abgesehen exakt, lässt sich aber durch Einstellen einer geeigneten Zeitbeschränkung auch heuristisch verwenden.

Im Abschnitt 5.2 wird die Lösung des Problems mithilfe einer iterativen sensitivitätsbasierten Optimierung beschrieben, nachfolgend mit *Iterative Optimierung* benannt. Dabei findet in einem mehrstufigen Verfahren abwechselnd eine Topologie- und eine RD/PST-Optimierung statt. Weiterhin findet eine Vorfilterung der Topologiemaßnahmen statt. Die Wirkung von RD, PSTs und Topologiemaßnahmen wird auf Grundlage eines AC-Leistungsflusses linear approximiert.

Der in Abschnitt 5.3 entwickelte Ansatz basiert auf einer datengetriebenen, heuristischen Lösungsmethode. Es wird eine Methode des maschinellen Lernens in Form von Multi-Agent Deep Reinforcement Learning (DRL) eingesetzt, um mithilfe mehrerer Agenten geeignete Lösungen zu erlernen. Während des Trainings werden gefundene Maßnahmen durch eine AC-Leistungsflussberechnung und eine Ausfallrechnung bzw. -approximation bewertet.

Der letzte vorgestellte Ansatz, die *Co-Optimierung* mit heuristischer Topologievorauswahl, ist ein heuristisches, mehrstufiges Verfahren. Er wird in Abschnitt 5.4 vorgestellt. Zur Komplexitätsreduktion findet eine Vorfilterung der Topologiemaßnahmen statt. In mehreren Stufen werden sukzessive zuerst einzelne und dann kombinierte Topologiemaßnahmen bewertet und gefiltert.

Schließlich werden die verbleibenden Topologiemaßnahmen zu Topologien zusammengesetzt, welche diskret innerhalb einer Engpassmanagementoptimierung ausgewählt werden können. Dabei werden AC-Leistungsflussberechnungen für die Ermittlung des (n-0)-Zustandes und lineare Sensitivitäten für den Redispatch-Einsatz und die Approximation des Leistungsflusses in Ausfallsituationen verwendet. Zur Lösung des resultierenden MILPs, der *Co-Optimierung* von Topologie- und Redispatchmaßnahmen, können Dekompositionsverfahren verwendet werden.

5.1 Integrierte Mathematische Optimierung

Ansätze der mathematischen Optimierung verwenden Methoden der Operations Research um Topologie- und Redispatchmaßnahmen zu bestimmen. Dabei wird zuerst das Problem als mathematisches Programm, bestehend aus Variablen, Nebenbedingungen und einer Zielfunktion, aufgestellt, das die abzubildenden Zusammenhänge modelliert. Für praxisrelevante Probleme enthalten diese Programme häufig Variablen, die lediglich binäre oder ganzzahlige Werte annehmen dürfen. Solche Probleme werden dann von spezialisierten Lösungsalgorithmen gelöst, häufig von einer Variante des Branch-and-Bound-Algorithmus [LD60]. Die Forschungs- und Entwicklungsarbeit besteht hier also nicht nur in der Abbildung des Problems innerhalb eines Algorithmus, sondern insbesondere in der Anpassung und Verbesserung zur Beschleunigung bestehender Algorithmen passend zum Problem. Dabei besteht der Branch-and-Bound-Algorithmus aus vielen komplexen, ineinandergreifenden Teilen, sodass diese Anpassungen durchaus komplex sein können.

Dieses Vorgehen bringt einige Vorteile mit sich. Einerseits sind die Ergebnisse bei Abschluss des Branch-and-Bound-Algorithmus garantiert optimal, das heißt, es existiert keine in Hinblick auf die Zielfunktion bessere Lösung, die trotzdem alle Bedingungen erfüllt. Außerdem schließen manche heuristische Algorithmen gewisse Lösungen bereits im Vorhinein aus. Dies kann explizit bspw. durch Filtern von Maßnahmen (wie in Abschnitt 5.4), oder implizit durch das Vorgehen des Algorithmus (z.B. iterativ wie in Abschnitt 5.2) entstehen. Dabei können neuartigere und potenziell bessere Lösungen, die vom Branch-and-Bound-Algorithmus gefunden werden würden, verloren gehen. Weiterhin zeichnet sich der Branch-and-Bound-Algorithmus durch eine große Flexibilität bei Änderungen des Ausgangsproblems aus. Viele zusätzliche Bedingungen lassen sich ohne weiteres im Modell abbilden, ohne weitere Änderungen des Algorithmus zu erfordern. Dies ermöglicht es Personen, die sich mit mathematischer Modellierung im Allgemeinen, nicht aber mit der spezifischen Implementierung des Algorithmus, auskennen, selbständig Änderungen an der Lösungsauswahl vorzunehmen. Die Wartungsfreundlichkeit und Anpassungsfähigkeit an zukünftige Entwicklungen wird somit erhöht.

Als größter Nachteil lassen sich die, im Vergleich zu manchen rein heuristischen Verfahren, hohen Optimierungslaufzeiten nennen. Je nach Problemart und -größe kann es sein, dass innerhalb der gewünschten Zeitrahmen keine oder nur schlechte Lösungen gefunden werden. Dies lässt sich allerdings durch Weiterentwicklungungen am Lösungsalgorithmus, hier Branch-and-Bound, verringern. Neben generellen Laufzeitverbesserungen lassen sich beispielsweise sogenannte Primalheuristiken anwenden, die schon früh im Algorithmus Lösungen finden, die nicht nur den Ablauf des Algorithmus beschleunigen, sondern auch direkt als Ausgabe verwendet werden, falls eine Zeitbeschränkung erreicht wird.

5.1.1 Übersicht Entwicklungen

Hauptaugenmerk der Entwicklung in vorliegendem Abschnitt ist die Ermittlung global optimaler Lösungen. Um dies sicherzustellen, wird das gesamte Problem integriert, d.h. Topologie und Redispatch in einem Problem, gelöst. Außerdem finden für das Gesamtresultat des Algorithmus keine Einschränkungen auf Maßnahmen oder Ausfallsituationen statt. Im Rahmen des Projekts wurden dafür zwei Modelle zur integrierten mathematischen Optimierung entwickelt. Der erste formuliert das Problem als ein einziges, großes Modell, welches von einem Branch-and-Bound-Algorithmus gelöst wird. Diese Formulierung wird auch als die “kompakte” Formulierung bezeichnet, und beinhaltet explizit sämtliche Ausfallsituationen ohne jegliche Filterung. Im Gegensatz dazu wird beim zweiten Ansatz das Problem in mehrere Teile dekomponiert, im Rahmen einer sogenannten Benders-Dekomposition [Ben62]. Hier werden die verschiedenen Teile des Problems getrennt gelöst, kommunizieren dabei aber miteinander, um eine gesamtoptimale Lösung zu gewährleisten.

Beide Formulierungen basieren auf einer DC-Approximation des Netzwerkflussverhaltens. Wie im Folgenden erläutert, gilt dies nur für die Auswahl der Topologiemaßnahmen, der Redispatch wird nach der Berechnung einer Topologie mit einer AC-Formulierung exakt nachberechnet. Es kann durch diese Vereinfachung zu global suboptimalen Lösungen für das Gesamtmodell kommen.

Die kompakte Formulierung ist für reale Instanzen aufgrund der Problemgröße ungeeignet. Dies liegt vor allem an der großen Menge an Ausfallsituationen. Für jedes dieser Szenarien muss der Leistungsfluss auf Engpassfreiheit überprüft werden, weswegen eine getrennte, explizite Abbildung aller relevanten Leistungsflussvariablen und -nebenbedingungen unabdingbar ist. Dies führt aber dazu, dass auf der verwendeten Hardware nicht ausreichend Arbeitsspeicher verfügbar ist, um das Problem sinnvoll zu lösen. Im Folgenden liegt der Fokus daher auf der dekomponierten Formulierung und dessen Lösungsalgorithmus.

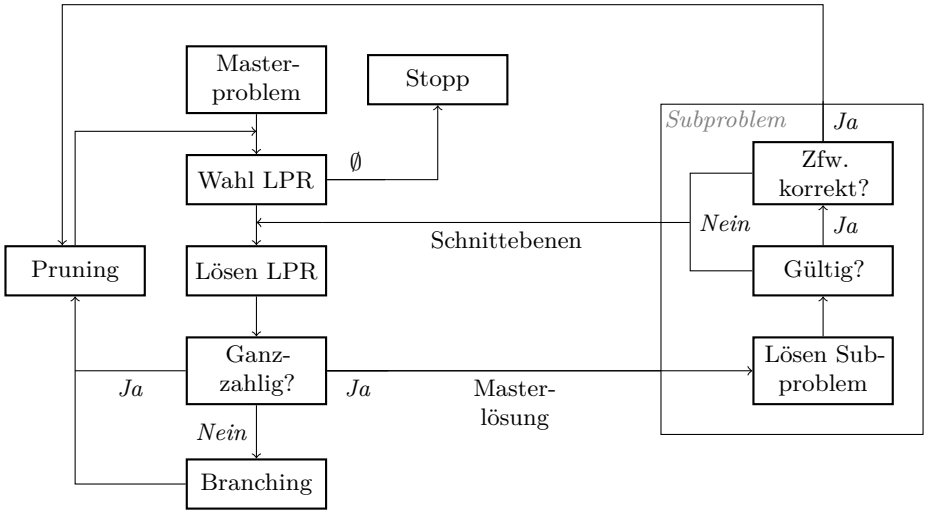


Abbildung 5.2: Ablauf Branch-and-Benders-Cut

Die Benders-Dekomposition wird im Rahmen eines Branch-and-Benders-Cut-Algorithmus angewandt. Hierbei zerlegen wir das Problem in das Masterproblem, welches alle Topologie- und Redispatchvariablen und zugehörige Nebenbedingungen enthält, und ein Subproblem pro Ausfallsituation. In jedem Subproblem wird für eine gegebene Masterlösung der Leistungsfluss der entsprechenden Ausfallsituation berechnet und bewertet. Dem Masterproblem wird außerdem eine Variable pro Subproblem hinzugefügt, welche eine untere Grenze für die Kosten des entsprechenden Subproblems bei gegebener Masterlösung abbildet. Der Ablauf des Algorithmus wird in Abbildung 5.2 skizziert: Die LP-Relaxierung des Masterproblems (im Folgenden vereinfacht Masterproblem genannt) wird wie üblich bei einem Branch-and-Bound-Algorithmus innerhalb einer Baumstruktur gelöst, wobei zu fraktionalen Variablen iterativ Ganzzahligkeitsbedingungen hinzugefügt werden, um innerhalb des gesamten fraktionalen Lösungsraums die besten ganzzahligen Lösungen zu finden. Wird eine ganzzahlige Lösung gefunden, muss diese innerhalb eines Subproblems validiert werden, um die Gültigkeit für das originale Problem zu gewährleisten. Hierfür muss jedes Subproblem überprüft werden. Es können drei Fälle auftreten:

1. das Subproblem ist ungültig. In diesem Fall wird eine Gültigkeitsschnittebene zu dem Masterproblem hinzugefügt, welche die ungültige Masterlösung, und eventuell noch weitere, abschneidet.
2. das Subproblem ist gültig, aber der tatsächliche optimale Zielfunktionswert liegt über der aktuellen unteren Schranke im Masterproblem. In diesem Fall wird eine Optimalitätsschnittebene zu dem Masterproblem hinzugefügt, welche die entsprechende untere Schranke im Master für die, mit Bezug auf den Zielfunktionswert, ungültige Masterlösung, und eventuell noch weitere, nach oben korrigiert.
3. das Subproblem ist gültig, und der tatsächliche optimale Zielfunktionswert ist kleiner oder gleich der aktuellen unteren Schranke im Masterproblem. In diesem Fall wird keine Schnittebene hinzugefügt.

Die Subprobleme können parallel gelöst werden, da keine direkte Abhängigkeit besteht. Wenn für keines der Subprobleme eine Schnittebene hinzugefügt wird, kann die Lösung akzeptiert werden, und es wird mit dem restlichen Branch-and-Bound-Algorithmus fortgefahren. Andernfalls muss der entsprechende Knoten mit den neu hinzugefügten Schnittebenen nochmal gelöst werden.

Das Verwenden von Branch-and-Benders-Cut ermöglicht bereits das Lösen realer Instanzen, aber nicht im gewünschten Zeitrahmen von maximal 1-4 Stunden zur Einbettung in die Planungsprozesse. Entsprechend wurden einige Verbesserungen entwickelt, die im Folgenden aufgezählt werden.

5.1.2 Heuristischer Start

Für praktische Anwendungen ist es wichtig, im gewünschten Zeitrahmen garantiert eine gültige Lösung zu erhalten. Dies kann für das gegebene Problem mit Branch-and-Benders-Cut aber nicht immer gewährleistet werden. Um dies dennoch zu gewährleisten wird daher ein mehrstufiger Startprozess verwendet, bei dem der Lösungsraum sukzessiv erweitert wird. Zuerst wird das Problem gelöst, ohne das Ein-/Ausschalten von Zweigen zu ermöglichen. Dadurch wird sehr schnell eine Lösung gefunden, die aber aufgrund des eingeschränkten Lösungsraums von geringerer Qualität sein kann. Außerdem ermöglicht dieses Vorgehen, gewisse Kennzahlen über die Komponenten des Netzwerks zu ermitteln, die zur Bewertung der "Nützlichkeit" des Schaltens einzelner Stromkreise dienen. Daraufhin wird ein Problem mit größeren Freiheitsgeraden gelöst.

Hierbei kann bis zu ein Zweig geschaltet werden, aus einer eingeschränkten Auswahl an Zweigen. Die Auswahl an Zweigen orientiert sich dabei, ähnlich wie in anderen Ansätzen beschrieben, an den vielversprechendsten Kandidaten. Die Lösung dieses Problems ist zwar noch nicht bewiesen optimal, kann aber je nach Netzsituation schon nah an der Qualität einer Optimallösung sein. Daraufhin wird der Suchraum erweitert, es können nun bis zu zwei Zweige aus einer erweiterten Auswahl gewählt werden. Dieses Verfahren kann wiederholt werden bis gewisse Grenzwerte erreicht sind, ab welchem dann das ursprüngliche Problem gelöst wird.

Neben der schnelleren Berechnung von gültigen Lösungen kann dieses Verfahren noch weitere Vorteile haben: Das Wissen über gültige Lösungen ("Primallösungen") und deren Zielfunktionswert kann einen beschleunigenden Effekt auf die Laufzeit des Algorithmus haben. Für die im Projekt gerechneten Eingangsdaten ist dieser Effekt marginal. Tatsächlich führt das Verfahren zwar zu einer beschleunigten Suche nach Primallösungen, verlangsamt aber die Verschärfung der unteren Schranke, sodass insgesamt ein verlängernder Effekt auf die Gesamtlaufzeit beobachtet werden kann. Aufgrund der erwähnten Zeiteinschränkungen und einem geringen praktischen Interesse an Optimalitätszusicherungen ist das Verfahren trotzdem empfehlenswert.

5.1.3 Vermeidung von Inselnetzen

Für eine praktische Anwendung ist es notwendig, dass sich innerhalb des Netzes keine Inseln, d.h. vom restlichen Netzwerk getrennte, "aktive" Teile bilden. Wie in Gleichung 33 lässt sich dies durch das explizite Verbieten derjenigen Topologien, die gegen diese Bedingung verstoßen, modellieren. Dies führt aber zu einer extrem hohen Menge an Verbundenheitsnebenbedingungen, von denen der Großteil normalerweise nicht benötigt wird. Diese Nebenbedingungen werden daher nachträglich generiert. Für eine gegebene Masterlösung wird zuerst das aktive Netz erkannt, d.h. alle Teile des Netzes, welche mit mindestens einer Last oder einem aktiven Energieerzeuger verbunden sind. Dies ist notwendig, da sonst bspw. absichtlich abgeschaltete Teile von Schaltanlagen als Inseln erkannt werden könnten. Daraufhin wird ermittelt, welche Menge an Zweigen (mindestens) wieder eingeschaltet werden müssen, um das Netzwerk wieder zu verbinden. Ein mögliches Vorgehen wäre hier, das zusätzliche Einschalten eines beliebigen ausgeschalteten Zweigs zu fordern. Dies könnte aber dazu führen, das ein an der Trennung unbeteiligter Zweig geschaltet wird, wodurch das Problem weiterhin besteht. Stattdessen wollen wir erzwingen, dass mindestens so viele Zweige zwischen den verschiedenen Zusammenhangskomponenten des aktiven Netzwerks eingeschaltet werden, wie mindestens nötig wären, um sie wieder zu verbinden. Dies entspricht einem Steinerbaumproblem, bei dem alle aktiven Zweige Kosten 0 haben, alle inaktiven Zweige Kosten 1 und alle Knoten Nichtterminale (d.h. Knoten die Teil des Baum sein müssen) sind, außer genau einem (beliebig gewählten) pro Zusammenhangskomponente. Dabei wird immer jeder "Zwischenraum" zwischen den Zusammenhangskomponenten getrennt betrachtet, um möglichst präzise Nebenbedingungen zu

erhalten. Dies muss für alle Ausfallsituationen ausgeführt werden. Alternativ lassen sich simplere Nebenbedingungen auch durch die Bestimmung eines Minimalschnitts berechnen.

5.1.4 Subproblemauswahl

Für das Abschließen einer Benders-Iteration ist es ausreichend, wenn eine einzige Schnittebene gefunden wird, da diese bereits die gegebene Masterlösung abschneidet. Außerdem erzeugen manche Subprobleme keine Schnittebene, das Lösen dieser Subprobleme führt dann zu vermeidbarer Rechenzeit. Dies resultiert in zwei neuen Algorithmusbestandteilen. Einerseits muss entschieden werden, wann genügend Subprobleme gelöst wurden und entsprechend die Suche nach weiteren Schnittebenen abgebrochen werden kann. Andererseits bedarf es einer Bewertung jedes Subproblems hinsichtlich der Wahrscheinlichkeit, dass das Lösen des Subproblems zu einer (möglichst "guten") Schnittebene führt.

Für Ersteres ist zu beachten, dass es eine Abwägung zwischen direkt eingesparter Rechenzeit und dem Verlust an durch weitere gelöste Subprobleme erhaltener Information gibt. Es kann sein, dass durch zu wenige bzw. zu schwache Schnittebenen nicht genügend von der aktuellen Masterlösung und ähnlichen Lösungen abgeschnitten wird. Insbesondere kann das Hinzufügen nur weniger Schnittebenen dazu führen, dass der Zielfunktionswert im Masterproblem weiterhin "gut genug" ist, und die gleiche Lösung mit lediglich einer Anpassung der entsprechenden Benders-Variablen erneut (später oder unverzüglich) vorgeschlagen wird. Weiterhin kann es zu numerischen Problemen kommen, wenn zu viele ähnliche Schnittebenen hinzugefügt werden. Dies kann dazu führen, dass Schnittebenen hinzugefügt werden, deren Einfluss so gering ist, dass sie vom Masterproblem nicht beachtet werden. Die kann wiederum zu suboptimalen oder sogar ungültigen Gesamtlösungen führen. Aus diesem Grund wurden zu den aufgeführten Metriken Toleranzen hinzugefügt, um die Stabilität zu erhöhen. Schließlich kann es sein, dass einige Subprobleme ausreichend unterschiedlich sind, sodass sie in jedem Fall gelöst werden müssen. In diesen Fällen könnte ein vorzeitiger Abbruch und die Hinzufügung nur mancher Schnittebenen von ausgewählten Subproblemen nur zu einer Verzögerung des gesamten Prozesses führen. Es wurden folgende wirkungsvolle Kriterien implementiert:

- Anzahl der gefundenen Schnittebenen in dieser Iteration
- Anzahl der gelösten Subprobleme seit der letzten gefundenen Schnittebene
- Zeitüberschreitung
- Anzahl der gefundenen Gültigkeitsschnittebenen in dieser Iteration
- jede hinzugefügte Optimalitätsschnittebene korrigiert den Lösungswert der Masterlösung nach oben: sollte die, hinsichtlich Topologie und Redispatch, gleiche Masterlösung erneut vorgeschlagen werden, so muss die entsprechende Benders-Variable mindestens auf den korrigierten Zielfunktionswert des Subproblems gesetzt werden. Es lässt sich also beim Hinzufügen der Schnittebene berechnen, wie hoch der Zielfunktionswert der Masterlösung nach Hinzufügen der bisherigen Schnittebenen ist. Aufgrund der Funktionsweise des Branch-and-Bound-Algorithmus wissen wir, dass, sobald dieser Wert die obere Schranke übersteigt zumindest genau diese Masterlösung nicht mehr vorgeschlagen wird.

Letzteres hat sich als besonders effektiv herausgestellt. In jedem Fall wird erst abgebrochen, wenn mindestens eine Schnittebene gefunden wurde. Außerdem werden in gewissen Abständen alle Subprobleme gelöst, um Schwachstellen bei der Auswahl zu überbrücken.

Für die Reihenfolge, in der die Subprobleme gelöst werden, ist das Ziel, möglichst früh Schnittebenen zu finden, die von der Masterlösung möglichst "stark" verletzt werden. Dafür wurden folgende Metriken implementiert:

- die durchschnittliche Abweichung der Lösungswerte der Subproblemvariable im Masterproblem von dem tatsächlichen Zielfunktionswert im Subproblem
- wie häufig durch das Lösen des Subproblems bisher eine Schnittebene gefunden wurde, im Verhältnis dazu wie häufig es gelöst wurde
- wie viele der durch das Subproblem gefundenen Schnittebenen tatsächlich hinzugefügt wurden, im Verhältnis dazu wie viele gefunden wurden
- die Bewertung des Zweigs durch die bereits erwähnten Zweigmetriken
- seit wie vielen Iterationen das Subproblem nicht mehr gelöst wurde

Diese Metriken werden abschließend linear zu einer gemeinsamen Bewertung kombiniert.

5.1.5 Schnittebenenauswahl

Das Hinzufügen von zu vielen Schnittebenen kann dazu führen, dass sich die Lösungszeit des Masterproblems durch seine wachsende Größe verlangsamt. Entsprechend ist es wünschenswert, dass nur die "wichtigsten" Schnittebenen hinzugefügt werden bzw. aktiv sind. Dies wird dadurch erreicht, dass nur eine reduzierte Anzahl an Schnittebenen hinzugefügt wurde, nachdem die gewünschte Menge an Subproblemen gelöst wurde. Es wird hierbei auf die Abweichung der Lösungswerte der Subproblemvariable im Master von dem tatsächlichen Zielfunktionswert im Subproblem geachtet. Je größer die Abweichung, desto größer der Effekt auf das Masterproblem. Bei dieser Einschränkung ist eine signifikante Beschleunigung des Algorithmus zu beobachten.

5.1.6 Teilweise Dekomponierung

Es ist möglich, einen Teil der Ausfallsituationen nicht in Subproblemen, sondern im Masterproblem abzubilden. Der erhoffte Effekt ist dabei eine verbesserte Abbildung der Funktionsweise der Subprobleme im Masterproblem. In unseren Beobachtungen führt diese Änderungen aber zu einer leichten Verlangsamung, sowohl beim Hinzufügen des (n-0)-Zustands als auch einzelner ausgewählter Ausfallsituationen. Grund hierfür ist vermutlich die erhöhte Problemgröße und damit Lösungszeit des Masterproblems, während sich die Lösungszeit der Subprobleme nicht in ausreichendem Maße verringert.

5.1.7 Subproblembeschleunigung

Auch mit den oben genannten Maßnahmen stellt das Lösen der Subprobleme noch immer den mit Abstand größten Bestandteil der Gesamtlaufzeit dar. Es ist also erstrebenswert, dieses zu Beschleunigen. Dafür wurde ein spezialisierter Lösungsalgorithmus entwickelt. Das ursprüngliche Vorgehen ist, das Problem mithilfe eines LP-Lösungsalgorithmus zu lösen, in diesem Fall der Simplexalgorithmus. Der von uns implementierte Algorithmus hat eine komplexitätstheoretisch geringere Komplexität als Simplex, was sich auch empirisch zeigt.

Die zugrundeliegende Beobachtung ist, dass es durch die Auswahl einer Masterlösung bewiesenermaßen nur eine gültige Lösung für jedes Subproblem gibt. Dieses lässt sich durch ein vergleichsweise kleines lineares Gleichungssystem lösen. Dies lässt sich auch auf das dualisierte Subproblem übertragen, welches zur Erstellung der Schnittebenen gelöst werden muss. Der Algorithmus geht also wie folgt vor:

1. Berechnung des Leistungsflusses mithilfe eines linearen Gleichungssystems unter Vernachlässigung von Grenzwerten ("primales Gleichungssystem")
2. Berechnung von Überlastungen oder Spannungswinkelüberschreitungen. Hierdurch lässt sich die Gültigkeit und der Zielfunktionswert des Subproblems feststellen. Wie oben beschrieben wird anhand dieser entschieden, ob eine Gültigkeits- oder Optimalitätsschnittebene hinzugefügt werden muss

3a. Optimalitätsschnittebene: Berechnung der Dualvariablenwerte einer optimalen dualen Lösung. Dies geschieht mit einem linearen Gleichungssystem, welches dieselbe Matrix, aber eine andere rechte Seite als das primale Gleichungssystem hat

3b. Gültigkeitsschnittebene: Berechnung einer dualen Unbeschränktheitsrichtung. Dies geschieht mit einem linearen Gleichungssystem, bei welcher die Matrix des primalen Gleichungssystems um Einträge, welche einen überlasteten Zweig widerspiegeln, erweitert wird. Außerdem wird die duale Zielfunktion als zusätzliche Zeile in eine positive Richtung gezwungen. Andernfalls ist die rechte Seite des Gleichungssystems gleich dem Nullvektor.

Der Algorithmus basiert auf der Annahme, dass keiner der Zweige suszeptanzfrei ist. Er lässt sich jedoch vollständig auf die von uns als suszeptanzfrei angenommenen Umspannwerke erweitern. Dabei werden alle verbundenen Komponenten des durch die Masterlösung und die Ausfallsituation induzierten Graphen zu einzelnen Knoten zusammengezogen, und der Algorithmus dann auf dem dadurch entstandenen Graphen ausgeführt. Dies wird beispielhaft in Abbildung 5.3 dargestellt.
Eine wichtige Beschleunigung des Algorithmus lässt sich durch das Ausnutzen der Ähnlichkeit der Gleichungssysteme unterschiedlicher Ausfallsituationen bzw. ihrer Subprobleme erlangen. Um die Gleichungssysteme zu lösen wird eine sogenannte LR-Zerlegung durchgeführt. Dabei wird die Matrix des Gleichungssystems in eine linke und rechte Dreiecksmatrix zerlegt, welche anschließend

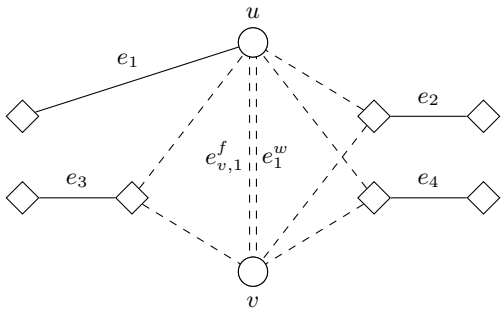


Abbildung 5.3: Umspannwerk aus Abbildung 3.1 nach Zusammenziehen von Zweig $e^f_{u,1}$. e_1 und $e^f_{v,1}$ sind jetzt direkt mit u verbunden.

für das Lösen des Gleichungssystems verwendet werden. Der Zerlegungsschritt hat dabei eine höhere theoretische Komplexität als der Lösungsschritt, insgesamt ändert sich die Komplexität zu anderen Lösungsverfahren zunächst nicht. Dies ist ein übliches Verfahren zum Lösen linearer Gleichungssysteme. Ausnutzen lässt sich die Ähnlichkeit der Gleichungssysteme bei der Zerlegung der Matrix. Hat man zwei Matrizen, die sich nur durch Addition einer Matrix, die durch die Multiplikation zweier Vektoren entsteht, unterscheiden, so lässt sich eine sogenannte "Rang-1-Aktualisierung" durchführen, bei der die Zerlegung der einen Matrix in eine Zerlegung der anderen Matrix umgewandelt wird. Diese hat eine geringere Komplexität als eine vollständige Zerlegung. Für das vorliegende Problem lässt sich so eine Aktualisierung immer dann durchführen, wenn ein Zweig geschaltet wird bzw. ausfällt. Um von dem Gleichungssystem eines Subproblems das eines anderen zu erhalten bedarf es also nur einer geringen Menge dieser Aktualisierungen. Für eine Gültigkeitsschnittebene ist zusätzlich das Lösen zweier weiterer Gleichungssysteme mit Dreiecksmatrizen notwendig, da die ursprüngliche Matrix erweitert werden muss. Es wird aber größtenteils nur eine Hauptmatrix im Speicher gehalten, welche kontinuierlich aktualisiert wird. Generell stellt es sich für das Lösen der Subprobleme als ratsam heraus, möglichst viele Informationen erneut zu verwenden, da sonst der Overhead zu viel Zeit einfordert. Dies kann bspw. bei der Repräsentation des aktuellen Zustands des Netzwerks durchaus komplex sein, ist für eine erfolgreiche Implementierung aber notwendig.

5.1.8 AC-Ergebniskonvertierung

Um praktisch anwendbare Lösungen zu gewährleisten wird nach Abschluss des Hauptalgorithmus eine AC-Leistungsflussberechnung durchgeführt. Dafür wird die berechnete Topologie fixiert, während alle anderen Variablen freigelassen werden. Dadurch wird das Problem deutlich einfacher lösbar. Die Leistungsflussberechnung des Basisfalls findet als AC-Leistungsflussberechnung statt, alle Ausfallszenarien als DC-Leistungsflussberechnungen mit zusätzlichen Slack-Lasten an jedem Endknoten, um die im Basisfall anfallenden Leistungsverluste an Zweigen zu kompensieren.

5.2 Iterative Sensitivitäsbasierte Optimierung

Im Rahmen des Projektes wurde ein iterativer sensitivitätsbasierter Ansatz zur Optimierung von Topologie- und Redispatchmaßnahmen entwickelt. Das als *Iterative Optimierung* ausgewählte Verfahren basiert auf einer Trennung von Topologie- und Redispatchoptimierung, welche in einen iterativen Verfahrensansatz eingebettet ist. Durch die Trennung soll eine schnelle Lösbarkeit erzielt werden. Die Topologieoptimierung beschränkt sich auf die Optimierung einer vorgegebenen Maßnahmenliste, welche betrieblich bekannte Maßnahmen enthält. Somit ergibt sich für die Topologieoptimierung ein reduzierter Lösungsraum, welcher nicht alle topologischen Freiheitsgrade des Netzes enthält. Durch die Vorgabe einer Maßnahmenliste wird eine schnelle Lösbarkeit angestrebt. Weiterhin besteht die Möglichkeit durch die Liste bekannte und bereits betrieblich anwendete Maßnahmen vorzugeben, für die weitere Restriktionen vorab geprüft werden können, welche im Verfahren keine Berücksichtigung finden. Der Ablauf des Verfahrens ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

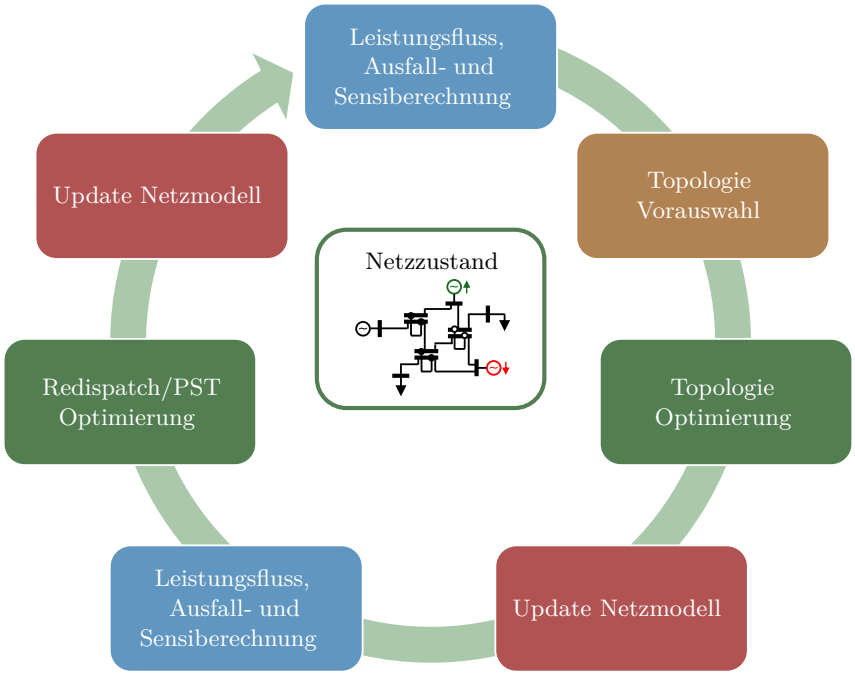


Abbildung 5.4: Verfahrensablauf *Iterative Optimierung*

Basierend auf einem Newton-Raphson AC-Leistungsfluss werden Ausfälle approximiert und lineare Sensitivitäten für die Wirkung von Redispatch, Transformatorstufen und Topologiemaßnahmen ermittelt. Mithilfe dieser Sensitivitäten können die Optimierungsprobleme als gemischt ganzzahlige lineare Programme (MILP) formuliert werden. Im Anschluss an jeden Optimierungsschritt, wird das Netzmodell aktualisiert, sodass alle ermittelten Maßnahmen enthalten sind. Anschließend wird durch die Leistungsflussberechnung der neue Arbeitspunkt ermittelt. Dieser dient als Basis für erneute Ausfall- und Sensitivitätsberechnungen und die anschließende Optimierung von Redispatch und Transformatorstufen.

Durch das iterative Vorgehen ist eine Rücknahme von Maßnahmen in nachfolgenden Iterationen möglich. Darüber hinaus können, falls nötig, neue kritische Ausfallsituationen und Überlastungen berücksichtigt werden. Durch die sukzessive Wiederholung der Berechnungsschritte soll außerdem die Auslenkung von dem Arbeitspunkt, welche sich durch neue ermittelte Maßnahmen ergibt, reduziert und somit der Approximationsfehler verringert werden.

Im Rahmen des Projektes wurde zur Berücksichtigung weiterer Nebenbedingungen außerdem eine Vorverarbeitung der Topologiemaßnahmen eingeführt. Innerhalb der Topologiemaßnahmenfilterung werden ungeeignete Maßnahmen aussortiert und somit der Lösungsraum bereits vor Optimierung verringert, was zusätzliche Vorteile in Bezug auf die Rechenzeit liefert.

Nachfolgend werden die wesentlichen Entwicklungen im Rahmen des Projektes erläutert.

5.2.1 Ausgangspunkt der Entwicklungen

Ausgangspunkt für die Entwicklungen war ein bestehendes iteratives Verfahren zur Ermittlung von Redispatch und Transformatorstufen zur Behebung strombedingter Engpässe. Im Verfahren werden zunächst Leistungsflussberechnungen und Ausfallapproximationen durchgeführt, um Überlastungen und kritische Ausfälle zu ermitteln. Basierend auf diesen Berechnungen wird ein MILP formuliert und gelöst. Dazu werden die ermittelten kritischen CBCO-Kombinationen als Nebenbedingungen modelliert. Die Auswirkungen der Maßnahmen auf überlastete Zweige werden mittels Sensitivitäten modelliert. Um einen realistischen Maßnahmeneinsatz zu ermitteln, werden weitere Nebenbedingungen berücksichtigt. Das Ergebnis der Optimierung ist ein optimales Set an Maßnahmen, bestehend aus Redispatch und Transformatorstufen. Der initiale Verfahrensablauf ohne Topologieoptimierung ist in Abbildung 5.5 dargestellt.

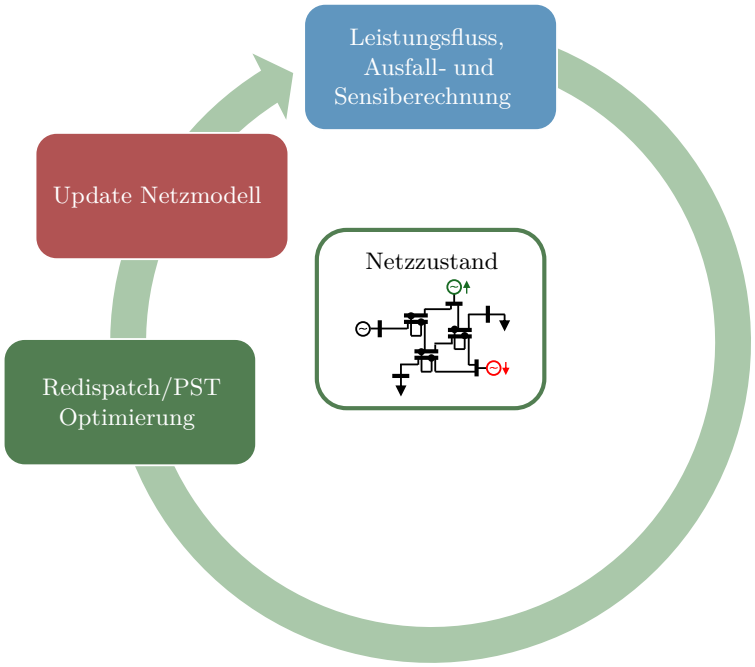


Abbildung 5.5: Verfahrensablauf iterative Redispatchoptimierung

Nachfolgend werden die wesentlichen technischen Randbedingungen, welche als Nebenbedingungen formuliert werden, kurz zusammengefasst. Auf die genaue mathematische Formulierung wird dabei jedoch verzichtet (vgl. [Ewe+22]).

Sowohl Kraftwerke als auch verteilte Einspeisungen über Generation Shift Keys (GSK) sind modelliert. Die Modellierung der Kraftwerke beinhaltet (vgl. Abschnitt 3.2):

- Thermische Gradienten
- Anfahrts-/Abfahrtszeiten
- Mindestbetriebs-/Mindeststillstandszeit
- Mindestleistung/Maximale Leistung
- Mindest-RD-Menge
- Cluster-Abruf für GSK Kraftwerke

Die Modellierung von Transformatoren sieht eine Abbildung der diskreten Transformatorstufen, minimale und maximale Stufung und Gradienten vor. Außerdem ist eine Modellierung von Transformatorgruppen möglich, wobei eine Nebenbedingung die einheitliche Stufung aller Transformatoren einer Gruppe erzwingt.

Das Verfahren ermöglicht außerdem die Berücksichtigung verschiedener Engpassbereiche, wie sie betrieblich üblich ist. Dabei können Längszweige im Netz verschiedenen Bereichen zugeordnet werden. Mögliche Bereiche sind beispielsweise der Engpassbehebungsbereich und der Engpassvermeidungsbereich. Abhängig vom Bereich werden kritische Zweige in der Optimierung mit unterschiedlichen Strafkosten bedacht.

Innerhalb der Optimierung erfolgt eine Berücksichtigung mehrerer Zeitschritte, wodurch auch zeitkoppelnde Nebenbedingungen berücksichtigt werden können.

5.2.2 Sensitivitätsberechnung für Topologiemaßnahmen

Um Topologiemaßnahmen zu optimieren, sind die Auswirkungen der zur Verfügung stehenden Maßnahmen auf die betrachteten kritischen Ausfallsituationen zu ermitteln und modellieren. Ein Algorithmus zur Ermittlung der Maßnahmenwirkung von Topologiemaßnahmen wurde in [EKM15] bereits vorgestellt. Dieses Verfahren wurde implementiert, um die Maßnahmenwirkung folgender elementarer Schaltmaßnahmen (vgl. Abschnitt 3.1) zu ermitteln:

- Abschalten oder Zuschalten von Transformatoren und Leitungen
- Trennen oder Kuppeln von Sammelschienen bzw. -abschnitten
- Sammelschienenwechsel von Einspeisungen, Verbrauchern, Transformatoren und Leitungen

5.2.3 Topologieoptimierung

Die Topologieoptimierung zielt darauf ab, geeignete Topologiemaßnahmen zu identifizieren, die dazu beitragen, Engpässe im Netz zu reduzieren oder zu beseitigen. Zu diesem Zweck wird eine kostenbasierte Zielfunktion verwendet, welche darauf abzielt, die Gesamtstrafkosten für Zweigengpässe und Kosten für die Umsetzung topologischer Maßnahmen zu minimieren. Zur Formulierung des Optimierungsmodells werden die nachfolgenden Mengen, Indizes, Variablen und Parameter definiert.

Die im Modell verwendeten Indizes sind in Tabelle 5.1 dargestellt.

Index	**Beschreibung**
e	Index der elektrischen Längszweige (Branches) im Netz, $e = 1, \ldots, \lvert E \rvert$
t	Zeitindex (Stunden), $t = 1, \ldots, \lvert T \rvert$
s	Index der Schaltmaßnahme, $s = 1, \ldots, \lvert S \rvert$
o	Index für Ausfallsituation, $o = 1, \ldots, \lvert \mathcal{C} \rvert$

Tabelle 5.1: Übersicht der verwendeten Indizes und Mengen

Eine Übersicht der verwendeten Parameter gibt Tabelle 5.2.

Konstante	Beschreibung
$d\underline{I}_{s,e,t}$	Stromdelta verursacht durch Topologiemaßnahme i auf Zweig e
$d\underline{I}_{o,s,e,t}$	Stromdelta verursacht durch Ausfall o und Topologiemaßnahme i auf Zweig e
$\underline{I}_{e,t}$	Initialer Zweigstrom
$\underline{I}^{(\text{n-1})}_{e,t}$	Initialer (n-1)Zweigstrom
$\underline{I}_{e,\max}$	Zweigstromgrenzwert
$z_{\max}$	Limit Anzahl Topologiemaßnahmen
$x^{\text{init}}_{\text{s, t}}$	Initialer Zustand der Schaltmaßnahme s in Stunde t
$c_{e,\text{slack}}$	Kosten für Zweigslack (n-0)
$c^{(\text{n-1})}_{e,\text{slack}}$	Kosten für Zweigslack (n-1)
c_{active}	Kosten für Änderung der Topologie verglichen mit dem initialen Zustand
c_{switched}	Kosten für eine Änderung des Schaltzustands zwischen zwei Stunden
$t^{\min}$	Mindestschaltzeit

Tabelle 5.2: Optimierungsparameter

Die Variablen des Optimierungsmodells sind in Tabelle 5.3 aufgeführt.

Variable	Beschreibung
$z_{s,t} \in \{0;1\}$	Entscheidungsvariable für Schaltmaßnahme s in Stunde t
$\Delta I_{e,t,\text{slack}} \in \mathbb{R}^+_0$	Slackvariable für Zweigstromgrenzen (n-0)für Zweig e in Stunde t
$\Delta I^{(\text{n-1})}_{e,t,\text{slack}} \in \mathbb{R}^+_0$	Slackvariable für Zweigstromgrenzen (n-1)für Zweig e in Stunde t
$x_{s,t} \in \{0;1\}$	Zustand der Schaltmaßnahme s in Stunde t
$w_{s,t} \in \{0;1\}$	Zustandswechsel der Schaltmaßnahme s in Stunde t

Tabelle 5.3: Optimierungsvariablen

Unter Berücksichtigung der Optimierungsvariablen (Tabelle 5.3), der Optimierungsparameter (Tabelle 5.2) und Indizes (Tabelle 5.1) kann die Zielfunktion wie folgt definiert werden:

$$\sum_{t}^{|T|}\left(\sum_{e}^{|E|}\left(\Delta\underline{I}_{e,t,\text{slack}}\cdot c_{e,\text{slack}}+\Delta\underline{I}^{(\text{n-1})}_{e,t,\text{slack}}\cdot c^{(\text{n-1})}_{e,\text{slack}}\right)+\sum_{s}^{|S|}\left(z_{s,t}\cdot c_{\text{active}}\right)+\sum_{s}^{|S|}\left(w_{s,t}\cdot c_{\text{switched}}\right)\right) \tag{76}$$

Primäres Ziel der Optimierung ist die Minimierung jeglicher Engpässe, welche über die Schlupfvariablen abgebildet werden. Dieses Ziel wird über den ersten Term der Zielfunktion Nebenbedingung (76) abgebildet.

Da Topologiemaßnahmen mit einem gewissen betrieblichen Aufwand und Risiko verbunden sind, soll eine Mindestwirksamkeit gewährleistet werden. Dies geschieht über die zwei weiteren Terme der Zielfunktion. Mit Strafkosten bedacht wird zum einen die Abweichung vom initial geplanten Schaltzustand, indem die Entscheidungsvariable $z_{s,t}$ mit Kosten c_{active} multipliziert wird. So wird zum einen die Abweichung aus dem Normalschaltzustand (vgl. Abschnitt 3), der einen betrieblich erstrebenswerten Zustand darstellt, bestraft. Zum anderen wird auch die Anpassung von langfristig geplanten Topologieanpassungen, die ggf. aus betrieblichen Gründen (z.B. Freischaltung zu Wartungszwecken) angedacht sind, bestraft.

Des weiteren wird auch der Zustandswechsel zwischen Zeitschritten $w_{s,t}$ mit einem Strafkostenterm

bedacht. Dadurch soll insbesondere ein häufiges hin- und herschalten vermieden werden und die Maßnahmenkontinuität verbessert werden (vgl. Abschnitt 3).

Die zu optimierende Zielfunktion unterliegt den nachfolgend beschriebenen Nebenbedingungen. Zunächst werden Nebenbedingungen für die Zweigströme (Formel (77) und (78)) formuliert. Über die Nebenbedingungen werden der Strom nach Optimierung abhängig von Schaltzustandsänderungen und die Überlastung in Form des Zweigschlupfs bestimmt.

$$-I_{e,\max} - \Delta\underline{I}_{e,t,\text{slack}} \leq \underline{I}_{e,t} + \sum_{s=1}^{|S|} \left(z_{s,t} \cdot d\underline{I}_{s,e,t}\right) \leq I_{e,\max} + \Delta\underline{I}_{e,t,\text{slack}} \qquad \forall e \in E\ \forall t \in T \tag{77}$$

$$-I_{e,\max} - \Delta\underline{I}^{(\text{n-1})}_{e,t,\text{slack}} \leq \underline{I}^{(\text{n-1})}_{e,t} + \sum_{s=1}^{|S|} \left(z_{s,t} \cdot d\underline{I}_{o,s,e,t}\right) \leq I_{e,\max} + \Delta\underline{I}^{(\text{n-1})}_{e,t,\text{slack}} \qquad \forall o \in \mathcal{C}\ \forall e \in E\ \forall t \in T \tag{78}$$

Über Nebenbedigungen (79) bis (82) wird außerdem die Entscheidungsvariable $z_{s,t}$ mit dem initialen Zustand $x^{\text{init}}_{s,t}$ und dem finalen Zustand $x_{s,t}$ verknüpft.

$$z_{s,t} \geq x_{s,t} - x^{\text{init}}_{s,t} \qquad \forall s \in S\ \forall t \in T \tag{79}$$

$$z_{s,t} \geq x^{\text{init}}_{s,t} - x_{s,t} \qquad \forall s \in S\ \forall t \in T \tag{80}$$

$$z_{s,t} \leq x_{s,t} + x^{\text{init}}_{s,t} \qquad \forall s \in S\ \forall t \in T \tag{81}$$

$$z_{s,t} \leq 2 - (x_{s,t} + x^{\text{init}}_{s,t}) \qquad \forall s \in S\ \forall t \in T \tag{82}$$

Über folgende Nebenbedingung (83) wird außerdem die Einhaltung eines Limits für Topologiemaßnahmen pro Zeitschritt t sichergestellt (Analog zu Gleichung 30 in Abschnitt 3.3.3):

$$\sum_{s=1}^{|S|} z_{s,t} \ \leq\ \mathrm{n}^{\max}_{t} \qquad \forall t \in T \tag{83}$$

Für eine zeitkoppelnde Optimierung unter Berücksichtigung von Mindestzeiten werden außerdem nachfolgende Nebenbedingungen aufgestellt. Zum einen muss die Variable für einen Zustandswechsel zwischen zwei Zeitschritten $w_{i,t}$ mit dem finalen Zustand $x_{i,t}$verknüpft werden.

$$w_{s,t} \geq x_{s,t} - x_{s,t-1} \quad \forall t \in T\ \forall s \in S \tag{84}$$

$$w_{s,t} \geq x_{s,t-1} - x_{s,t} \quad \forall t \in T\ \forall s \in S \tag{85}$$

$$w_{s,t} \leq x_{s,t} + x_{s,t-1} \quad \forall t \in T\ \forall s \in S \tag{86}$$

$$w_{s,t} \leq 2 - (x_{s,t} + x_{s,t-1}) \quad \forall t \in T\ \forall s \in S \tag{87}$$

Zur Einhaltung der Mindestzeiten wird außerdem eine Nebenbedingung (88) formuliert, die sicherstellt, dass im Zeitraum $t^{\min}$ nur ein Zustandswechsel w stattfindet.

$$\sum_{t=t'}^{t'+t^{\min}-1} w_{s,t} \leq 1 \quad \forall t' \in 2, \ldots, |T| - t^{\min} + 1 \quad \forall s \in S \tag{88}$$

Das Optimierungsproblem ist so aufgebaut, dass eine Erweiterung um weitere betriebliche Randbedingungen mit wenig Aufwand möglich ist. So könnten, falls Daten für den Vortag verfügbar sind, auch diese berücksichtigt werden, um Mindestzeiten und Schaltzustandswechsel zum Tageswechsel abzubilden. Durch die Konfigurierbarkeit der Optimierungsparameter und die Möglichkeit zwischen Öffnen, Schließen und Sammelschienenwechsel als Maßnahmentypen zu unterscheiden, können die einzelnen Typen mit verschiedenen Nebenbedingungen und Kosten versehen werden, um verschiedene betriebliche Aufwände und Risiken abzubilden.

5.2.4 Topologiemaßnahmenfilterung

Innerhalb einer Vorauswahl werden nicht zulässige Maßnahmen innerhalb der Iterationen aussortiert und so der Lösungsraum reduziert. Die Vorauswahl beinhaltet eine graphenbasierte Prüfung auf Inselnetzbildung, bei der Topologiemaßnahmen die zur Aufspaltung des Netzes führen würden, aussortiert werden.

In der Vorauswahl wird außerdem die Einhaltung von Grenzwerten für Spannungswinkel- und Spannungsbetragsdifferenzen geprüft. Dazu werden die linear approximierten komplexen Knotenspannungen nach Umsetzung einer Topologiemaßnahme zugrunde gelegt. Werden Grenzwerte überschritten, wird die zugehörige Maßnahme ebenfalls aussortiert und steht im Rahmen der Optimierung nicht zur Verfügung.

5.2.5 Performance

Das Design der *Iterativen Optimierung* sieht bereits einige Vereinfachungen zugunsten der Rechen- und Lösungszeiten vor. Dazu zählen insbesondere die iterative Trennung von Topologie- und Redispatchoptimierung, sowie die lineare Modellierung von Ausfällen und Engpassmanagementmaßnahmen.

Ebenfalls hat auch die Verwendung einer vordefinierten Liste zulässiger Topologiemaßnahmen positiven Einfluss auf Rechen- und Lösungszeiten. Dadurch, dass viele technisch mögliche Schaltungen vorab ausgeschlossen werden, wird der Lösungsraum reduziert und damit auch die Lösungszeiten. Außerdem entfallen Berechnungsschritte, wie die Sensitivitätsberechnung, für eine Vielzahl an Schaltungen.

Analog kann auch die Vorauswahl von Topologiemaßnahmen, die eine weitere Reduktion des Lösungsraums der Topologieoptimierung bewirkt, einen positiven Effekt auf die Lösungszeit haben.

Im Hinblick auf die Implementierung werden unter Anderem durch Parallelisierung Performancegewinne erzielt. Im Rahmen des Projektes wurde die Parallelisierung auch auf neue Verfahrensschritte zur Topologieoptimierung angewandt. Darüber hinaus wurde auf effiziente Implementierung z.B. bei der Verarbeitung großer dünn besetzter Matrizen oder beim Aufbau des Optimierungsproblems geachtet.

5.3 Multi-Agent Deep Reinforcement Learning

In den letzten Jahren konnten große Fortschritte im Bereich des maschinellen Lernens, einem Teilgebiet der künstlichen Intelligenz, erzielt werden. Algorithmen und Methoden in diesem Bereich erlernen durch Wiederholungen selbstständig eine Aufgabe zu erfüllen. Dadurch besteht die Möglichkeit, neue Lösungsmöglichkeiten zu finden. Aus diesem Grund erfolgte im Rahmen des Projektes die Betrachtung von verschiedenen Integrationsstufen des maschinellen Lernens innerhalb der innovativen Ansätze zur Topologieoptimierung. Methoden des maschinellen Lernens, wie zum Beispiel die Neuronalen Netze, können auf unterschiedliche Arten zur Lösung eines Problems verwendet werden. Neben dem Supervised Learning, welches insbesondere zur Klassifikation oder Regression eingesetzt wird, und dem Unsupervised Learning, welchses vor allem zum Clustering verwendet wird, können diese Methoden auch im bestärkendem Lernen bzw. dem Reinforcement Learning (RL) zur direkten Ableitung von Entscheidungen verwendet werden.

5.3.1 Grundlagen des Reinforcement Learning

Das RL versucht den natürlichen Lernprozess des Trial-and-Error-Lernens nachzubilden. Hierbei soll eine Maschine, bei diesem Verfahren auch Agent genannt, auf Grundlage der Eingabedaten Entscheidungen treffen. Das Training erfolgt durch Bewertung der Auswirkungen der jeweiligen Entscheidung. Wie in der Natur soll der Agent durch Ausprobieren Aktionen mit einem positiven Feedback bevorzugen.

Die Grundlage zur Modellierung des RL stellen Markow-Prozesse dar [SB18]. Die Menge aller Zustände des Markow-Prozesses wird als S bezeichnet. Durch Einführung einer Reward-Funktion R lassen sich die Markow-Prozesse in Markow-Reward-Prozesse überführen. Diese Funktion weist jedem Zustand einen beliebigen Wert zu, welcher sowohl positiv als auch negativ sein kann. Der Übergang eines Zustands in einen anderen erfolgt zunächst stochastisch, was durch die Menge von Übergangswahrscheinlichkeiten P dargestellt wird. Zusammen aus der Reward-Funktion lässt sich mit den Übergangswahrscheinlichkeiten eine Bewertung des aktuellen Zustands vornehmen. Hierbei wird die Summe der künftigen Rewards ab dem Zeitpunkt t bis zum Erreichen eines Endzustands gebildet. Diese Summe wird als Gewinn G_t bezeichnet. Neben einer einfachen Summierung kann zur Berechnung des Gewinns auch die diskontierte Summe

$$G_t = R_{t+1} + \gamma R_{t+2} + \cdots = \sum_{i=0}^{\infty} \gamma^i R_{t+1+i}$$

gebildet werden. Mit dem Diskontierungsfaktor $\gamma \in [0, 1]$ lässt sich der Einfluss von zukünftigen Rewards abschwächen. Der Diskontierungsfaktor sorgt dafür, dass bei unendlichen Zustandsfolgen der Gewinn für $\gamma < 1$ gegen einen endlichen Wert konvergiert.

Im RL erfolgt ein Übergang in einen anderen Zustand nicht ausschließlich stochastisch, sondern ebenfalls durch eine Auswahl von Aktionen, welche vom Agenten aus der Menge an Aktionen A gewählt werden kann. Dadurch werden die Markow-Reward-Prozesse zu Markow-Entscheidungsprozessen erweitert, welche durch das Tupel (S, A, P, R, γ) beschrieben werden können. Die Aktionsauswahl des Agenten in einem bestimmten Zustand wird durch seine Policy π bestimmt. Eine einfache Policy stellt dabei die greedy-Policy dar, welche in jedem Zustand die Aktion mit dem höchsten erwarteten Gewinn auswählt. Damit nun diese Aktion ausgewählt werden kann, ist die Bewertung der verschiedenen Aktionsmöglichkeiten und damit auch der jeweiligen Zustände entscheidend.

Die Bewertung eines einzelnen Zustandes s erfolgt mit der Wertefunktion

$$V_\pi(s) = \mathbf{E}[G_t | S_t = s]$$

welche den erwarteten Gewinn beschreibt, wenn ab dem aktuellen Zustand s die Policy π verfolgt wird. Wird in diese Funktion die Definition des Gewinns G_t eingesetzt, ergibt sich folgende rekursive Vorschrift zur Berechnung der Wertefunktion

$$\begin{aligned} V_\pi(s) &= \mathbf{E}[G_t | S_t = s] = \mathbf{E}[R_{t+1} + \gamma R_{t+2} + \cdots | S_t = s] \\ &= \mathbf{E}[R_{t+1} + \gamma V_\pi(S_{t+1}) | S_t = s] \\ &= \sum_{a'} \pi(a | S_t = s) \sum_{s'} p(s' | S_t = s, a)(R_{t+1} + \gamma V_\pi(s') \end{aligned}$$

welche auch als Bellman-Gleichung bezeichnet wird und das zentrale Element des RL darstellt. In dieser Gleichung werden zum einen die Übergänge in einen anderen Zustand durch eine Policy π, als auch durch einen stochastischen Übergang betrachtet. Zur Bewertung einer einzelnen Aktion a im Zustand s wird die Wertefunktion in die sogenannte Aktionswertefunktion

$$\begin{aligned} Q_\pi(s,a) &= \mathbf{E}[R_{t+1} + \gamma Q_\pi(s',a')|S_t = s, A_t = a] \\ &= \sum_{s'} p(s'|S_t = s, A_t = a)(R_{t+1} + \gamma Q_\pi(s',a')) \end{aligned}$$

überführt. Ziel des RL stellt die Maximierung des erwarteten Gewinns dar. Eine Policy, welche dies erreicht, wird als optimale Policy $\pi*$ bezeichnet.

Neben dem Agenten stellt die Umwelt den wichtigsten Baustein des RL dar. Die Aufgabe der Umwelt ist es dabei, in Abhängigkeit der vom Agenten ausgewählten Aktion den nächsten Zustand, welcher auch Umweltzustand genannt wird, und den Reward zu ermitteln. Der Agent nimmt dann auf Grundlage des aktuellen Umweltzustands eine Bewertung der Aktionen vor. Die ausgewählte Aktion beeinflusst die Umwelt in der Berechnung des Rewards und den Übergang in einen neuen Umweltzustands. Somit ergibt sich ein Kreislauf, welcher in Abbildung 5.6 dargestellt ist.

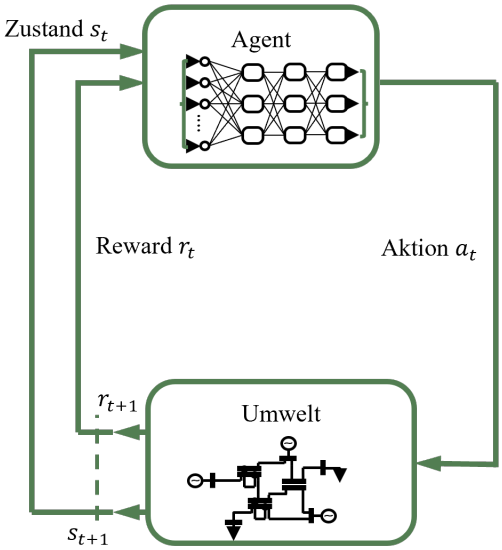


Abbildung 5.6: Schematische Darstellung des Reinforcement Learning Kreislaufs

In den bisherigen Betrachtungen wird von einem vollständigen Wissen über die Umwelt ausgegangen. Somit sind alle Zustände, die jeweiligen Übergänge zwischen diesen und die Rewards bekannt. In solchen Fällen wird von modellbasiertem RL gesprochen. In der Realität ist dieses Modell jedoch unvollständig oder nicht vorhanden, sodass Modell-freie Ansätze verwendet werden, welche die Dynamiken, wie vorhandene Zustände, Zustandsübergänge und Rewards, durch Interaktion mit der Umwelt erlernen. Diese Ansätze basieren auf Näherungen der optimalen Policy und der Wertefunktion bzw. Aktionswertefunktion. Damit eine solche Näherung erfolgen kann, muss eine ausreichende Exploration der Ansätze gegeben sein, welche dafür sorgt, dass eine ausreichende Anzahl an Aktion-Zustand-Paaren erreicht wird. On-Policy Methoden bewerten und verbessern die verwendete Policy. Soll beispielsweise die greedy-Policy erlernt werden, bei welcher es sich um eine deterministische Policy handelt, werden möglicherweise nicht alle Aktion-Zustand-Paare erreicht, da bereits nach einer einmaligen Anpassung der Aktionswertefunktion bereits eine Aktion mit positiven Reward gefunden wurde, welche nun immer wieder durch die Policy ausgewählt wird. Somit ist keine Konvergenz gegen die optimale Wertefunktion gewährleistet. Eine Möglichkeit, dies zu beheben, stellt die Verwendung der ϵ-greedy-Policy dar. Bei dieser Policy lässt sich mit dem Parameter $\epsilon \in [0,1]$ einstellen, mit welcher Wahrscheinlichkeit nicht die Aktion mit dem höchsten erwarteten Gewinn ausgewählt wird. Für $\epsilon \neq 0$ ist gewährleistet, dass alle Aktions-Zustand-Paare bei unendlich vielen Interaktionen erreicht werden, womit sich eine Näherung der greedy-Policy erlernen lässt. Bei

der Auswahl des Parameters muss ein Trade-Off zwischen Exploration, der Auswahl von Aktionen, welche nicht den höchsten erwarteten Gewinn aufweisen, und Ausbeutung, dem Verbessern der Wertefunktion für die beste Aktion, getroffen werden. Im Gegensatz dazu werden bei Off-Policy Methoden zwei Policies verwendet. Zur Erzeugung der Beobachtungen wird eine explorative Policy angewendet. Diese Beobachtungen können dann zum Erlernen einer Ziel-Policy, welche sich dann der optimalen Policy nähert, verwendet werden. Off-Policy Methoden weisen meist eine höhere Varianz und eine langsamere Konvergenz als On-Policy Methoden auf, jedoch kann mit diesen Methoden beispielsweise die greedy-Policy selbst und nicht nur eine Näherung dieser erlernt werden.

Der bisher vorgestellte Ablauf des RL basiert auf einer Näherung der Wertefunktion bzw. Aktionswertefunktion. Solche Verfahren werden auch wertebasiert genannt. Im Gegensatz dazu existieren Policy-basierte Verfahren, welche eine direkte Ableitung der Policy als Ziel haben, ohne zuvor eine Wertefunktion ermitteln zu müssen. Verfahren, welche sowohl die Policy als auch gleichzeitig die Wertefunktion annähern, werden als Actor-Critic Methoden bezeichnet. Als Actor wird dabei die Policy bezeichned, welche die Aktion auswählt. Analog dazu wird die (Aktions-)Wertefunktion als Critic bezeichnet.

5.3.2 Reinforcement Learning im Engpassmanagement

Die integrierte Optimierung von topologischen Maßnahmen zusammen mit anderen Engpassmanagementmaßnahmen stellt eine Herausforderung für konventionelle Optimierungsverfahren dar. Dies ist insbesondere auf die hohe kombinatorische Komplexität der topologischen Maßnahmen und die nichtlinearen Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Maßnahmen zurückzuführen. Methoden des maschinellen Lernens besitzen einen vorgelagerten Trainingsprozess, in welchem das Verfahren komplexe Zusammenhänge in den Eingangsdaten in einem zeitintensiven iterativen Prozess erlernt. Dadurch wird in der Anwendung eine schnelle Entscheidungsfindung ermöglicht.

Umwelt

Damit die Agenten (vgl. Abschnitt 5.3.2 und Abschnitt 5.3.2) eine Aktionsauswahl treffen können, benötigen diese Informationen über den aktuellen Netzzustand. Hierzu wird das Stromnetz als ein Graph $G = (V, E)$ modelliert, wobei V für die Knoten und E für die Menge an Kanten, also Leitungen, Transformatoren oder Sammelschienenkupplungen, steht. Jeder Knoten $v_i \in V$ besitzt dabei Informationen über die aktuelle Last- und Einspeisesituation:

$$h_i = [P_i^{\text{gen}}, Q_i^{\text{gen}}, P_i^{\text{load}}, Q_i^{\text{load}}]$$

Jede Kante $e_{ij} \in E$ wird durch die folgenden elektrischen Parameter definiert:

$$\epsilon_{ij} = [R_{ij}, X_{ij}, B_{ij}, Limit_{ij}, zij]$$

Die Variable $z_{ij} \in 0, 1$ repräsentiert dabei den Betriebszustand des jeweiligen Netzelementes.

Der Umweltzustand zum Zeitpunkt t ist somit durch den vollständigen Graphen gegeben:

$$G_t = (V_t, E_t, H_t, \epsilon_t)$$

Diese Graphenstruktur beinhaltet die aktuelle Topologie sowie die Last- und Einspeisesituation. Diese Struktur kann später durch graphenbasierte Neuronale Netze verwendet werden, sodass die Netztopologie innerhalb der Modellierung der Policy im Agenten verwendet werden kann.

Nachdem ein Agent eine Aktion ausgewählt hat, wird diese von der Umwelt umgesetzt. Im Anschluss folgt eine AC-Leistungsflussberechnung sowie eine Ausfallrechnung bzw. Ausfallapproximation. Dadurch kann die Engpassleistung für den (n-0)-Fall und den (n-1)-Fall ermittelt werden, welches eine wichtige Metrik für die Bewertung des Optimierungsergebnisses darstellt. Diese Metrik wird später in der Rewardberechnung verwendet. Da diese jedoch auf den jeweiligen Agenten zugeschnitten wird, damit die spezifischen Randbedingungen berücksichtigt werden, wird auf diese erst in den jeweiligen Unterkapiteln genauer eingegangen.

Redispatch-Agent

Der Redispatch-Agent hat das Ziel, durch Leistungsanpassungen von Generatoren Engpässe im Netz zu beseitigen. Zur Reduktion des Aktionsraums wurde dieser diskretisiert, indem lediglich Anpassungen in 10 MW Schritten möglich sind. Die Differenz $P_{\max} - P_{\min}$ gibt dabei die größte Leistungsanpassung innerhalb der technischen Kraftwerksgrenzen an. Die Anzahl der Aktionen wird somit über $floor(\frac{P_{\max}-P_{\min}}{10}) \cdot 2 + 1$ bestimmt. Somit kann von jedem Arbeitspunkt innerhalb von $[P_{\min}, P_{\max}]$ jeder andere erlaubte Arbeitspunkt erreicht werden. Aktionen, welche zu einem über- bzw. unterschreiten der Kraftwerksgrenzen führen werden mittels Aktion-Masking maskiert und können somit nicht durch den Agenten ausgewählt werden. Auf die gleiche Art und Weise können auch die Kraftwerksgradienten bereits über den Aktionsraum berücksichtigt werden.

Die vom Agenten ausgewählten Aktionen müssen mehrere Ziele erfüllen:

- R_{cong}: Reduktion von Engpässen
- R_{bal}: Bilanzierung des Redispatch
- R_{red}: Minimierung der Redispatchmenge oder der Redispatchkosten

Diese Ziele lassen sich nicht bereits über den Aktionsraum abbilden, sondern müssen vom Agenten erlernt werden. Aus diesem Grund werden diese innerhalb der Rewardfunktion R_{RD} verwendet.

Die Reduktion von Engpässen stellt das Hauptziel der Optimierung dar. Zur Bestimmung dieses Teils der Rewardfunktion wird die Engpassleistung (EPL) vor Optimierung EPL_{before} und nach Optimierung EPL_{after} als Metrik für die Engpässe verwendet. Der Reward wird wie folgt ermittelt:

$$R_{cong} = \begin{cases} \text{clip}\left(\frac{EPL_{\text{before}}-EPL_{\text{after}}}{EPL_{\text{before}}}, 0, 1\right), & \text{wenn } EPL_{\text{before}} > 0 \\ -10 \cdot \frac{EPL_{\text{after}}}{EPL_{\max}}, & \text{wenn } EPL_{\text{before}} = 0, EPL_{after} > 0 \\ 1, & \text{sonst} \end{cases}$$

Dieses Reward Design setzt die Änderung der EPL ins Verhältnis zu der EPL vor Optimierung. Falls zuvor das Netz frei von Engpässen war und durch die Optimierung Engpässe entstanden sind, wird dies deutlich bestraft. Hierzu wird die EPL nach Optimierung ins Verhältnis mit BN_{max}, der erwarteten maximalen EPL für das betrachtete Netz, gesetzt. Falls das Netz vor und nach Optimierung frei von Engpässen ist, ist $R_{cong} = 1$.

Der zweite Teil der Rewardfunktion R_{bal} ist die wichtigste Nebenbedingung für den Redispatchagenten. Durch diesen Teil soll der Agent erlernen, dass die Summe aller Redispatchaktionen Null ergeben muss. Abweichungen von Null sorgen dafür, dass die Last und Einspeisung nicht mehr im Gleichgewicht ist. Diese Ungleichgewichte werden im vorliegenden Modell durch einen Slackknoten ausgeglichen. Somit kann die benötigte Anpassung der Einspeisung am Slackknoten RD_{slack} in der Rewardfunktion verwendet werden:

$$R_{bal} = \text{clip}\left(1 - \left(\frac{|RD_{slack}|}{RD_{\max}}\right)^2, 0, 1\right)$$

RD_{max} stellt hierbei einen Normalisierungsfaktor dar, wozu beispielsweise die Summe des positiven Redispatchpotential als obere Grenze für den möglichen Schlupf verwendet werden kann.

Als letzter Bestandteil der Rewardfunktion verfolgt R_{red} das Ziel, die Redispatchmenge oder oder die Redispatchkosten zu reduzieren. Im folgenden wird zunächst die Reduktion der Redispatchmenge betrachtet:

$$R_{red} = 1 - \frac{RD_{\sum}}{RD_{\text{potential}}}$$

Dieses Funktion nimmt seinen maximalen Wert von 1 lediglich dann an, wenn kein Redispatch verwendet wird. RD_{sum} steht für die Summe der Beträge aller Redispatchaktionen und $RD_{\text{potential}}$ ist ein Normalisierungsfaktor, welcher beispielsweise durch die Summe des maximal möglichen Redispatcheinsatzes gegeben ist.

Nun müssen diese drei Rewardbestandteile zu einer einzigen Rewardfunktion zusammengesetzt werden:

$$R_{RD} = \begin{cases} 0{,}7 \cdot RD_{bal} + 0{,}3 \cdot RD_{red}, & \text{wenn } BN_{\text{after}} = 0 \\ RD_{cong}, & \text{wenn } BN_{\text{before}} = 0, BN_{\text{after}} > 0 \\ 0{,}7 \cdot RD_{cong} + 0{,}25 \cdot RD_{\text{bal}} + 0{,}05 \cdot RD_{\text{red}}, & \text{sonst} \end{cases}$$

Dieses Rewarddesign legt den Fokus auf die Reduktion von Engpässen, sind diese beseitigt wird der Fokus auf die Bilanzierung des RDs gelegt. Falls eine engpassfreie Netzsituation durch den Agenten engpassbehaftet wird, wird die hohe Bestrafung aus RD_{cong} als einziger Rewardbestandteil verwendet. Die Reduktion der Redispatchmenge wird nur zu einem kleinem Teil in der Rewardfunktion berücksichtigt und erhält erst eine höhere Gewichtung, sofern alle Engpässe beseitigt wurden. Falls die ausgewählten Aktionen zu einem nicht-konvergenten Leistungsfluss führen, wird dies mit einem Wert von -10 bestraft.

Topologie-Agent

Als Topologiemaßnahmen können sowohl das Schalten von Leitungen und Trafos, das Schalten von Kupplungen und der Sammelschienenwechsel von Leitungen betrachtet werden (vgl. Abschnitt 3.1. Im folgenden wird sich lediglich auf das Schalten von Leitungen und Kupplungen fokussiert. Sammelschienenwechsel werden aufgrund der komplexeren Modellierung des Aktionsraumes zunächst vernachlässigt. Bei diesen beiden Aktionen handelt es sich um binäre Aktionen. Der Aktionsraum ist somit über 2^n gegeben, wobei n für die Anzahl der Leitungen und Kupplungen steht. Durch eine Maskierung des Aktionsraums lässt sich beispielsweise eine Auftrennung des Netzes durch eine einzelne Maßnahme verhindern. Netzauftrennung durch das Zusammenwirken mehrerer Aktionen lassen sich dadurch jedoch nicht abdecken und müssen durch die Rewardfunktion bestraft werden.

Der Topologie-Agent verfolgt folgende Ziele:

- R_{cong}: Reduktion von Engpässen
- R_{limit}: Einhaltung des Schaltlimits

R_{cong} ist dabei identisch wie bei dem Redispatch-Agenten aufgebaut. Das Schaltlimit versucht, die Anzahl an Schaltungen unter dem Schaltlimit $MaxSwitches$ zu halten. Der Reward berechnet sich wie folgt:

$$R_{limit} = 1 - \max\left(0, \frac{NumSwitches - MaxSwitches}{MaxSwitches}\right)$$

Dieser Reward nimmt den Wert 1 an, wenn das Schaltlimit eingehalten wird und reduziert sich mit jedem geschalteten Schalter oberhalb des Limits linear.

Der gesamte Reward für den Topologie-Agenten ermittelt sich wie folgt:

$$R_{Topo} = \begin{cases} R_{cong}, & \text{wenn } BN_{before} = 0, BN_{after} > 0 \\ 0,9 \cdot R_{cong} + 0,1 \cdot R_{limit}, & \text{sonst} \end{cases}$$

Falls der Leistungsfluss durch die Aktionen nicht mehr konvergiert, wird eine Bestrafung von -10 verwendet.

Multi-Agenten Ansatz

Damit nun Redispatch und Topologie gemeinsam ermittelt werden, sind verschiedene Ansätze möglich. Die einfachste Möglichkeit besteht darin, die beiden getrennten Agenten nacheinander auszuführen. Da die Netztopologie die Wirksamkeit des Redispatchs verändern kann, wird zuerst der Topologie-Agent ausgeführt und eine neue Netztopologie bestimmt. Danach kann diese neue Netztopologie und der damit veränderte Netzzustand als Eingangsdatum für den Redispatch-Agenten verwendet werden und somit der Redispatch für die veränderte Netztopologie bestimmt werden. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass der Topologie-Agent getrennt von dem Redispatch-Agenten trainiert werden kann. Ein Nachteil ist jedoch, dass der Topologie-Agent Netzsituationen bevorzugt,

in welchen die größte Reduktion von EPL erfolgt. Der Redispatch-Agent muss dann folgerichtig auf diese veränderte Topologie reagieren. Dies könnte in manchen Netzsituationen zu einem höheren Redispatchbedarf führen, als es ohne eine Änderung der Topologie der Fall wäre. Der Topologie-Agent hat keinerlei Wissen über den Redispatch-Agenten und wählt Aktionen somit nur nach seiner eigenen Policy aus.

Damit der Topologie-Agent seine Aktionen derart auswählt, dass auch eine Reduktion der Redispatchmenge bevorzugt wird, muss dieser Informationen über den Redispatcheinsatz erhalten. Dies kann über eine teilweise geteilte Rewardfunktion in einem Multi-Agenten Ansatz erfolgen. Dabei werden beide Agenten gemeinschaftlich trainiert. Sie interagieren auf der gleichen Umwelt. Die Reward Funktion des Topologie-Agenten wird wie folgt angepasst:

$$R_{topo} = \begin{cases} R_{cong}, & \text{wenn } EPL_{before} = 0, EPL_{after} > 0 \\ 0.8 \cdot R_{cong} + 0.1 \cdot R_{limit} + 0.1 \cdot RD_{red}, & \text{sonst} \end{cases}$$

Durch diese Anpassung erhält der Topologie-Agent den Bestrafungsterm für die Redispatchmenge aus dem Redispatch-Agenten. Dies sorgt dafür, dass der Topologie-Agent einen höheren Reward erhält, wenn weniger Redispatch eingesetzt wird.

5.3.3 Proof-of-Concept

Die Anwendbarkeit des vorgestellten graphenbasierten Multi-Agenten RL Verfahren wurde auf einem modifizierten IEEE 39-Knoten Netz untersucht.

Trainingsaufbau

Das IEEE 39-Knoten Netz wurde um Doppelsammelschienen, Sammelschienenkupplungen und Leitungen erweitert, sodass ein höherer Grad an Vermaschung erreicht werden konnte. Insgesamt werden 8760 synthetische Netznutzungsfälle betrachtet. Für alle Untersuchungen werden 70 % der Netznutzungsfälle als Trainingsdaten und jeweils 30 % als Test- und Validierungsdatensatz verwendet. Für jede Trainingsiteration wird ebenfalls eine Iteration auf dem Validierungsdatensatz durchgeführt, um die Generalisierungsfähigkeit des Modells bereits während des Trainings bewerten zu können. Die abschließende Bewertung erfolgt nach dem Training mit dem bisher zurückgehaltenen Testdatensatz. Es erfolgt lediglich ein Training des Multi-Agenten Ansatzes.

Die Leistungsflussberechnungen erfolgte mittels Integral. Somit wurde der gleiche Leistungsflusskern wie bei der *Iterativen Optimierung* verwendet. Die Umwelt wurde mittels PettingZoo aufgebaut. Die Implementierung der Agenten erfolgte in Ray RLlib mit PyTorch und PyTorch Geometric zur Modellierung der graphenbasierten Neuronalen Netze. Beide Agenten werden mittels Proximal Policy Optimization (PPO) trainiert.

Ergebnisse

Die Abbildung 5.7 zeigt den Verlauf des mittleren Rewards für den Trainings- und Validierungsdatensatz des Topologie-Agenten. Zu Beginn des Trainings wird ein negativer Reward erreicht, da durch die zunächst zufällige Initialisierung des Neuronalen Netzes Aktionen ausgewählt werden, welche die Engpassleistung erhöhen. Bereits nach wenigen Iterationen lässt sich jedoch ein Anstieg des Rewards beobachten. Ab ca. 200 Iterationen stabilisiert sich der Reward um einen Wert von etwa 0,9 sowohl für den Trainings- als auch den Validierungsdatensatz. Die theoretische Obergrenze des Topologierewards von 1 ist lediglich in Situationen erreichbar, welche vollständig ohne Redispatch behoben werden können.

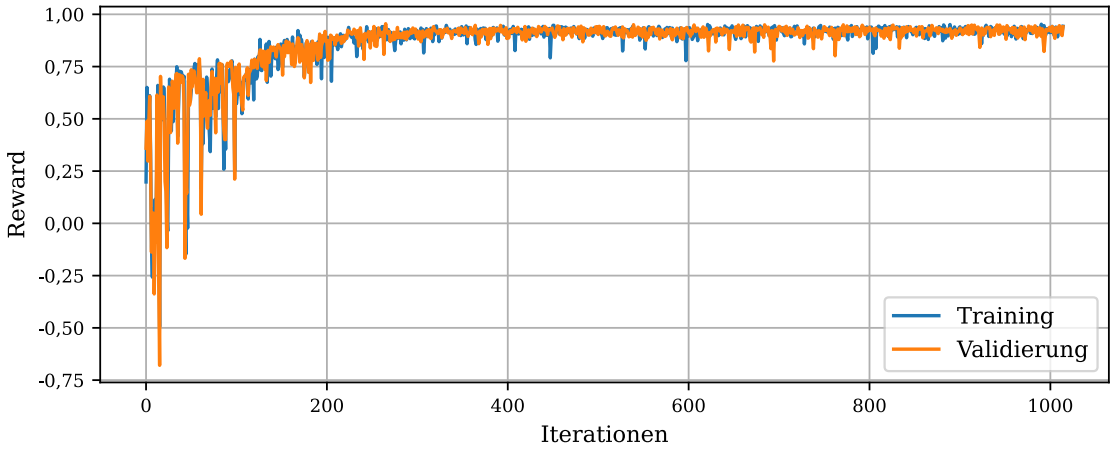


Abbildung 5.7: Verlauf des Rewards für den Topologie-Agent

Zu Beginn des Trainings weist der Redispatch-Agent ebenfalls einen negativen Reward auf (siehe Abbildung 5.8). Dieser erhöht sich jedoch mit einer steigenden Anzahl an Iterationen. Nach etwa 400 Iterationen bewegt sich der Reward zwischen 0,5 und 0,7 für beide Datensätze. Auch für diesen Agenten kann das theoretische Maximum von 1 nur in den wenigsten Netznutzungsfällen erreicht werden. Da das Rewarddesign des Redispatch-Agenten einen Bestrafungsterm für die verwendete Redispatchmenge beinhaltet, wird das Maximum nur erreicht, wenn das Netz engpassfrei ist und kein Redispatchabruf benötigt wird. Eine Untersuchung der einzelnen Redispatchabrufe zeigt, dass zu Beginn des Trainings eine hohe Menge an Redispatch abgerufen wird, welche zunächst nicht bilanziert ist. Im weiteren Trainingsverlauf reduziert sich jedoch der eingesetzte Redispatchabruf und die Aktionen sind zum Ende des Trainings ebenfalls bilanziert.

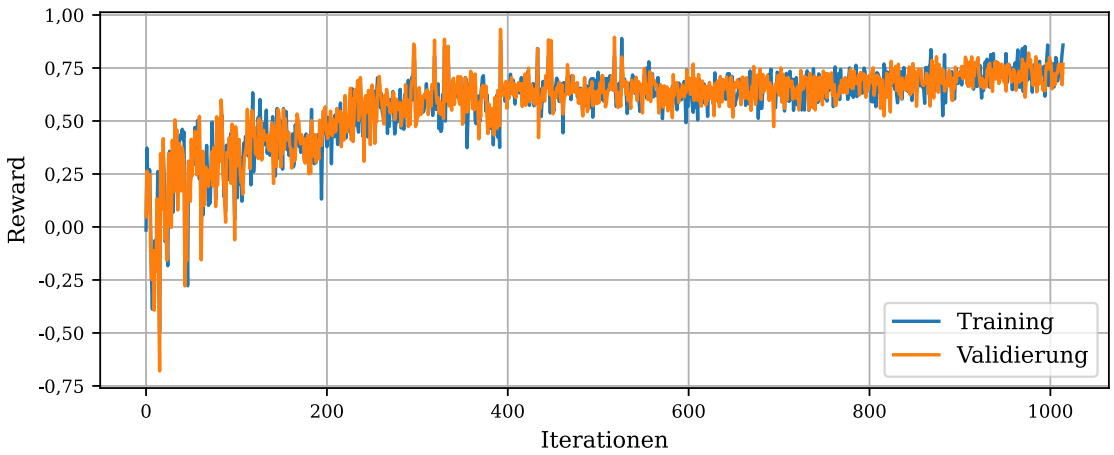


Abbildung 5.8: Verlauf des Rewards für den Redispatch-Agent

Abschließend erfolgt die Untersuchung der Generalisierung des Modells auf den zuvor nicht betrachteten Testdatensatz. Alle betrachteten Netznutzungsfällen sind im (n-0)-Fall engpassfrei. Die durchschnittliche Engpassleistung im (n-1)-Fall beträgt 280 MW. Die Ergebnisse zeigen, dass für keinen der betrachteten Zeitstempel die Engpassleistung um (n-0)-Fall erhöht wurde. Für 19 der 395 Zeitstempel des Testdatensatzes wird die Engpassleistung jedoch erhöht. In 98 Fällen können alle Engpässe im Netz beseitigt werden. Die verbleibenden Zeitstempel zeigen eine Reduktion der Engpassleistung im Vergleich zur initialen Netzsituation. Allerdings kann für diese Zeitstempel keine vollständige Engpassreduktion erreicht werden.

Insgesamt zeigt sich, dass das Modell in den meisten Netznutzungsfällen zumindest teilweise eine Reduktion der Engpassleistung erzielt. Genauere Untersuchungen für die Ursachen der nicht vollständigen Beseitigung oder sogar einer Verschlechterung der Netzsituation müssen durchgeführt werden. Neben dem Rewarddesign kann das betrachtete Netz selbst eine Ursache darstellen. Eine Anwendung auf einem Betriebsdatensatz wurde im Projekt vorbereitet, konnte jedoch nicht vollständig umgesetzt werden und stellt somit einen möglichen Bereich für weitere Forschung da.

5.4 Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl

Zur praxisnahen Komplexitätsreduktion zur Ermittlung von Topologiemaßnahmen haben sich in der akademischen Literatur Verfahren mit heuristischer Vorauswahl der zu optimierenden Topologiemaßnahmen etabliert (vgl. Abschnitt 4.2). Im Rahmen dieses Projektes wurde ein bestehender Ansatz basierend auf [Hof20; Nat17] praxisnah weiterentwickelt. In einem mehrstufigen Verfahren werden zunächst Topologiemaßnahmen vorselektiert, um anschließend Engpassmanagementmaßnahmen mit Topologiemaßnahmen gemeinsam optimieren zu können. Eine Veröffentlichung zu einem früheren Stand des Ansatzes *Co-Optimierung* findet sich in [Pre+24].

5.4.1 Überblick und Zielsetzung

Die Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl, entwickelt vom Projektpartner IAEW, folgt einem fünfstufigen Verfahren, welches topologische Freiheitsgrade und marktbezogene Engpassmanagementmaßnahmen gekoppelt optimiert und betriebliche sowie technische Randbedingungen realer Betriebsplanungsprozesse berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.2). Kernidee ist, zulässige Topologiemaßnahmen aus den in Abschnitt 2.3 beschriebenen, realen DACF-pRD2-Daten zu extrahieren, kritische (n-1)-Engpässe mit einer sensitivitätsbasierten Engpassmanagementoptimierung zu identifizieren, mittels einer heuristischen Vorselektion vielversprechende Topologien zu generieren und diese in einer gemischt-ganzzahligen Optimierung gemeinsam mit anderen Engpassmanagementmaßnahmen zeitlich gekoppelt zu ermitteln. Abbildung 5.9 stellt den Ablauf des Verfahrens dar. Zur Erhöhung der Recheneffizienz und Modelltreue werden bewährte Elemente aus der Literatur übernommen und erweitert: PTDF-/LODF-/GLODF-/PSDF-basierte Linearisierungen, ein Entscheidungsbaum- und Filteransatz für Schaltanlagenkonfigurationen, sowie eine Benders-artige Zerlegungsmethode für gekoppelte Engpassmanagementoptimierung mit Topologiemaßnahmen. [Nat17; Hof20] Auf diese Weise wird ein Kompromiss aus Lösungsqualität, Rechenzeit und operativer Plausibilität erzielt.

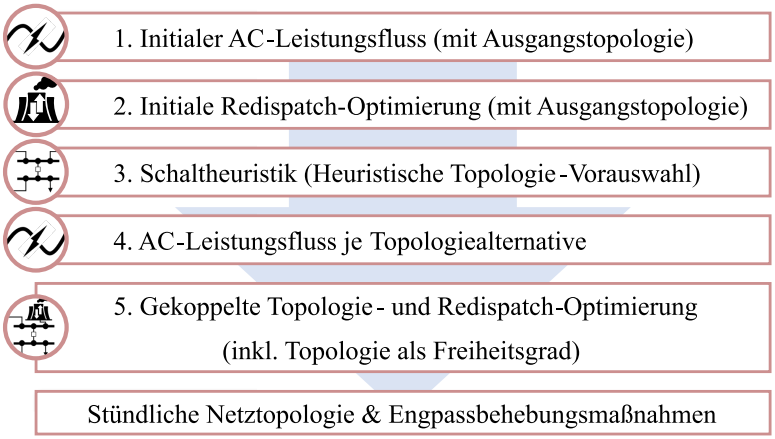


Abbildung 5.9: Verfahrensablauf Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl

5.4.2 Datengrundlage

Die Eingangsdaten stammen aus der gemeinsamen Eingangs- und Ergebnisdatenbank, in der stündliche Datensätze des betrachteten Tages sowie gemeldete Redispatchpotenziale, ergänzt um Nichtverfügbarkeiten und topologische Detailinformationen auf Schaltanlagenebene verfügbar sind (vgl. Abschnitt 2.6).

5.4.3 Initiale Engpassmanagmentoptimierung ohne Topologiemaßnahmen

In den ersten beiden Schritten wird für jeden Zeitschritt zunächst bei fester Ausgangstopologie (inklusive zeitpunktscharfer Wartungsfreischaltungen und Randnetzabbildung) eine AC-Leistungflussberechnung und anschließend eine gemischt-ganzzahlige Redispatch-Optimierung

durchgeführt, um aus der aktuellen Last-/Einspeisesituation und Netztopologie die kritischen (n-1)-Ausfälle zu detektieren und durch CBCO (vgl. Abschnitt 2.3) zu charakterisieren. Zu den Nebenbedingungen gehören PTDF-/LODF-/Generalized Line Outage Distribution Factor (GLODF)-/PSDF-Approximationen der Scheinleistungsflüsse in den durch CBCO definierten Ausfallsituationen, genannt Netzsicherheitsnebenbedingungen (vgl. Nebenbedingung (94)). Durch diese Nebenbedingungen wird sichergestellt, dass kein Betriebsmittel in den betrachteten Ausfallsituationen über den technisch zulässigen Stromgrenzen ausgelastet ist. Die einsetzbaren Redispatchpotenziale unterliegen gemäß Abschnitt 3.2.2 einer Systembilanznebenbedingung (vgl. Nebenbedingung (91)) und weiteren Restriktionen, bspw. Gradienten, Mindestlauf- und Stillstandszeiten. Zur Gewährleistung der Lösbarkeit werden Schlupfvariablen mit hohen Strafkosten eingeführt. Übermäßig hohe Auslastungen unterlagerter Netzebenen oder Übertragungsnetze von Nachbarländern (Randnetze) werden verhindert, indem Transformatoren zu Verteilnetzbetreibers (VNBs) und Kuppelleitungen zu angrenzenden ÜNBs gesondert mit einer “Nicht-Verschlechtern-Nebenbedingung” behandelt werden. Eine Erhöhung der Auslastung ist nur dann möglich, wenn nicht bereits ein Engpass vorliegt. Zudem kann die maximale Änderung der Auslastung begrenzt werden, um auch bei Engpassfreiheit eine übermäßig hohe zusätzliche Belastung der Randnetze zu vermeiden. Die Zielfunktion der Optimierung reflektiert die realen kalkulatorischen Kostenfaktoren der Congestion Management (CM)-Prozesse und die Vorrangigkeit erneuerbarer Einspeisung, sodass Erneuerbare Energie (EE)-Abregelung gegenüber konventionellem, marktbasiertem Redispatch hoch bepreist wird. Im Folgenden wird das zugrundeliegende lineare Optimierungsproblem vorgestellt. In diesem ersten Verfahrensschritt ist zu beachten, dass zunächst lediglich eine einzige Topologie (die Ausgangstopologie) $\psi \in \Psi$ je Zeitschritt zur Verfügung steht. Unter Berücksichtigung der Mengendefinitionen aus Tabelle 5.4 sind in Tabelle 5.5 die genutzten Parameter dargestellt.

Formelzeichen	**Beschreibung**
T	Menge der betrachteten Zeitschritte
Ψ	Menge der betrachteten Topologiealternativen
V	Menge der betrachteten Knoten im Netz
E	Menge der betrachteten Längszweige im Netz
CBCO	Menge aller CBCO, Teilmenge von $E \times E$
RDP	Menge aller Redispatchpotentiale (Kraftwerke, EE-Anlagen)
PST	Menge aller verfügbaren Phasenschiebertransformator

Tabelle 5.4: Mengendefinitionen, notwendig für die Definition des Optimierungsproblems

Parameter	**Einheit**	**Beschreibung**
$P^0_{k,t}$	$[MW]$	Initiale Einspeisung von Redispatchpotenzial $k \in$ RDP im Zeitschritt $t \in T$
$\theta^0_{p,t}$	[deg]	Initiale Phasenverschiebung von PST $p \in$ PST im Zeitschritt $t \in T$
$S^{0,\psi}_{e,t}$	$[MVA]$	Im (n-0)-Fall übertragene Scheinleistung auf Längszweig $e \in E$ im Zeitschritt $t \in T$ in Topologiealternative $\psi \in \Psi$
$\lvert V\rvert^{\psi}_{v,t}$	$[V]$	Spannungsmagnitude an Knoten $v \in V$ im Zeitschritt $t \in T$ in Topologiealternative $\psi \in \Psi$
$S^{\psi}_{e,m,t}$	$[MVA]$	Im (n-1)-Fall übertragene Scheinleistung auf Längszweig $e \in E$ im Zeitschritt $t \in T$ in Topologiealternative $\psi \in \Psi$ nach Ausfall von Längszweig $m \in E$
$PTDF^{\psi}_{e,v,t}$	[-]	PTDF von Knoten $v \in V$ auf Längszweig $e \in E$ im Zeitschritt $t \in T$ in Topologiealternative $\psi \in \Psi$
$LODF^{\psi}_{e,m,t}$	[-]	LODF von Längszweig $m \in E$ auf anderen Längszweig $e \in E$ im Zeitschritt $t \in T$ in Topologiealternative $\psi \in \Psi$
$PSDF^{\psi}_{e,m,t}$	[-]	PSDF von Längszweig $m \in E$ auf anderen Längszweig $e \in E$ im Zeitschritt $t \in T$ in Topologiealternative $\psi \in \Psi$

Tabelle 5.5: Parameter für die Engpassmanagementoptimierung

In Tabelle 5.6 sind die Grenzen für Betriebsmittel und Engpassmanagementmaßnahmen dargestellt.

Technische Grenze	Einheit	Beschreibung
$Limit_{e,t}^{\psi}$	$[MVA]$	Obere Grenze für den Scheinleistungstransport über Längszweig $e \in E$ im Zeitschritt $t \in T$ in Topologiealternative $\psi \in \Psi$
$\Delta P_{k,t}^{\max,+}$	$[MW]$	Maximaler positiver Redispatchabruf des Redispatchpotentials $k \in$ RDP im Zeitschritt $t \in T$
$\Delta P_{k,t}^{\max,-}$	$[MW]$	Maximaler negativer Redispatchabruf des Redispatchpotentials $k \in$ RDP im Zeitschritt $t \in T$
$\Delta\theta_{p,t}^{\max,+}$	$[MW]$	Maximale positive Phasenwinkelverschiebung des PST $p \in$ PST im Zeitschritt $t \in T$
$\Delta\theta_{p,t}^{\max,-}$	$[MW]$	Maximale negative Phasenwinkelverschiebung des PST $p \in$ PST im Zeitschritt $t \in T$

Tabelle 5.6: Technische Grenzen der Betriebsmittel, welche den Lösungsraum innerhalb der Engpassmanagementoptimierung begrenzen

Für alle Engpassmanagementmaßnahmen werden Kostenterme verwenden, die als kalkulatorische Kosten die Einsatzreihenfolge der jeweiligen Maßnahmen bestimmen. Dabei wird in Kosten für positiven und negativen RD unterschieden. Der Kostensockel c^{calc} erwirkt stets positive Kosten auch bei negativem Redispatchabruf, sodass eine Marktnachoptimierung vermieden wird.

$$\begin{aligned} c_k^+ &= c^{\text{margin}} + c^{\text{calc}} \quad \forall \quad k \in \text{RDP} \\ c_k^- &= -c^{\text{margin}} + c^{\text{calc}} \quad \forall \quad k \in \text{RDP} \end{aligned} \tag{89}$$

Um die Lösbarkeit des Optimierungsproblems sicherzustellen, werden Schlupfvariablen definiert, welche die Nicht-Auflösung eines Engpasses zu hohen Kosten ermöglichen:

$$c^{\text{slack}} \gg \max(c_k^+, c_k^- \ \forall\ k \in \text{RDP},\ c_p^+, c_p^- \ \forall\ p \in \text{PST}) \tag{90}$$

Tabelle 5.7 stellt die relevanten Kostenparameter und Tabelle 5.8 die Entscheidungsvariablen, die in der Optimierung angewendet werden, dar.

Kostenfaktor	Einheit	Beschreibung
c_k^+	$[\frac{€}{MWh}]$	Kostenfaktor für positiven RD-Abruf des RD-Potenzials $k \in$ RDP
c_k^-	$[\frac{€}{MWh}]$	Kostenfaktor für negativen RD-Abruf des RD-Potenzials $k \in$ RDP
c_p^+	$[\frac{€}{\phi}]$	Kostenfaktor für positive Phasenverschiebung durch PST $p \in$ PST
c_p^-	$[\frac{€}{\phi}]$	Kostenfaktor für negative Phasenverschiebung durch PST $p \in$ PST
c^{slack}	$[\frac{€}{MWh}]$	Kostenfaktor für Nutzung der Schlupfvariablen für garantierte Lösbarkeit

Tabelle 5.7: Kostenparameter, die in der Engpassmanagementoptimierung Anwendung finden.

Entscheidungsvariable	Menge	Beschreibung
z_t^{ψ}	{0,1}	Auswahl der Topologiealternative $\psi \in \Psi$ in Zeitschritt $t \in T$
$\Delta P_{k,t}^{+}$	$\mathbb{R}_+$	Positiver RD-Abruf des RD-Potenzials $k \in$ RDP in Zeitschritt $t \in T$
$\Delta P_{k,t}^{-}$	$\mathbb{R}_+$	Negativer RD-Abruf des RD-Potenzials $k \in$ RDP in Zeitschritt $t \in T$
$\Delta \theta_{p,t}^{+}$	$\mathbb{R}_+$	Positive Phasenwinkelverschiebung an PST $p \in$ PST in Zeitschritt $t \in T$
$\Delta \theta_{p,t}^{-}$	$\mathbb{R}_+$	Negative Phasenwinkelverschiebung an PST $p \in$ PST In Zeitschritt $t \in T$
$S_{e,RA,t}^{\psi}$	$\mathbb{R}_+$	Scheinleistungsfluss über Längszweig $e \in E$ in Zeitschritt $t \in T$ mit aktiver Topologiealternative $\psi \in \Psi$ nach RD-Abruf
$\Delta S_{e,t}^{\text{slack}}$	$\mathbb{R}_+$	Schlupfvariable für künstliche Erhöhung der Scheinleistungsgrenzen des Längszweiges $e \in E$ in Zeitschritt $t \in T$

Tabelle 5.8: Entscheidungsvariablen in der Engpassmanagementoptimierung

Die Systembilanznebenbedingung (91) stellt sicher, dass der Redispatch je Zeitschritt bilanzneutral erfolgt:

$$\sum_{k \in \text{RDP}} \Delta P_{k,t}^{+} - \sum_{k \in \text{RDP}} \Delta P_{k,t}^{-} = 0 \quad \forall \quad t \in T. \tag{91}$$

Um Engpassfreiheit auf Längszweigen im (n-0)-Fall zu berücksichtigen, begrenzen Nebenbedingung (92) und (93) den Scheinleistungsfluss.

$$\begin{aligned} S_{e,t}^{\psi} = S_{l,t}^{0,\psi} &+ \sum_{k \in \text{RDP}} PTDF_{e,v(k),t}^{\psi} (\Delta P_{k,t}^{+} - \Delta P_{k,t}^{-}) \\ &+ \sum_{p \in \text{PST}} PSDF_{e,e(p),t}^{\psi} (\Delta \theta_{p,t}^{+} - \Delta \theta_{p,t}^{-}) \end{aligned} \qquad \forall \quad e \in E, t \in T, \psi \in \Psi \tag{92}$$

$$\begin{aligned} S_{e,t}^{\psi} &\geq -Limit_{e,t}^{\psi} - \Delta S_{e,t}^{\text{slack}} - (1 - z_t^{\psi}) M \\ S_{e,t}^{\psi} &\leq Limit_{e,t}^{\psi} + \Delta S_{e,t}^{\text{slack}} + (1 - z_t^{\psi}) M \end{aligned} \qquad \forall \quad e \in E, t \in T, \psi \in \Psi. \tag{93}$$

Dabei wird stets die maximal übertragbare Scheinleistung in beide Übertragungsrichtungen berücksichtigt. Ebenso wird Engpassfreiheit für die berücksichtigten CBCO sichergestellt, indem Nebenbedingungen (93) um einen Term $LODF_{e,m,t}^{\psi} S_{m,t}^{\psi}$ erweitert werden, welcher den Effekt des ausfallenden CO auf den betrachteten CB approximiert.

$$\begin{aligned} S_{e,t}^{\psi} + LODF_{e,m,t}^{\psi} S_{m,t}^{\psi} &\geq -Limit_{e,t}^{\psi} - \Delta S_{e,t}^{\text{slack}} - (1 - z_t^{\psi}) M \\ S_{e,t}^{\psi} + LODF_{e,m,t}^{\psi} S_{m,t}^{\psi} &\leq Limit_{e,t}^{\psi} + \Delta S_{e,t}^{\text{slack}} + (1 - z_t^{\psi}) M \end{aligned} \qquad \begin{aligned} \forall \quad (e,m) &\in \text{CBCO} \\ t &\in T, \psi \in \Psi. \end{aligned} \tag{94}$$

In der Zielfunktion (95) werden die in Tabelle 5.7 genannten Kostenfaktoren mit dem jeweiligen Redispatch- und PST-Einsatz multipliziert, die die kalkulatorischen Kosten der Engpassmanagementoptimierung darstellen.

$$\begin{aligned} \min \sum_{t \in T} \Bigg(&\sum_{k \in \text{RDP}} (c_k^{+} \, \Delta P_{k,t}^{+} + c_k^{-} \, \Delta P_{k,t}^{-}) \\ &+ \sum_{p \in \text{PST}} (c_p^{+} \, \Delta \theta_{k,t}^{+} + c_p^{-} \, \Delta \theta_{p,t}^{-}) \; + \sum_{e \in E} c^{\text{slack}} \, \Delta S_{e,t}^{\text{slack}} \Bigg). \end{aligned} \tag{95}$$

5.4.4 Heuristische Topologievorauswahl

Ziel der Vorauswahl ist es, die kombinatorische Komplexität zu senken, indem aus allen theoretischen Topologiemaßnahmenkombinationen nur solche ausgewählt werden, die zulässig sind und in der aktuellen Situation wirksam und operativ praktikabel sind. In Abbildung 5.10 ist ein Überblick über das Verfahren der heuristischen Topologievorauswahl dargestellt. Zunächst werden mittels Sensitivitätsanalyse (PTDF/LODF) Schaltanlagen und Stromkreise identifiziert, bei denen Topologiemaßnahmen die beobachteten (n-1)-Überlastungen voraussichtlich entlasten.

Diese Topologiemaßnahmenkandidaten umfassen Leitungszu-/abschaltungen, Ent-/Kuppeln von Sammelschienen, sowie Umbelegungen von Sammelschienenabgängen. Die Wirkungen einzelner Topologiemaßnahmenkandidaten werden anschließend zweistufig bewertet:

1. Leistungsflussbasiert (Reduktion hoher (n-1)-Auslastungen)
2. Maßnahmenbasiert per vereinfachter Simulation der Kostenwirkung im Engpassmanagement

In der leistungsflussbasierten Bewertung wird, mittels der je Topologiemaßnahmenkandidat angepassten Sensitivitäten, die Auswirkung der Topologiemaßnahmen auf die Engpassarbeit überlasteter Stromkreise untersucht. Maßnahmen ohne signifikante Entlastungswirkung werden nicht weiter betrachtet. Wenn eine signifikante Entlastung festgestellt wird, schließt sich die maßnahmenbasierte Bewertung an. Dafür wird das Optimierungsproblem aus Abschnitt 5.4.3 in linearisierter Form für einen Zeitschritt angewendet und der Einsatz notwendiger Engpassmanagementmaßnahmen unter Berücksichtigung der (einzelnen) angepassten Netztopologie optimiert. In Summe werden diejenigen Topologiemaßnahmenkandidaten beibehalten, welche nicht nur eine Reduktion der Engpassarbeit auf überlasteten Stromkreisen erzielen, sondern auch einen (kalkulatorisch) günstigeren Einsatz verbleibender Engpassmanagementmaßnahmen ermöglichen.

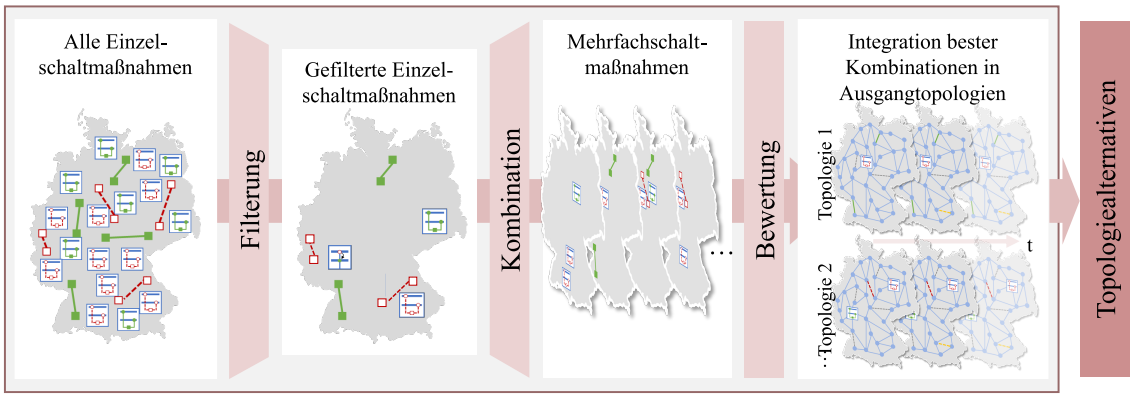


Abbildung 5.10: Detaillierter Ablauf der heuristischen Topologievorauswahl (vgl. Schritt 4 in Abbildung 5.9).

Um einzelne Topologiemaßnahmenkandidaten zu vollständigen Topologien zu gruppieren wird ein Kombinationsverfahren eingesetzt, das kompatible Topologiemaßnahmenkandidaten aggregiert und die operative Nähe zur Ausgangstopologie sicherstellt, etwa über die „maximale Anzahl geschalteter Schaltanlagen“ $n^{max}_{station}$ und die „maximale Anzahl Abgangsumbelegungen je Schaltanlage“ n^{max}_{umb}. Um die Anzahl zu bewertender Topologiemaßnahmenkandidaten weiter zu reduzieren, wird die Konfiguration jeder Schaltanlage als Entscheidungsbaum über Reduktionsebenen aufgespannt, auf dem schwach bewertete Äste frühzeitig abgeschnitten werden. Zusätzlich werden Konfigurationen mit nahezu identischem Leistungsflussergebnis konsolidiert, um nur repräsentative Varianten weiterzugeben. Dabei werden stehts die Maßnahmenkombiantionen mit geringerem Schaltaufwand beibehalten. Leitungszu-/abschaltungen werden in der Bewertung berücksichtigt, indem LODF genutzt werden. GLODF werden verwendet, um Mehrfachausfälle bzw. Mehrfachschaltungen sensitivitätsbasiert zu approximieren.

Zulässige Spannungswinkel- und Spannungsmagnitudendifferenzen durch Topologiemaßnahmen sind in der Realität durch die Fähigkeiten von Parallelschaltgeräten eingeschränkt. Dies stellt eine wichtige Nebenbedingung dar, denn oberhalb einer maximalen Spannungswinkeldifferenz wären Parallelschaltgeräte nicht in der Lage eine Sammelschienenkupplung durchzuführen (vgl. Abschnitt 3.2.1). Aus diesem Grund wird abschließend für die resultierenden Topologien eine Spannungsanalyse durchgeführt. Ziel dieses Schritts ist das Ausschließen derjenigen Topologien, welche zu unzulässig hohen Spannungswinkeldifferenzen nach Sammelschienenentkupplung führen. Dazu wird je Topologie sowie Einspeise- und Lastsituation das Leistungsflussergebnis an von Topologiemaßnahmen betroffenen Schaltanlagen analysiert. Bei Überschreitung des je Schaltanlage individuell definierbaren Grenzwerts wird die zugrundeliegende Topologiemaßnahme an dieser Station wieder

entfernt. Gleichermaßen kann je Schaltanlage ein Maximum für die Spannungsmagnitudendifferenz definiert und eine Filterung nach diesem Kriterium durchgeführt werden.

Die verbleibende Menge vorausgewählter Topologien bildet die Entscheidungsdomäne für die abschließende, gemischt-ganzzahlige Co-Optimierung von Engpassmanagementmaßnahmen und Netztopologie.

Ein wiederkehrendes Rechenmuster innerhalb der Topologievorauswahl ist die Aktualisierung inverser Knotenadmittanz- bzw. Suszeptanzmatrizen nach Topologiemaßnahmen, um PTDF/-PSDF/LODF effizient neu zu berechnen, ohne eine rechenaufwendige Vollinversion der Admittanzmatrix durchführen zu müssen. Dafür wird in der Topologievorauswahl die Woodbury-Formel (auch "Inverse Matrix Modification Lemma" genannt) genutzt. Dazu wird eine "Hilfstopologie" aufgebaut, die alle potenziell zu-/abschaltbaren Zweige enthält. PTDF dieser Hilfstopologie werden aus den PTDF der Originaltopologie per Woodbury-Update erzeugt und anschließend für konkrete Zu-/Abschaltkombinationen via LODF/GLODF weiterverarbeitet. Zur Anwendung der Woodbury-Formel ist eine laufzeitintensive initiale Invertierung der Admittanzmatrix notwendig, jedoch ist die Laufzeit der darauffolgenden Bestimmung der Sensitivitäten je Topologiemaßnahme sehr gering. Durch die Kombinatorik der zur Verfügung stehenden Topologiemaßnahmenkandidaten und der damit großen Anzahl zu bewertender Permutationen stellt die Anwendung der Woodbury-Formel eine signifikante Komplexitätsreduktion dar.

5.4.5 Gekoppelte Topologie- und Redispatch-Co-Optimierung

Die finale Stufe erweitert das gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem aus der initialen Engpassmanagementsimulation um binäre Topologievariablen und wählt je Stunde genau eine der vorselektierten Topologien, gekoppelt mit kontinuierlichen Redispatchpotenzialpotenzial-Variablen, unter Einhaltung aller vorher bereits berücksichtigten netztechnischen und operativen Nebenbedingungen. Dabei wird das Optimierungsmodell aus Abschnitt 5.4.3 verwendet, allerdings enthält φ nun zusätzlich zur Ausgangstopologie alle Topologiealternativen aus der heuristischen Topologievorauswahl (vgl. Abschnitt 5.4.4).

Um die Topologieauswahl einzugrenzen, erzwingt Nebenbedingung (96) zunächst, dass je Zeitschritt genau eine der Topologiealternativen ausgewählt werden muss.

$$\sum_{\psi \in \Psi} z_t^{\psi} = 1 \quad \forall \quad t \in T. \tag{96}$$

Für jede Stunde muss genau eine Topologie gewählt werden, für die damit die entsprechenden (n-1)-Netzengpassnebenbedingungen gelten. PTDF/LODF-Sensitivitäten und zulässige Leistungsflussgrenzen werden über Big-M-Formulierungen je Zeitschritt nur für die gewählte Topologie berücksichtigt (vgl. Nebenbedingung (94)). Die Praxisanforderung geringer Schalthäufigkeit wird über eine Mindestschaltzeit $t_{\text{topo}}^{\min}$ (z. B. vier aufeinanderfolgende Stunden) in Nebenbedingung (97) modelliert, sodass die Anzahl der Topologiewechsel begrenzt und die Realisierungslast für Leit- und Schaltpersonal gesenkt wird.

$$\sum_{\tau=t}^{t+t_{\text{topo}}^{\min}-1} z_t^{\psi} \geq t_{\text{topo}}^{\min}(z_t^{\psi} - z_{t-1}^{\psi}) \quad \forall \quad t \in T, \psi \in \Psi. \tag{97}$$

Neben (n-1)- und Mindestschaltzeit-Nebenbedingung werden aus Gründen der Komplexitätsreduktion keine weiteren Nebenbedingungen in dieser Optimierungsstufe verwendet. Die Zielfunktion minimiert demnach den Gesamteinsatz marktbezogener Maßnahmen unter Einhaltung aller (n-1)-Restriktionen je ausgewählter Topologie. Operative Nebenbedingungen aus der Vorstufe (z. B. Begrenzung $n_{\text{stations}}^{\max}$, $n_{\text{umb}}^{\max}$) bleiben als Domänenreduktion in der Topologiemenge wirksam. Abschließend wird eine geschlossene Optimierung mit fixierten Topologieentscheidungen durchgeführt, um die Standardrestriktionen der Engpassmanagementmaßnahmen (Rampen, Mindestlauf-/Mindeststillstandszeiten) im Ergebnis zu berücksichtigen. Finales Ergebnis dieses Optimierungsschritts sind Topologieentscheidungen je Zeitschritt und kostenminimierte Einsatzentscheidungen der Engpassmanagementmaßnahmen.

5.4.6 Rechnerische Umsetzung und Parallelisierung

Der Programmablauf ist durch die heuristische Topologievorauswahl hochgradig parallelisierbar: Vorverarbeitung, Berechnungen aller Sensitivitäten und heuristische Vorselektion können zeitschrittscharf auf getrennten Rechenkernen ausgeführt werden. Die finale Co-Optimierung profitiert von einer reduzierten Topologiemenge und der nur in diesen Topologien aktivierten (n-1)-Nebenbedingungen je Zeitschritt. Auf realen 24-Stunden-Datensätzen ist damit eine durchgängige Optimierung inkl. Datenauf- und Nachbereitung in unter zwei Stunden Rechenzeit erreichbar.

5.4.7 Berücksichtigte Restriktionen und bekannte Grenzen

Zur Gewährleistung der operativen Plausibilität sind über alle Verfahrensschritte die in Tabelle 5.9 Randbedingungen berücksichtigt.

Randbedingung	**Abbildung**
Stromgrenzen von Betriebsmitteln	Zeitschrittscharfe Berücksichtigung der Stromtragfähigkeiten in (n-1)-Situationen (vgl. Abschnitt 3.2.1)
Systembilanz	Bilanzneutrale Redispatchmaßnahmen
Technische Randbedingungen für Kraftwerke	Mindestleistung, Maximalleistung, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten und maximale Leistungsgradienten (vgl. Abschnitt 3.2.2).
Technische Randbedingungen für Phasenschiebertransformatoren	Minimale/maximale Stufenstellung, Gruppierung von PSTs (vgl. Abschnitt 3.2.2).
Begrenzung des Schaltaufwandes & Rückkehr zum Normalschaltzustand	Begrenzung der gleichzeitig geschalteter Schaltanlagen $n^{max}_{stations}$ und Umbelegungen n^{max}_{umb} je vorausgewählter Topologie (vgl. Abschnitt 3.2.3).
Vermeidung von Inselbildung	Topologiemaßnahmen, die Netzteile voneinander trennen, werden erkannt und unterbunden.
Begrenzung des Schaltaufwandes	Mindestschaltzeit t^{min}_{topo} je Topologie (vgl. Abschnitt 3.2.3).
Geplante Nichtverfügbarkeiten von Übertragungskapazitäten	Wartungsfreischaltungen von Betriebsmitteln werden über die zeitpunktscharfen Ausgangstopologien berücksichtigt
Begrenzung von Spannungswinkel- und -magnitudendifferenz	Maßnahmenfilterung innerhalb der Topologievorauswahl (vgl. Abschnitt 5.4.4 und Abschnitt 3.2.1)

Tabelle 5.9: In der *Co-Optimierung* berücksichtigte Randbedingungen

Nicht oder nur eingeschränkt berücksichtigt sind z. B. Kurzschlussleistungen, Stabilitätsgrenzen, gültige Schaltsequenzen zwischen Topologien, sowie Netzrestriktionen unterlagerter Verteil- oder angrenzender Übertragungsnetze, welche im realen Prozess über zusätzliche Prüfungen durch die Operatoren adressiert werden (vgl. Abschnitt 3.2).

5.4.8 Dekomposition (Optional)

Eine große Anzahl vorausgewählter Topologien kann in der Co-Optimierung (vgl. Abschnitt 5.4.5) dazu führen, dass das gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem eine hohe Optimierungszeit benötigt. Dies ist insbesondere in der exponentiell anwachsenden Größe des Entscheidungsbaums im Branch-and-Cut-Verfahren des genutzten Solvers Gurobi zu erklären. Eine gute Lösung wird bereits schnell gefunden, jedoch stellt das Schließen der Optimalitätslücke eine Herausforderung dar. Für große Topologieanzahlen kann daher statt der gemischt-ganzzahligen Co-Optimierung durch eine mehrstufige Lösung mit Benders-artiger Zerlegung beschleunigt werden [Hof20]: Nach der (i) getrennten Analyse der Topologien und Iteration über relevante Kontingenzen wird ein (ii) Masterproblem mit reinen Topologievariablen und ein Subproblem mit kontinuierlichen Maßnahmen und nur für die aktivierten Topologien scharfen Netznebenbedingungen aufgestellt. Iterativ werden (iii) heuristisch Cuts aus den Dualvariablen des Subproblems generiert, bis die duale Lücke hinreichend klein ist. Dieser Ansatz reduziert die Zahl aktiver (n-1)-Restriktionen drastisch und ermöglicht hinreichend gute Lösungen in kurzer Zeit, allerdings unter Verlust des Optimalitätsbeweises. Untersuchungen

zeigen, dass die mit Dekomposition erzielten Lösungen verglichen mit Lösungen aus Branch-and-Cut ähnlich gute Qualität aufweisen.

5.4.9 Parametrierung

In Tabelle 5.10 sind die zentralen Parameter des Verfahrens Co-Optimierung zusammengefasst.

Parameter	Beschreibung
n_{umb}^{max}	Maximale Anzahl Umbelegungen je Topologie
$n_{stations}^{max}$	Maximale Anzahl geschalteter Schaltanlagen je Topologie
t_{topo}^{min}	Mindestschaltzeit einer Topologie

Tabelle 5.10: Zentrale Parameter der heuristischen Topologievorauswahl

Durch die Wahl der Parameter $n_{stations}^{max}$ und n_{umb}^{max} kann die Topologievorauswahl in ihrem Lösungsraum beliebig stark eingeschränkt werden. Durch die Wahl $n_{umb}^{max} = 0$ können zum Beispiel lediglich Kupplungsschaltungen untersucht werden. Eine höhere Anzahl erlaubter Freiheitsgrade resultiert in der Regel in einer erhöhten Laufzeit der Vorauswahl, da mehr Maßnahmenkandidaten bewertet werden müssen, allerdings ebenfalls ein höheres Reduktionspotenzial.

Der Parameter t_{topo}^{min} beeinflusst maßgeblich die Komplexität der Co-Optimerung. Bei Wahl $t_{topo}^{min} = 1$ werden Topologieentscheidungen je Zeitschritt unabhängig von anderen Topologieentscheidungen. Bei $t_{topo}^{min} > 1$ kann die Topologieauswahl die Entscheidung in vorherigen oder folgenden Zeitschritten beeinflussen mit entsprechend steigender Komplexität.

6 Exemplarische Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Optimierungsergebnisse der entwickelten Optimierungsansätze vorgestellt. Dabei wird in Abschnitt 6.1 zunächst zur Validierung der Grundfunktionalitäten der Optimierungsansätze ein Vergleich der (n-0)- und (n-1)-Leistungsflussergebnisse, sowie des initial simulierten Redispatchs der einzelnen Optimierungsansätze dargestellt. In Abschnitt 6.2 werden im Anschluss Detailergebnisse für eine exemplarische Netzsituation aus dem Jahr 2025 analysiert, um die Ergebnisse der einzelnen Optimierungsansätze beispielhaft zu vergleichen. Außerdem erfolgt in diesem Abschnitt eine Einordnung der Praxistauglichkeit ermittelter Maßnahmen. Abschließend werden in Abschnitt 6.3 Optimierungsergebnisse der entwickelten Ansätze aus der Anwendung auf einen Zeitraum von 10 Monaten im Jahr 2022 vorgestellt, die der systematischen Bewertung der Optimierungsansätze dienen.

Die Optimierungsergebnisse wurden im Rahmen des Forschungsprojekts in zahlreichen Workshops mit den Operatoren diskutiert und hinsichtlich ihrer Praxistauglichkeit bewertet. Da die Optimierungsansätze wichtige der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Randbedingungen der Topologieoptimierung integrieren, beispielsweise die Berücksichtigung von Spannungswinkel- und Spannungsmagnitudendifferenzen, wurden mehrere vorgeschlagene Topologiemaßnahmen von den Operatoren als umsetzbar eingeordnet. Da jedoch nicht alle relevanten Randbedingungen berücksichtigt werden, beispielsweise keine direkte Berücksichtigung von Sammelschienenfehlern und Kurzschlussstromgrenzwerten, wurden durch die Optimierungsansätze auch nicht umsetzbare Topologiemaßnahmen vorgeschlagen. Dies ist bei den folgenden Ausführungen stets zu beachten. Zusätzlich ist zu beachten, dass im Rahmen des Forschungsprojekts ein Vergleich zwischen simuliertem Engpassmanagement ohne Topologiemaßnahmen und simuliertem Engpassmanagement mit Topologiemaßnahmen durchgeführt wurde. Es erfolgt somit kein Vergleich mit den in der Realität durchgeführten Topologie- und Redispatchmaßnahmen. Aus diesen Gründen lassen die in den folgenden Abschnitten dargestellten Engpassmanagementmengen und –kosten keine Rückschlüsse auf reale Engpassmanagementmengen und –kosten zu.

6.1 Vergleich der initialen Leistungsfluss- und Engpassmanagementsimulationen

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse der verschiedenen Optimierungsansätze sicherzustellen, wird zunächst ein Vergleich der initialen Leistungsfluss- und Engpassmanagementsimulation (ohne Berücksichtigung von Topologiemaßnahmen) durchgeführt. Dies ermöglicht zum einen eine Validierung der Dateneinlese- und Datenaufbereitungsroutinen je Optimierungsansatz, zum anderen jedoch auch die Versicherung, dass alle Optimierungsansätze eine vergleichbare Ausgangssituation betrachten.

Als Vergleich wird eine AC-Leistungsflussberechnung des Projektpartners Amprion GmbH vor Datenaufbereitung verwendet, im folgenden *Benchmark* genannt. Diese Leistungsflussberechnung basiert auf der Software *MATPOWER* [ZMT11]. Als Datengrundlage des Vergleichs wird eine exemplarische Woche aus dem April 2022 verwendet, welche sowohl gering als auch stark engpassbehaftete Tage aufweist.

Vergleich des (n-0)-Leistungsflusses

In Abbildung 6.1 und Abbildung 6.2 sind die Abweichungen der (n-0)-Stromflüsse je Betriebsmittel zwischen dem *Benchmark*, der *Co-Optimierung* sowie der *Iterativen Optimierung* dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass der überwiegende Teil der Betriebsmittel keinen signifikanten Abweichungen unterliegt. Dennoch verbleiben einige Betriebsmittel, auf denen sich eine nicht zu vernachlässigende Leistungsflussdifferenz ergibt. Während der Leistungsfluss im *Benchmark* und die Leistungsflussberechnung der *Co-Optimierung* auf MATPOWER basieren, wird der Leistungsfluss in der *Iterativen Optimierung* mit der Leistungsflussberechnung des RES (vgl. Abschnitt 2.1) berechnet. Diese fügt unter anderem zusätzliche Blindleistungsquellen zur Steigerung des Konvergenzverhaltens des AC-Leistungsflusses hinzu und modelliert Leistungsflüsse über Drei-Wicklungs-Transformatoren anders als *MATPOWER*. Dies kann das höhere 95 %-Quantil (32,3 A gegenüber 10,73 A) erklären.

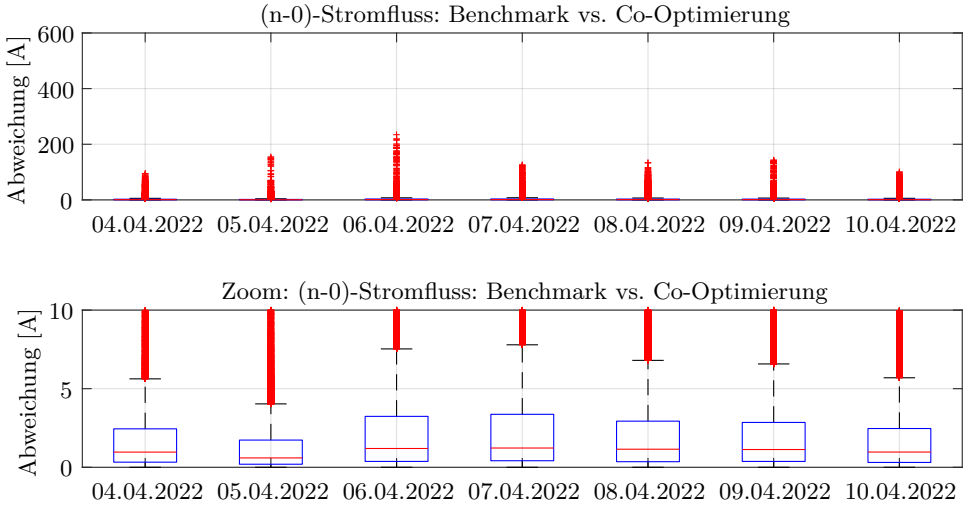


Abbildung 6.1: Abweichung des (n-0)-Stromflusses je Betriebsmittel zwischen *Co-Optimierung* und *Benchmark* (Median: 1,01 A, 95 %-Quantil: 10,73 A)

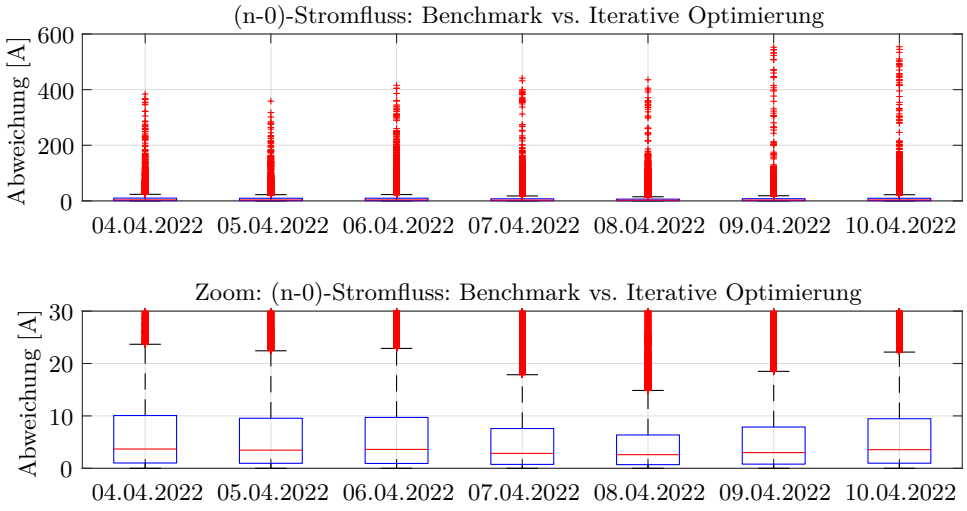


Abbildung 6.2: Abweichung des (n-0)-Stromflusses je Betriebsmittel zwischen *Iterativer Optimierung* und *Benchmark* (Median: 3,21 A, 95 %-Quantil: 32,3 A)

Ein Vergleich des Leistungsflusses zwischen *Benchmark* und der *Integrierten Optimierung* wird in Abbildung 6.3 gezeigt. Bei diesem Vergleich sind größere Abweichungen erwartbar, da sich die zugrundeliegende Leistungsflussmodellierung unterscheidet (linearisierter DC- statt AC-Leistungsfluss). Es zeigt sich, dass durch die linearisierte Abbildung des Leistungsflusses in der *Integrierten Optimierung* teilweise eine große Abweichung zum *Benchmark* resultiert.

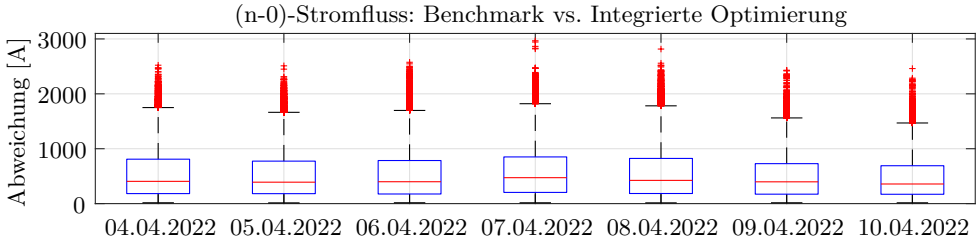


Abbildung 6.3: Abweichung des (n-0)-Stromflusses je Betriebsmittel zwischen *Integrierter Optimierung* und *Benchmark* (Median: 403,59 A, 95 %-Quantil: 1515,51 A)

Vergleich der (n-1)-Leistungsflussapproximation

Des weiteren wird ein Vergleich der approximierten (n-1)-Leistungsflüsse durchgeführt. In Abbildung 6.4 zeigt sich, dass je nach Ansatz Abweichungen von bis zu 1000 A auftreten. Dies ist durch die unterschiedlichen Berechnungsweisen der Ausfallapproximation zu begründen. Während die *Co-Optimierung* arbeitspunktunabhängige, lineare Wirkleistungssensitivitäten verwendet, werden in der *Iterativen Optimierung* linearisierte, arbeitspunktabhängige Sensitivitäten verwendet. Diese unterschiedliche Berechnungsweise führt zwangsläufig zu einem unterschiedlichen Approximationsergebnis.

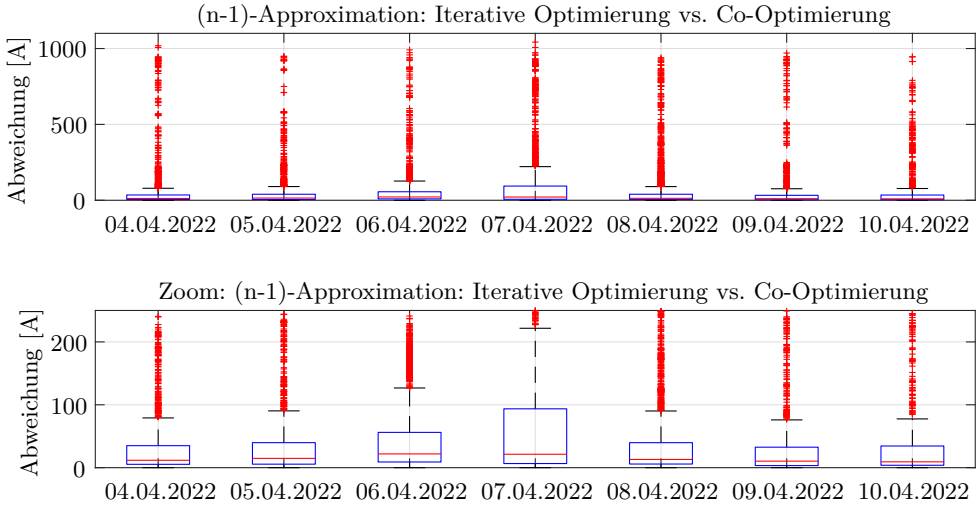


Abbildung 6.4: Abweichung des (n-1)-Stromflusses je Betriebsmittel zwischen *Iterativer Optimierung* und *Co-Optimierung* (Median: 15,08 A, 95 %-Quantil: 306,92 A)

Vergleich der Redispatchmengen je Optimierungsansatz

Abschließend wird ein Vergleich der Ergebnisse der Engpassmanagementoptimierung ohne Topologiemaßnahmen durchgeführt. Durch die unterschiedlichen initialen Leistungsflussergebnisse, die je Ansatz unterschiedlichen Ausfallapproximationen sowie die unterschiedlichen zugrundeliegenden

Leistungsflussmodelle (DC- oder AC-Leistungsfluss), sind auch Unterschiede in den initialen Ergebnissen der Engpassmanagementoptimierung zu erwarten. Als Benchmark dient in diesem Vergleich das Ergebnis aus dem in Abschnitt 2.1 beschriebenen pRD2-Prozess. In Abbildung 6.5 finden sich die resultierenden Redispatchmenge und kalkulatorischen Kosten je Optimierungsansatz.

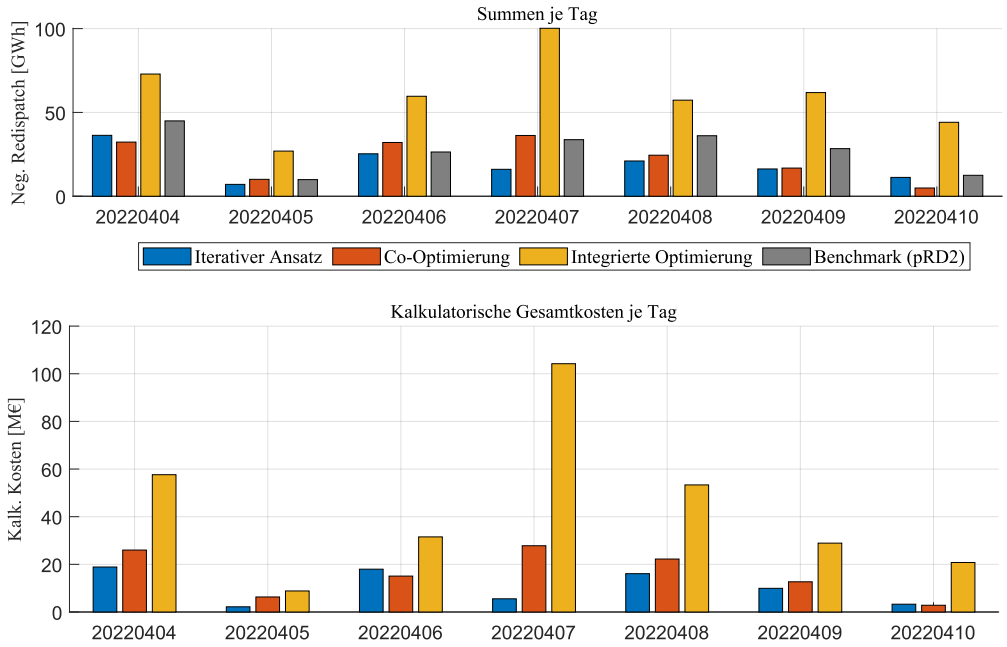


Abbildung 6.5: Vergleich der Redispatchmengen und kalkulatorischen Kosten je Optimierungsansatz.

Es zeigen sich je nach Beispieltag unterschiedliche Ergebnisse, insbesondere deutlich höhere Redispatchmengen der *Integrierten Optimierung*, bedingt durch die initial abweichenden Stromflüsse. Die *Iterative Optimierung* und die *Co-Optimierung* weisen ebenfalls Abweichungen zum Benchmark auf, allerdings auf einem deutlich geringerem Niveau.

Fazit der vergleichenden Voruntersuchung

Über die verschiedenen Optimierungsansätze hinweg zeigt sich, dass sowohl Unterschiede in den Leistungsflussergebnissen als auch in den resultierenden Ergebnissen der Engpassmanagementsimulationen resultieren. Dies ist zum einen in den teils vereinfachenden und unterschiedlichen Berechnungsmethoden für den Leistungsfluss, zum anderen in unterschiedlichen Methoden für die Ausfallapproximation begründet und daher prinzipbedingt nicht auszuschließen. Die Abweichungen des DC-basierten Ansatzes sind dabei in einer anderen Größenordnung als bei den AC-basierten Verfahren. Dennoch ist sichtbar, dass die Ansätze, unabhängig von ihrer Leistungsflussabweichung, in der resultierenden Engpassmanagementoptimierung einen ähnlichen Trend aufweisen. Insbesondere zeigt sich in den Ergebnissen, dass resultierende Engpassmanagementmaßnahmen aller betrachteten Optimierungsansätze gleiche Engpassregionen adressieren.

Aus diesem Grund ist in den folgenden Ergebnissen stets zu beachten, dass jeder Optimierungsansatz leicht unterschiedliche initiale Engpasssituationen erkennt und insbesondere die Höhe der erkannten Engpässe nicht exakt gleich ist. Zu beachten ist ebenfalls, dass sich die Abweichungen, welche in diesem Abschnitt nur für wenige Datensätze dargestellt sind, bei Betrachtung eines längeren Zeitraumes zu größeren Gesamtabweichungen aufsummieren können. Abweichungen hinsichtlich der Redispatchmengen sowie der resultierenden Reduktionspotenziale durch Topologiemaßnahmen sind folgerichtig vor dem Hintergrund dieser initialen Abweichungen einzuordnen.

6.2 Exemplarische Untersuchung einer Engpasssituation

In Abschnitt 6.2.1 erfolgt zunächst eine kurze Einführung der exemplarisch betrachteten Netzsituation. In den darauf folgenden Abschnitten werden die Optimimierungsergebnisse der verschiedenen Ansätze für diese Situation im Detail vorgestellt. Die in diesen Abschnitten dargestellten Topologiemaßnahmen wurden nach intensiver Prüfung in den Workshops zu großen Teilen als grundsätzlich umsetzbar eingeordnet, da die in Kapitel 3.2 definierten Randbedingungen eingehalten werden. Für diese Netzsituation werden von den Ansätzen somit Topologiemaßnahmen bestimmt, bei denen zusätzlich zu den explizit abgebildeten Randbedingungen wie Spannungswinkel- und Spannungsmagnitudendifferenzen, implizit auch weitere wichtige Randbedingungen wie Sammelschienenfehler und Kurzschlussströme eingehalten werden. Diese implizite Berücksichtigung von Randbedingungen ist bei der Bewertung der vorgeschlagenen Topolologiemaßnahmen durch die Operatoren in den Workshops häufiger aufgetreten, sodass in mehreren Fällen vorgeschlagenen Topologiemaßnahmen als umsetzbar eingeordnet werden konnten.

Da allerdings wichtige Randbedingungen wie Sammelschienenfehler und Kurzschlussströme in der Optimierung nicht berücksichtigt werden, konnten ebenso mehrere optimierte Topologiemaßnahmen beobachtet werden, in denen diese Randbedingungen verletzt wurden und die somit als nicht umsetzbar eingeordnet wurden. In Abschnitt 6.2.5 wird exemplarisch ein Optimierungsergebnis einer anderen Netzsituation dargestellt, bei dem die vorgeschlagene Topologiemaßnahme zu unzulässigen Auslastungen nach Sammelschienenfehler führen würde und somit nicht umsetzbar ist.

> *Hinweis zur Darstellung:* Wie in Abschnitt 6.1 erläutert, resultieren für die verschiedenen Verfahren durch unterschiedliche Leistungsflussberechnungen sowie Linearisierungsverfahren unterschiedliche Ergebniss für (n-1)-Auslastungen und Redispatch. Die nachfolgenden geografischen Darstellungen der Auslastungen und Redispatchmaßnahmen (siehe z.B. Abbildungen 6.8 und 6.9) zeigen dabei die verfahrensabhängigen Optimierungsergebnisse. Für die Detaildarstellung der Netzausschnitte (siehe z.B. Abbildung 6.10) wurde für alle Verfahren eine AC-Leistungsflussberechnung ex post durchgeführt, um die Auswirkungen der optimierten Topologiemaßnahmen vergleichbar darzustellen.

6.2.1 Situationsbeschreibung

Für die exemplarische Untersuchung wurde ein zum Zeitpunkt des Projektendes aktueller Datensatz aus dem Sommer 2025 ausgewählt. Die vortägigen Prognosen der EE-Einspeisung und der Last sind in Abbildung 6.6 und in Abbildung 6.7 dargestellt. Zu Beginn des betrachteten Tages liegt die Leistungseinspeisung von Windkraftanlagen bei bis zu 25 GW und flacht dann im Tagesverlauf auf unter 5 GW ab. Die Leistungseinspeisung aus Photovoltaikanlagen liegt in der Spitze bei fast 40 GW, sodass zur Mittagszeit bei ungefähr 60 GW Last eine leicht negative Residuallast von knapp -2 GW resultiert. Der simulierte initiale Redispatch auf Basis der *Co-Optimierung*, ohne Umsetzung von Topologiemaßnahmen, ist in Abbildung 6.8 dargestellt. Im ersten Tagesdrittel kommt es, geprägt durch die Leistungseinspeisung der Windkraftanlagen, zu Nord-Süd-Engpässen. Diese werden durch Leistungsabsenkungen im Nordwesten (Regelzone der Tennet TSO GmbH) und gleichzeitige Leistungserhöhungen im Westen und Südwesten von Deutschland behoben. Mit steigender Leistungseinspeisung aus Photovoltaikanlagen verschiebt sich die Engpasssituation und es ergibt sich ein Ost-West-Engpass, der mit negativem Redispatch im Osten und positivem Redispatch im Westen Deutschlands behoben wird.

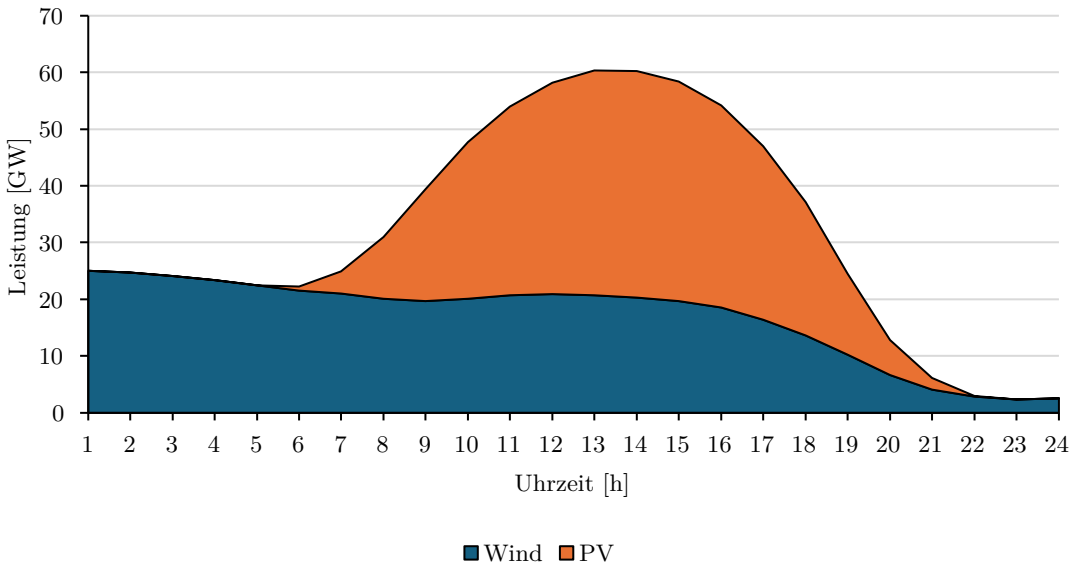


Abbildung 6.6: Day-Ahead EE-Einspeiseprognose für den exemplarischen Untersuchungstag im Jahr 2025

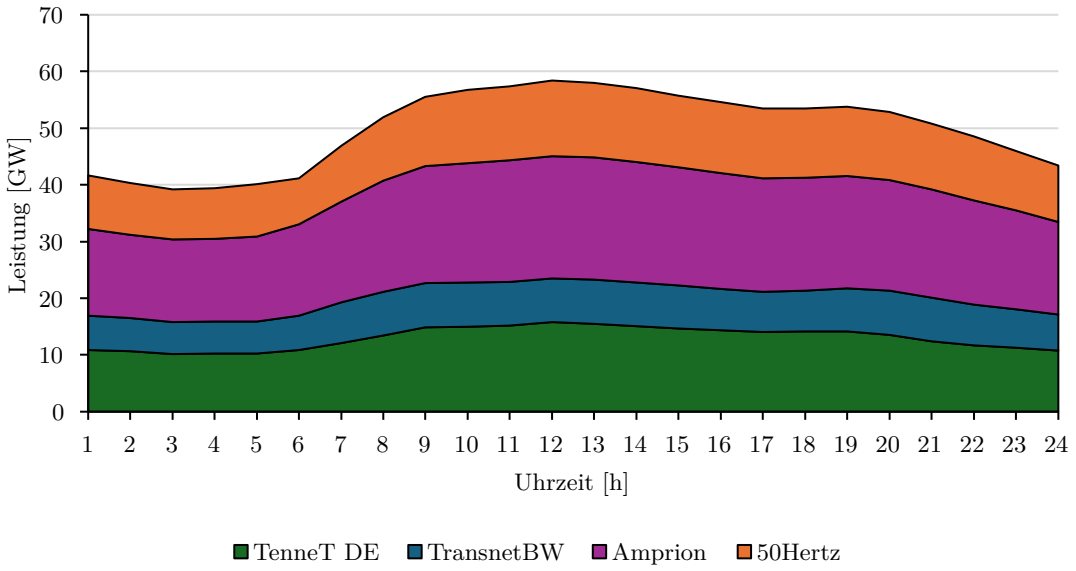


Abbildung 6.7: Day-Ahead Lastprognose für den exemplarischen Untersuchungstag im Jahr 2025

Die in Abbildung 6.8 dargestellte Engpasssituation und der simulierte Redispatch für die Tagesstunde 13 wird in den folgenden Untersuchungen als exemplarischer Netznutzungsfall näher betrachtet. Auf der linken Seite ist die initiale, simulierte Engpasssituation anhand der höchsten (n-1)-Überlastungen je Betriebsmittel dargestellt. Es können allgemein zwei verschiedene Haupt-Engpassregionen in Deutschland identifiziert werden. Ein Ost-West-Engpass im Raum Wolfsburg (Engpassregion 1) und ein Nord-Süd Engpass im Raum Frankfurt (Engpassregion 2). Wie bereits im Tagesverlauf erkennbar wird für diese Tagesstunde positiver Redispatch im Westen Deutschlands sowie negativer Redispatch im Osten Deutschlands simuliert. Der Ost-West-Engpass mit einer (n-1)-Überlastung von bis zu 132 % dimensioniert in der vorliegenden Netzsituation die erforderliche Redispatchmenge.

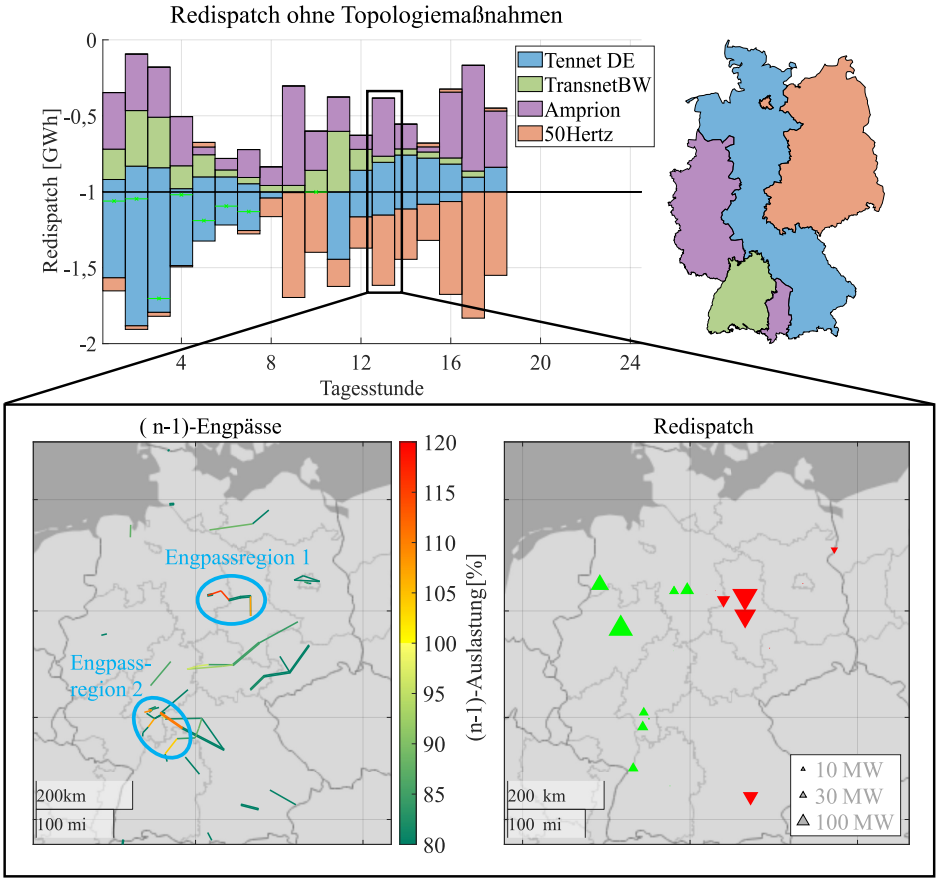


Abbildung 6.8: Simulierter Redispatch der *Co-Optimierung* im Tagesverlauf (oben), sowie (n-1)-Engpasssituation und Redispatch ohne Topologiemaßnahmen (unten) in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*)

6.2.2 Ergebnisse der Integrierten Optimierung

Die *Integrierte Optimierung* (siehe Abschnitt 5.1) wählt für die Situation und Entlastung der Engpässe in Engpassregion 1 einen Dreiknotenbetrieb an Station 1, wie in Abbildung 6.9 dargestellt. Hierbei werden zwei Kupplungen geöffnet, um die Überlastungen in Engpassregion 1 zu reduzieren (siehe Abbildung 6.8). Die gewählten Topologiemaßnahmen führen zu einer signifikanten Änderung der Netztopologie und damit der Leistungsflüsse in der betrachteten Region.

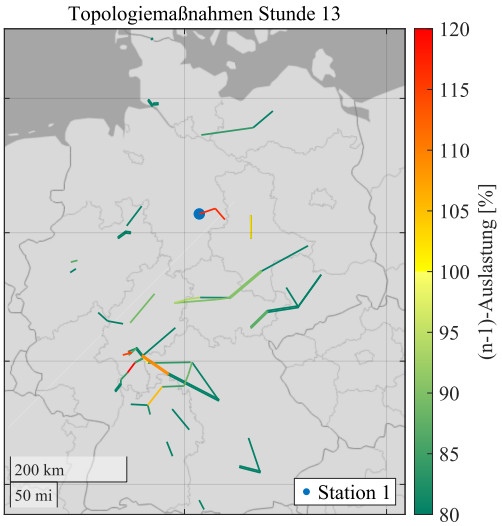


Abbildung 6.9: Initiale (n-1)-Auslastung der *Integrierten Optimierung* und ermittelte Topologiemaßnahmen für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*)

In Abbildung 6.10 (oben) ist die initiale (n-1)-Auslastungssituation vor der Optimierung dargestellt. Ohne Engpassmanagementmaßnahmen zeigen sich im kritischsten (n-1)-Fall mit 132 % und 130 % deutliche Überlastungen. Diese Überlastungen erfordern umfangreiche simulierte Redispatchmengen von über 1 GWh.

Abbildung 6.10 (mitte) zeigt die Situation nach den durch die *Integrierte Optimierung* ermittelten Topologiemaßnahmen. Durch die Öffnung der beiden Kupplungen wird die Netztopologie so verändert, dass die Leistungsflüsse verschoben werden. Die (n-1)-Auslastungen der zuvor überlasteten Stromkreise werden dadurch von 132 % auf 107 % sowie von 130 % auf 110 % reduziert. Die Topologiemaßnahmen führen somit zu einer deutlichen Entlastung der kritischen Netzelemente und substituieren weitere Engpassmanagementmaßnahmen. Durch die vorgeschlagene Topologiemaßnahme entsteht in Station 1 eine Spannungsmagnitudendifferenz von maximal 14,2 kV im (n-1)-Fall und 7,3 kV im (n-0)-Fall. Diese Differenz liegt zwar unter dem vorgegebenen Grenzwert von 15 kV ist aber durch die Operatoren vor Durchführung der Topologiemaßnahme kritisch auf die Umsetzbarkeit in Abhängigkeit der Netzsituation und der Verfügbarkeit von Blindleistungsquellen für die Spannungshaltung zu bewerten. Der Grenzwert von 15 kV wurde im Rahmen der Untersuchungen eher großzügig gewählt, damit eine Vielzahl von Topologiemaßnahmen durch die Operatoren bewertet werden können. In Realität könnte die Topologiemaßnahme aus den dargestellten Gründen somit unter Umständen auch nicht umsetzbar sein. Dies würde das dargestellte Reduktionspotenzial der Redispatchkosten und -mengen entsprechend reduzieren.

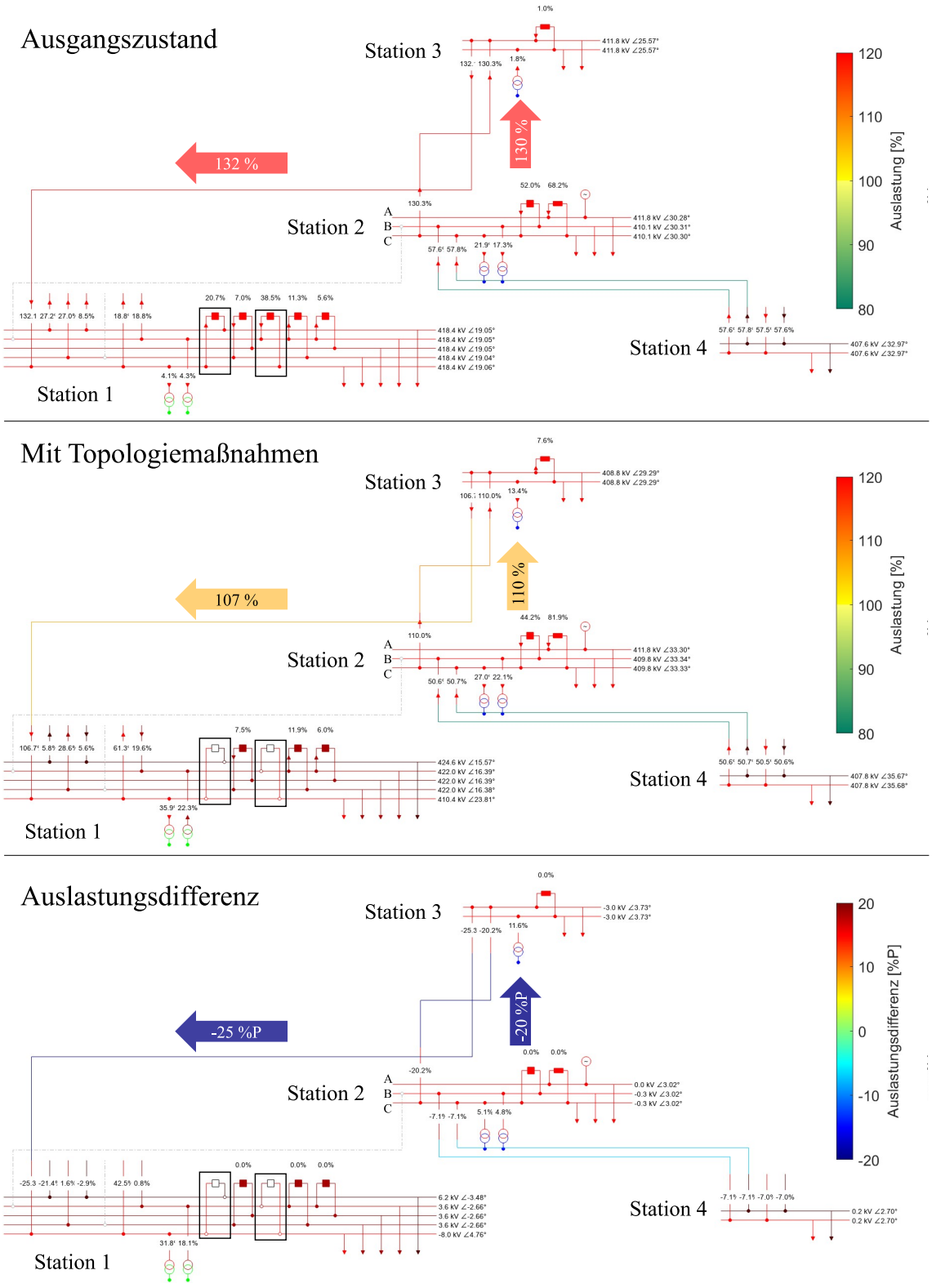


Abbildung 6.10: Netzausschnitt Station 1: (n-1)-Auslastungen vor (oben) und nach (mitte) Topologiemaßnahmen der *Integrierten Optimierung*, sowie Auslastungsdifferenz (unten) in Tagesstunde 13 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*)

Durch die optimierte Netztopologie werden die Leistungsflüsse gezielt umgeleitet und die Überlastungen können effektiv reduziert werden (siehe Abbildung 6.10 (unten)). Dies hat direkte Auswirkungen auf die erforderliche simulierte Redispatchmenge. In Abbildung 6.11 ist die geogra-

phische Verteilung des von der Optimierung ermittelten Redispatchs dargestellt. Der Vergleich zwischen der Situation ohne und mit Topologiemaßnahmen zeigt deutlich, dass durch die Topologiemaßnahmen der erforderliche Redispatch signifikant verringert werden kann. Die kalkulatorischen Redispatchkosten werden insgesamt um 20,4 % reduziert. Die *Integrierte Optimierung* demonstriert somit die Wirksamkeit der gleichzeitigen Optimierung von Topologiemaßnahmen und Redispatch.

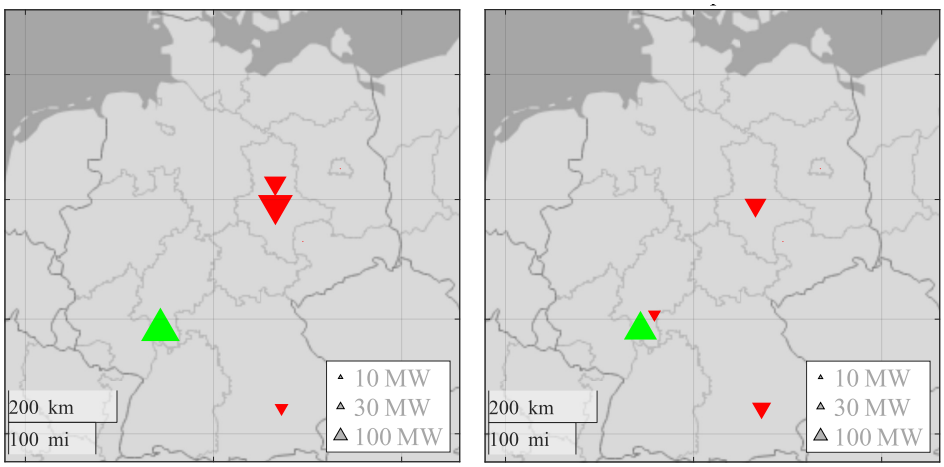


Abbildung 6.11: Simulierter Redispatch ohne (links) und mit Topologiemaßnahmen (rechts) der *Integrierten Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*)

In weiteren Beispielen werden in diesem Ansatz (zusätzliche) Maßnahmen eingesetzt, um Randbedingungen einzuhalten (zum Beispiel die Winkeldifferenzbegrenzung bei geöffneten Kupplungen) oder um Redispatchkosten zu senken (zum Beispiel durch gezielte geographische Verschiebung von Engpässen). Zusätzliche Auswertung haben gezeigt, dass hiermit simulativ bessere Lösungen erreicht werden können, als wenn nur engpassreduzierende Topologiemaßnahmen erlaubt werden: Durch direkte Kostensenkung, oder durch Engpassreduzierung mittels gemeinsamen Einsatzes zweier oder mehrerer (individuell nicht engpasslösender) Maßnahmen. Diese Maßnahmen können Topologiemaßnahmen, aber auch Redispatchmaßnahmen umfassen. Zum Beispiel könnte eine Topologiemaßnahme dazu führen, dass eine Winkeldifferenz überschritten wird. Durch gezielten Redispatch, oder eine andere (nicht engpasslösende) Topologiemaßnahme kann diese Randbedingung jedoch eingehalten werden, und die ursprüngliche Topologiemaßnahme trotzdem eingesetzt werden.

Die komplexen Zusammenhänge der Wirkung von Topologiemaßnahmen lassen sich somit nicht immer nur durch sensitivitätsbasierte Betrachtungen abbilden, und auch in der Praxis kann durch eine sequenzielle, heuristische Betrachtung Einsparpotenzial verloren gehen.

6.2.3 Ergebnisse der Iterativen Sensitivitätsbasierten Optimierung

Die iterative sensitivitätsbasierte Optimierung (siehe Abschnitt 5.2), im Folgenden *Iterative Optimierung* genannt, wählt für die Situation zwei Kupplungsöffnungen zur Entlastung des Engpasses in der Engpassregion 1 (siehe Abbildung 6.12). An Station 1 wird in diesem Fall nur eine Kupplung geöffnet. Dazu wird eine weitere Kupplung in der benachbarten Station 2 östlich von Station 1 geöffnet.

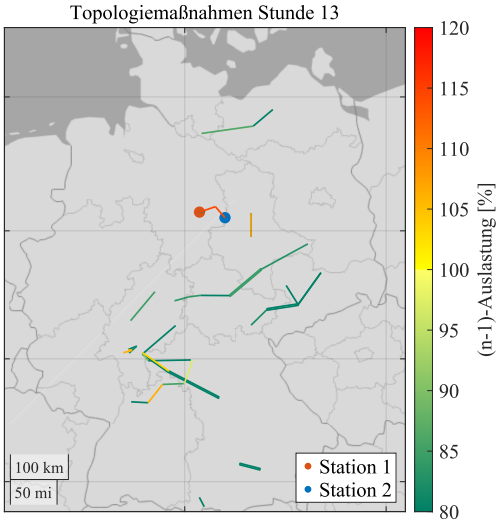


Abbildung 6.12: Initiale (n-1)-Auslastung und ermittelte Topologiemaßnahmen der *Iterativen Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*)

In Abbildung 6.13 (oben) ist zunächst die initiale Engpasssituation vor der Optimierung dargestellt. Ohne Engpassmanagementmaßnahmen sind die beiden Stromkreise, die Station 1 und 2 über die Station 3 verbinden, beim kritischsten Ausfall mit ca. 130 % und ca. 132 % überlastet. In Station 2 sind die Stromkreise zu Station 4 mit jeweils 58 %, sowie die beiden Transformatoren (grün hinterlegt) in die unterlagerte Netzebene mit 22 % und 17 % gleichmäßig belastet.

In der Mitte der Abbildung ist die Situation mit Topologiemaßnahmen und unten die Differenz der (n-1)-Auslastungen zur Ausgangssituation dargestellt. In Station 1 wird die Kupplung zwischen Sammelschiene B und E geöffnet. In Station 2 werden Sammelschiene B und C entkuppelt. Durch diese beiden Entkupplungen kann die (n-1)-Auslastung der überlasteten Stromkreise um ca. 16 %-Punkte bzw. 17 %-Punkte auf ungefähr 116 % bzw. 113 % reduziert werden. Die maximale (n-1)-Auslastung nach Topologiemaßnahmen beträgt ca. 116 %. Die zuvor fast gleichmäßige Auslastung der Abgänge von Station 1 ist durch die Entkupplung nicht mehr gegeben. Der mit Sammelschiene C verbundene Stromkreis zu Station 4 ist nun mit 94 % belastet, während der Stromkreis zu Sammelschiene B nur noch mit ca. 12 % belastet ist. Auch die Transformatoren sind nun unterschiedlich stark belastet. Während auf dem linken Transformator nun eine Leistungsflussumkehr sichtbar ist, erhöht sich die (n-1)-Auslastung auf dem Transformator, der mit Sammelschiene B verbunden ist, auf 56 %. Es erfolgt somit eine sogenannte weiche Kupplung über die Transformatoren zur unterlagerten Netzebene, welche die beiden entkuppelten Sammelschienen indirekt verbindet. Die Durchführung einer solchen Maßnahme führt zu Ringflüssen über das unterlagerte Verteilnetz und ist nur nach vorheriger Absprache mit dem unterlagerten Verteilnetzbetreiber durchzuführen. Außerdem ergibt sich durch die Entkupplung eine Spannungswinkeldifferenz zwischen den Sammelschienen B und C von $7,5°$. Bei einer Differenz von über 15° wäre die Topologiemaßnahme bereits von der Topologievorauswahl als unzulässig identifiziert und nicht in der Topologieoptimierung berücksichtigt worden (vgl. Abschnitt 3.2.1).

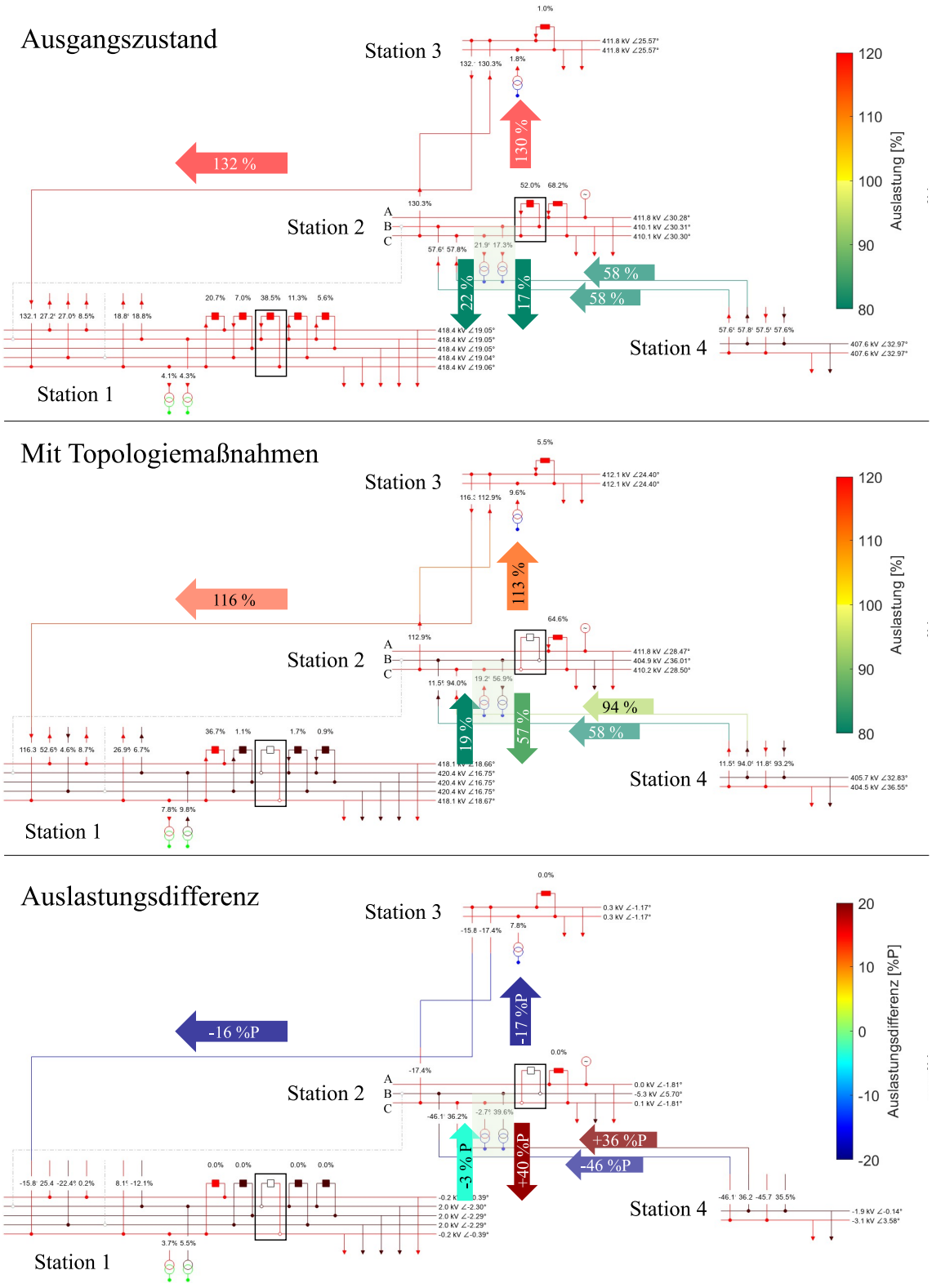


Abbildung 6.13: Netzausschnitt Engpassregion 1: (n-1)-Auslastungen vor (oben) und nach (mitte) Topologiemaßnahmen der *Iterativen Optimierung*, sowie Auslastungsdifferenz (unten) in Tagesstunde 13 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*)

Durch die Entkupplung der Stationen werden die Leistungsflüsse somit großräumig beeinflusst und die Überlastungen können reduziert werden. Dadurch können in Tagesstunde 13 die simulierten Redispatchmengen um 53,3 %-Punkte und die kalkulatorischen Kosten um 55,4 %-Punkte reduziert

werden. In Abbildung 6.14 ist die geographische Verteilung des von der Optimierung ermittelten Redispatchs zu sehen. Die Reduzierung der Ost-West-Leistungsflüsse in Engpassregion 1 führt insbesondere zu geringeren negativen Redispatchmengen im Osten Deutschlands.

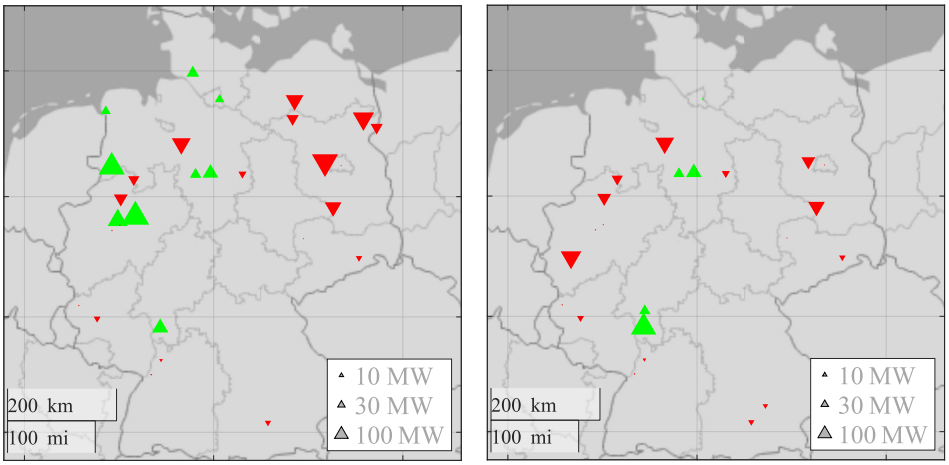


Abbildung 6.14: Simulierter Redispatch ohne (links) und mit Topologiemaßnahmen (rechts) der *Iterativen Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*)

6.2.4 Ergebnisse der Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl

Die *Co-Optimierung* mit heuristischer Topologievorauswahl (vgl. Abschnitt 5.4), wurde für den ganzen Tagesverlauf mit den in Tabelle 6.2 aufgeführten Parametern durchgeführt. Mit maximalen Umbelegungen von $n^{max}_{umb} = 3$ und gleichzeitig schaltbaren Stationen von $n^{max}_{stations} = 4$ resultieren in der heuristischen Vorauswahl 19 verschiedene Netztopologien mit insgesamt 25 verschiedenen Topologiemaßnahmen.

In Abbildung 6.15 sind alle durch die *Co-Optimierung* gewählten Topologien sowie die zugehörigen Topologiemaßnahmen aufgeführt. Mit einer Mindestschaltzeit von $t^{min}_{topo} = 4\ h$ werden von 19 verfügbaren Topologien 5 verschiedene im Tagesverlauf ausgewählt (vgl. Abbildung 6.15 rechts). Die ausgewählten Topologien beinhalten 11 verschiedene Topologiemaßnahmen innerhalb von Stationen und eine Stromkreisabschaltung.

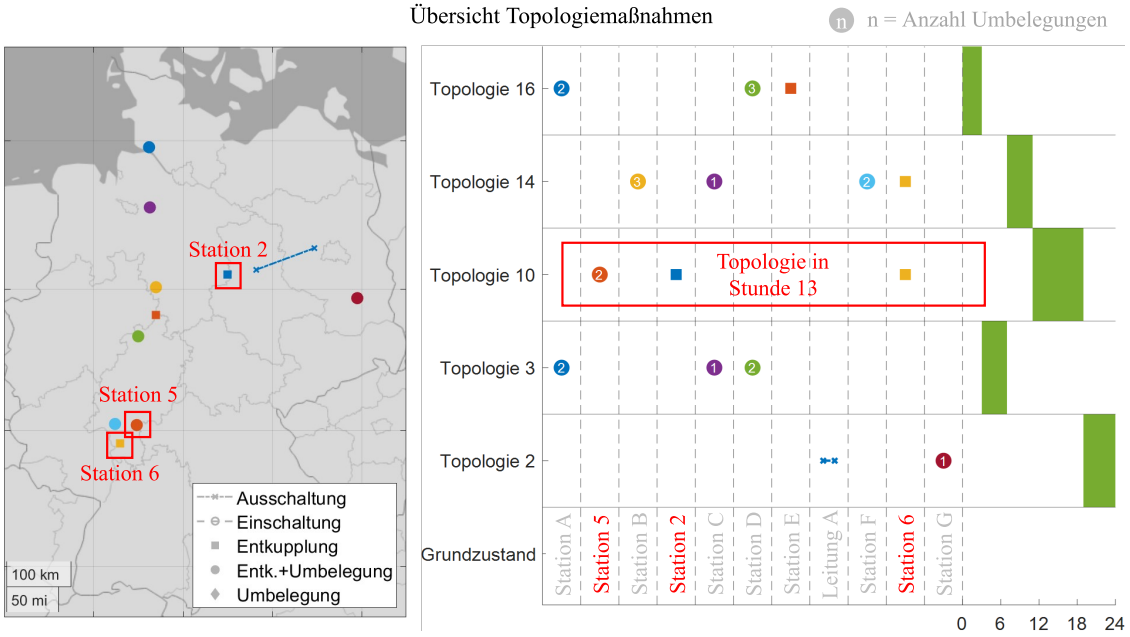


Abbildung 6.15: Ausgewählte Topologien und jeweilige Topologiemaßnahmen der *Co-Optimierung* für den Beobachtungstag und Zeitraum der Topologiemaßnahme (Balken rechts)

Abbildung 6.16 zeigt den simulierten Redispatch im Tagesverlauf vor und nach Umsetzung der Topologiemaßnahmen. Über den gesamten Tag ergibt sich eine Reduktion von 45,3 % der simulierten, kalkulatorischen Redispatchkosten und 40,9 % der Redispatchmenge. In der exemplarisch betrachteten Tagesstunde 13 wird Topologie 10 ausgewählt, die insgesamt drei Topologiemaßnahmen beinhaltet, zwei reine Entkupplungen und eine Kupplungsöffnung mit zwei Umbelegungen. Diese können die simulierten, kalkulatorischen Redispatchkosten um 58,9 % und die simulierten Redispatchmengen um 58,7 % reduzieren.

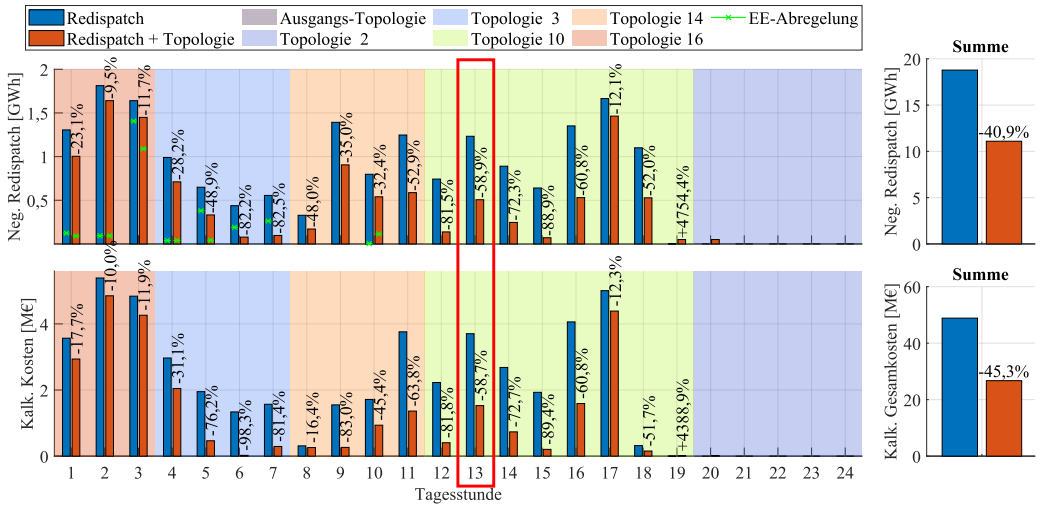


Abbildung 6.16: Kalkulatorische Redispatchkosten und -mengen der *Co-Optimierung* im Tagesverlauf vor und nach der Umsetzung von Topologiemaßnahmen.

In Abbildung 6.17 sind die ausgewählten Topologiemaßnahmen gezeigt.

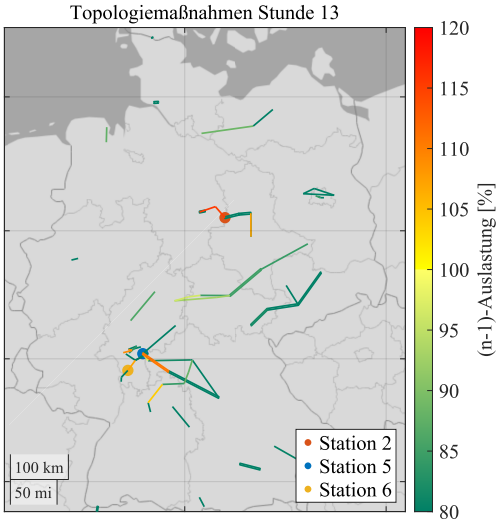


Abbildung 6.17: Initiale (n-1)-Auslastung und ermittelte Topologiemaßnahmen der *Co-Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*)

In Abbildung 6.18 ist die verbleibende Engpasssituation und der notwendige Redispatch nach Topologiemaßnahmen dargestellt. Verglichen mit der initialen Situation (siehe Abschnitt 6.2.1) ist zu erkennen, dass beide Engpassregionen entlastet, aber nicht vollständig aufgelöst werden und insbesondere der Redispatch für den Ost-West Engpass reduziert wird. Die durch die *Co-Optimierung* ausgewählten Topologiemaßnahmen können jeweils einer der vorliegenden Engpassregionen zugeordnet werden.

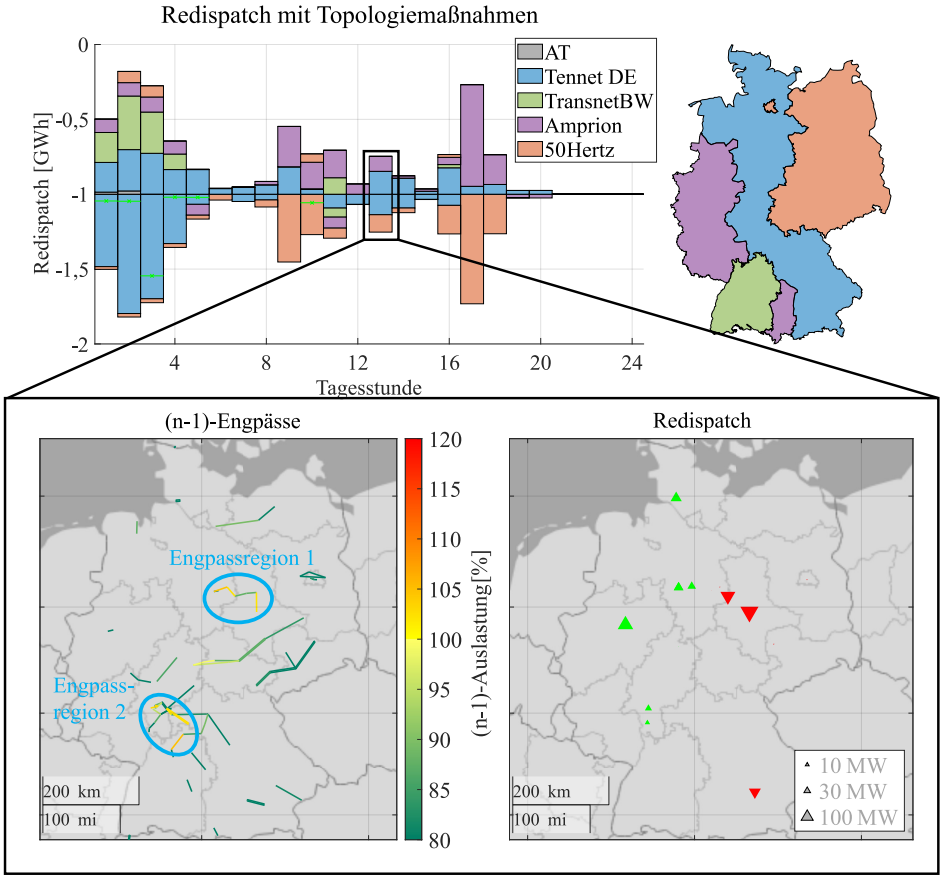


Abbildung 6.18: Simulierter Redispatch der *Co-Optimierung* im Tagesverlauf (oben), sowie (n-1)-Engpasssituation und Redispatch nach Umsetzung der Topologiemaßnahmen (unten) in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*)

In Abbildung 6.19 ist der Vergleich des Redispatchs ohne bzw. mit umgesetzten Topologiemaßnahmen dargestellt.

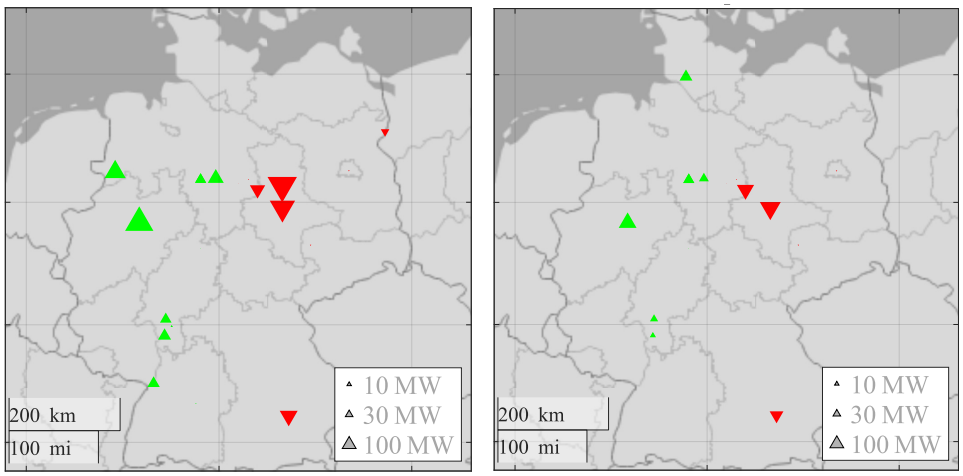


Abbildung 6.19: Simulierter Redispatch ohne (links) und mit Topologiemaßnahmen (rechts) der *Co-Optimierung* für den Beobachtungstag in Tagesstunde 13 (*Optimierungsergebnis*)

In Abbildung 6.20 sind die Leistungsflussdifferenzen durch die Topologiemaßnahmen in Stunde 13 geografisch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Topologiemaßnahme an Station 2 einen Einfluss auf die Ost-West-Engpasssituation in Engpassregion 1 hat und die anderen beiden Topologiemaßnahmen Engpassregion 2 zugeordnet werden können.

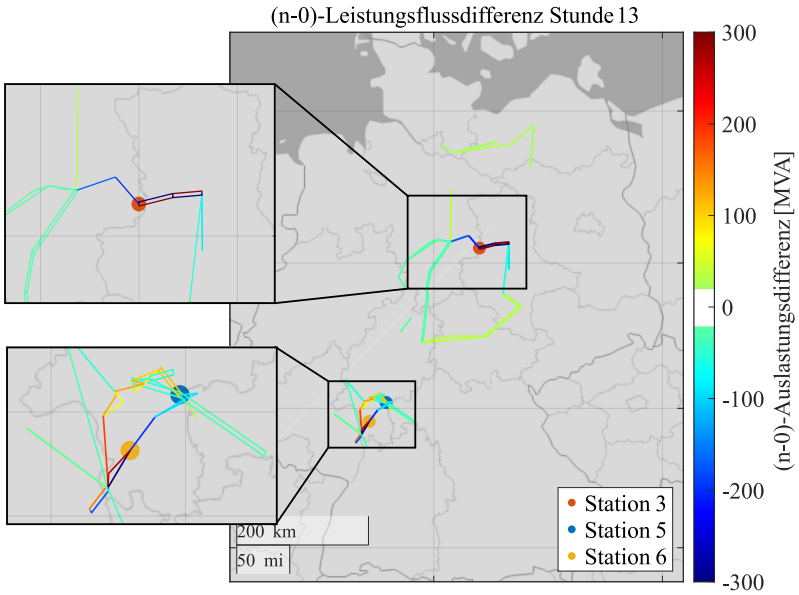


Abbildung 6.20: Leistungsflussdifferenz im (n-0)-Zustand durch die Topologiemaßnahmen der *Co-Optimierung* (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*)

Im Folgenden wird zunächst die Topologiemaßnahme in Station 2 im Detail analysiert, die wie die Topologiemaßnahmen der *Integrierten Optimierung* und *Iterativen Optimierung* ebenfalls Engpassregion 1 adressieren. In Abbildung 6.21 sind die Auslastungen der Stromkreise im kritischsten (n-1)-Fall in der Umgebung von Station 2 dargestellt. Die am stärksten überlasteten Stromkreise (132 % bzw. 130 %) verlaufen zwischen Station 1 und Station 2 über Station 3. An Station 2 findet eine Entkupplung statt. An Station 1 wird, im Gegenzug zu den Ergebnissen der *Integrierte Optimierung* und der *Iterativen Optimierung*, keine Topologiemaßnahme vorgenommen. Infolge der Entkupplung an Station 2 wird einer der Parallel-Stromkreise in Richtung Süd-Osten von dem engpassbehafteten Stromkreis entkoppelt, sodass eine Impedanzerhöhung und somit eine Verringerung des Leistungsflusses über diese Stromkreise erfolgt. In der geografischen Differenzdarstellung (vgl. Abbildung 6.20) ist zu erkennen, dass sich der Ost-West-Leistungsfluss überregional nach Norden und Süden verschiebt.

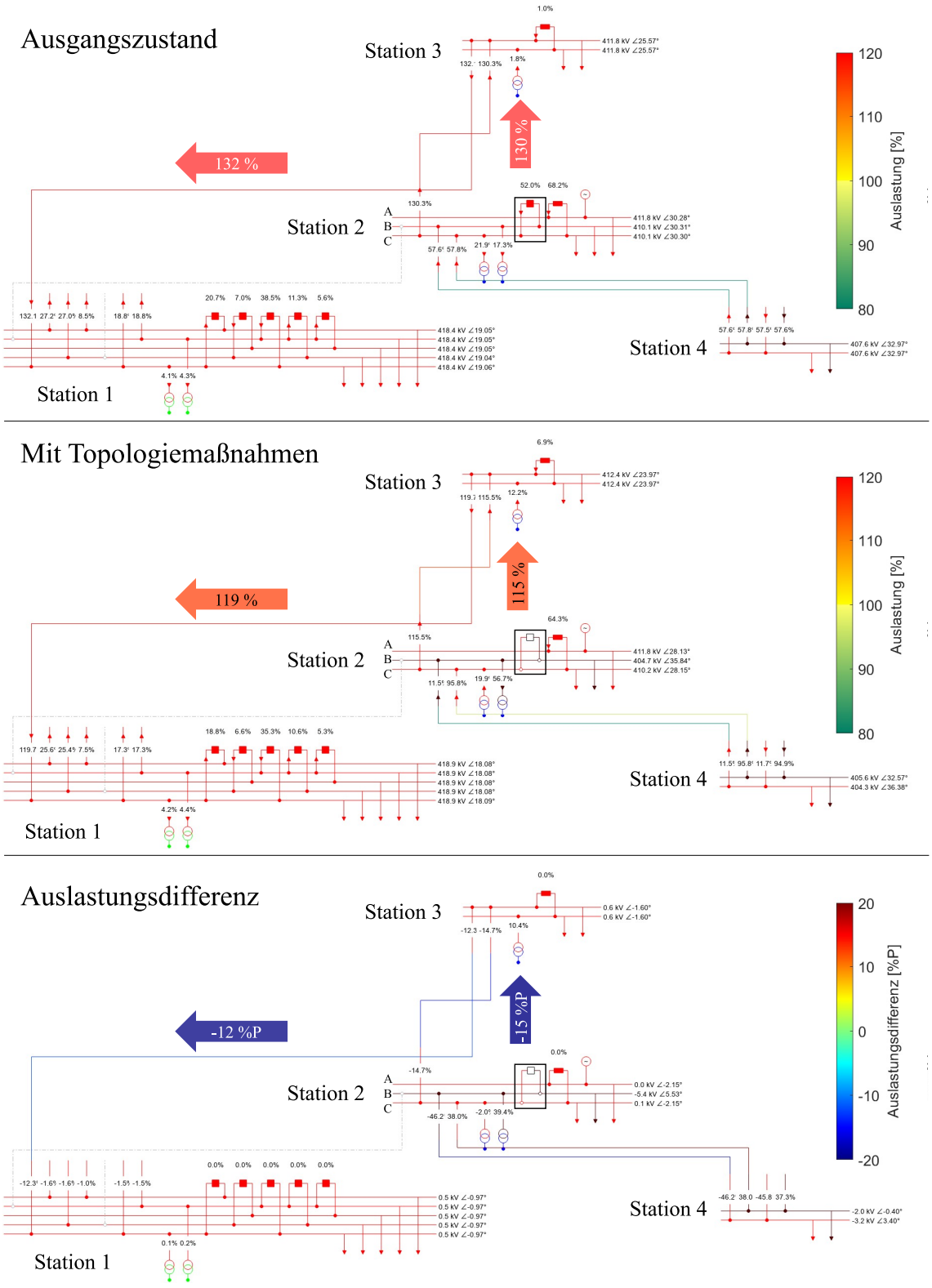


Abbildung 6.21: Netzausschnitt Station 1: (n-1)-Auslastungen vor (oben) und nach (mitte) Topologiemaßnahmen der *Co-Optimierung*, sowie Auslastungsdifferenz (unten) in Tagesstunde 13 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*)

Die vorgeschlagene Topologie beinhaltet ebenfalls Topologiemaßnahmen an den Stationen 4 und 5, die Engpassregion 2 adressieren (vgl. Abbildung 6.20). In Abbildungen 6.22 und 6.22 sind die Stationen 5 und 6 in der jeweils kritischsten (n-1)-Situation dargestellt. Durch eine Entkupplung

und zwei Umbelegungen an Station 5 wird der dortige Engpass von 109 % auf 99 % um über 10 %-Punkte reduziert. An Station 6 resultiert die Entkupplung in einer Engpassreduktion in Höhe von 24 %-Punkten von 128 % auf 104 %. In der geografischen Differenzdarstellung (Abbildung 6.20) ist zu erkennen, dass durch die Topologiemaßnahmen eine Entlastung der Engpässe unmittelbar zwischen den Stationen 5 und 6 resultiert und der Leistungsfluss auf weiter nördlich verlaufende Stromkreise verschoben wird.

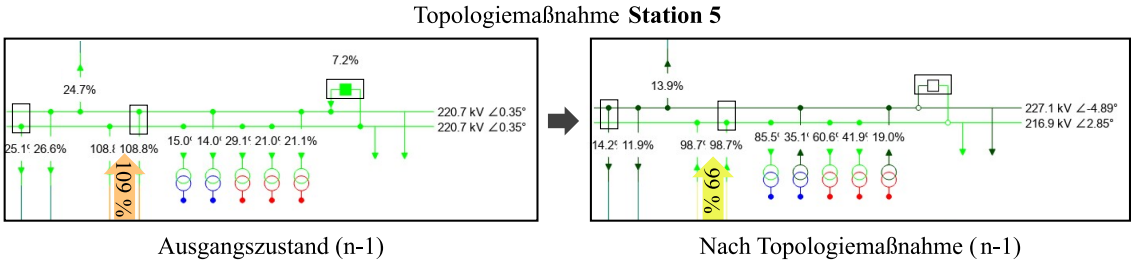


Abbildung 6.22: Topologiemaßnahmen und Auslastungen im kritischsten Ausfall an Station 5 zur Reduktion der Engpässe in Engpassregion 2 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*)

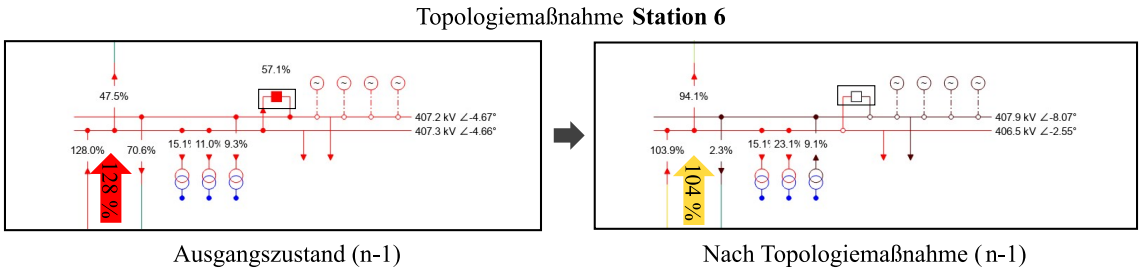


Abbildung 6.23: Topologiemaßnahmen und Auslastungen im kritischsten Ausfall an Station 6 zur Reduktion der Engpässe in Engpassregion 2 (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*)

Durch die Umbelegungen an Station 5 werden jeweils zwei parallele Stromkreise auf dieselbe Sammelschiene gelegt. Zur Einordnung der Umsetzbarkeit muss deshalb eine Analyse möglicher Sammelschienenfehler erfolgen (vgl. Abschnitt 3.2.1). Abbildung 6.24 zeigt die Auslastung der kritischsten Stromkreise nach Sammelschienenfehler im Ausgangszustand (*init*), nach Topologiemaßnahme (*topo*) und im finalen Netzzustand, also inkl. aller Engpassmanagementmaßnahmen (*final*). Die in der Abbildung dargestellten CB sind die nach Sammelschienenfehler am höchsten ausgelasteten Stromkreise. Sie müssen daher nicht notwendigerweise direkt mit der betroffenen Sammelschiene verbunden sein, sind es jedoch in diesem Fall teilweise (vgl. CB 1 und 2 in Abbildung 6.24). Durch die Topologiemaßnahmen werden in der vorliegenden Situation die Auswirkungen von Sammelschienenfehlern reduziert. Die Topologiemaßnahme an Station 5 ist vor diesem Hintergrund ebenfalls als umsetzbar einzustufen. Die Topologiemaßnahme an Station 5 resultiert zudem in einer Auslastungsänderung der Verteilnetztransformatoren. Der erhöhte Leistungsfluss über das unterlagerte Verteilnetz resultiert nicht in einer Überlastung der Verteilnetztransformatoren, ist allerdings trotzdem nur nach vorheriger Absprache mit dem Verteilnetzbetreiber durchzuführen, der die Leistungsflussänderungen im unterlagerten Verteilnetz bewerten muss. Zusätzlich führt der Leistungsfluss über die beiden Transformatoren zu einer Spannungsmagnitudendifferenz in Station 5 von maximal 10,2 kV im (n-1)-Fall und 7,2 kV im (n-0)-Fall. Diese Differenz liegt zwar unter dem vorgegebenen (n-0)-Grenzwert von 8,7 kV, ist aber, analog zu der Topologimaßnahme der *Integrierten Optimierung*, durch die Operatoren vor Durchführung der Topologiemaßnahme kritisch auf die Umsetzbarkeit in Abhängigkeit der aktuellen Netzsituation und zur Verfügung stehenden Blindleistungsquellen für die Spannungshaltung zu bewerten. Der Grenzwert wurde im

Rahmen der Untersuchungen eher großzügig gewählt, damit eine Vielzahl von Topologiemaßnahmen durch die Operatoren bewertet werden können. In Realität könnte die Topologiemaßnahme aus den dargestellten Gründen somit netzsituationsabhängig auch nicht umsetzbar sein. Dies würde das dargestellte Reduktionspotenzial der Redispatchkosten und -mengen entsprechend reduzieren.

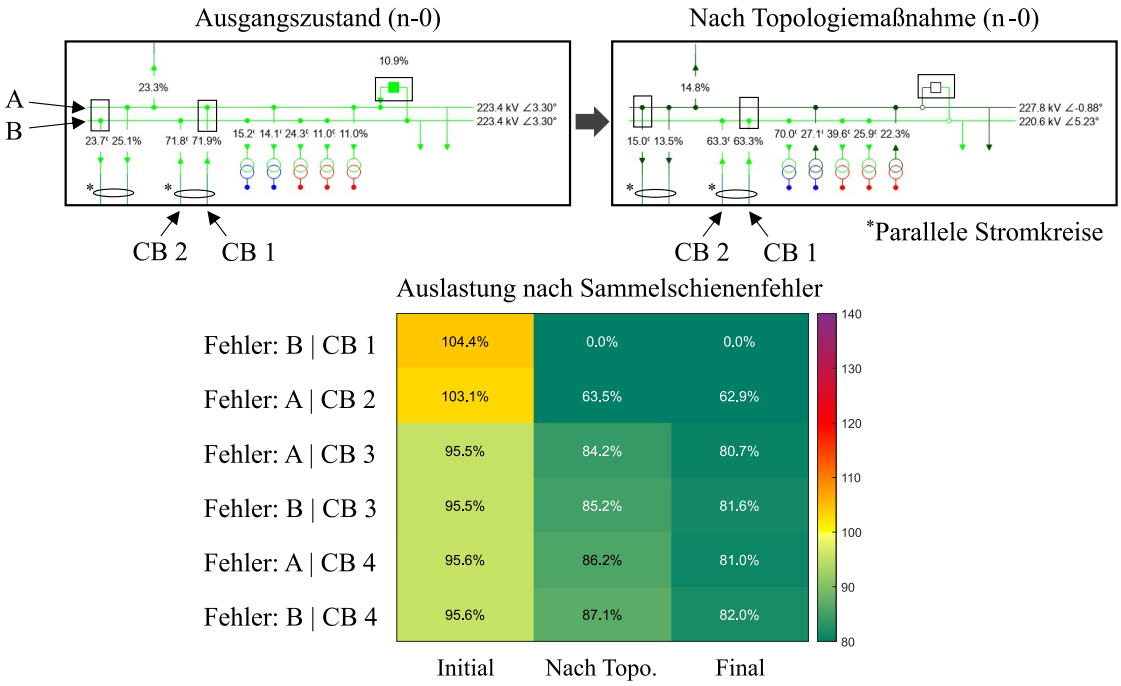


Abbildung 6.24: Auswirkungen der Umbelegungen an Station 5 auf (n-0)-Spannungswinkeldifferenzen und Sammelschienenfehler bei Ausgangstopologie, nach Topologiemaßnahmen und nach Umsetzung aller Engpassmanagementmaßnahmen. (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*)
Die gezeigten CB müssen nicht notwendigerweise direkt mit der geschalteten Station verbunden sein, sondern sind die jeweils höchst ausgelasteten Betriebsmittel nach Sammelschienenfehler.

6.2.5 Exemplarische praxisuntaugliche Topologiemaßnahmen

Aufgrund der Komplexität sowie teils fehlender Eingangsdaten berücksichtigen die Optimierungsansätze wie zuvor beschrieben nicht alle in Abschnitt 3.2 aufgeführten Randbedingungen. Die in den vorherigen Abschnitten dargestellten Maßnahmen sind in den Workshops mit Operatoren der Betriebsplanung und Systemführung der ÜNB grundsätzlich als in Realität umsetzbar bewertet worden. Durch die unvollständige Abbildung der Randbedingungen haben die Optimierungsansätze allerdings auch Topologiemaßnahmen ermittelt, die als nicht umsetzbar bewertet wurden. Eine Einzelprüfung der ermittelten Maßnahmen im Kontext der Netzsituation durch die Operatoren ist daher unabdingbar. Infolge dieser Bewertung kann gegebenenfalls eine iterative Anpassung der resultierenden Engpassmanagementmaßnahmen notwendig sein. Dies kann zum Beispiel mit einer geeigneten Mensch-Maschine-Interaktion (vgl. Abschnitt 2.7) vereinfacht werden.

Beispiel: Unzulässige Sammelschienenfehler

Zur Veranschaulichung nicht zulässiger ermittelter Topologiemaßnahmen wird an dieser Stelle exemplarisch eine von den Optimierungsansätzen vorgeschlagene Topologiemaßnahme dargestellt, die zu unzulässigen Auslastungen nach Sammelschienenfehler führt und daher nicht umsetzbar wäre. Abbildung 6.25 zeigt die exemplarische Topologiemaßnahme. An der vorliegenden Station wird eine Entkupplung mit drei Umbelegungen durchgeführt. Infolgedessen werden drei parallele Stromkreispaare jeweils auf die gleiche Sammelschiene gelegt. Die Topologiemaßnahme resultiert in einer Reduktion des Leistungsflusses auf zwei der parallelen Stromkreispaare. An einer benachbarten Station wird dadurch eine (n-1)-Überlastung von 121,7 % deutlich auf 69,4 % entlastet. Vordergründig wird das Optimierungsziel der Engpassbehebung damit erreicht.

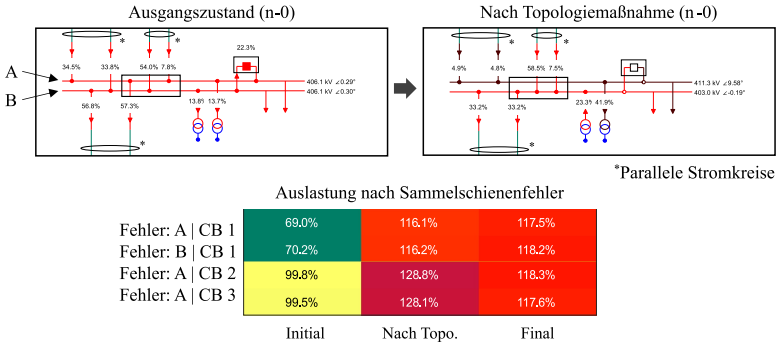


Abbildung 6.25: Ermittelte exemplarische praxisuntaugliche Topologiemaßnahme und kritischste Auslastungen bei Sammelschienenfehler bei Ausgangstopologie, nach Topologiemaßnahmen und nach Umsetzung aller Engpassmanagementmaßnahmen. (*ex post AC-Leistungsflussberechnung*) *Die gezeigten CB müssen nicht notwendigerweise direkt mit der geschalteten Station verbunden sein, sondern sind die jeweils höchst ausgelasteten Betriebsmittel nach Sammelschienenfehler.*

Die Analyse der Auswirkungen eines Sammelschienenfehlers zeigt, dass die Umbelegungen eine deutliche Verschlechterung der Überlastungen nach Sammelschienenfehler hervorrufen. Diese deutliche Verschlechterung der Überlastungssituation nach Sammelschienenfehler führt dazu, dass diese Topologiemaßnahme als betrieblich nicht durchführbar einzustufen ist.

Grundsätzlich wäre es möglich, die Auswirkungen von Sammelschienenfehlern in die Optimierungsentscheidung einfließen zu lassen, jedoch würde dieses Vorgehen zu einer erheblichen Komplexitätssteigerung führen. Demnach wurde im Rahmen dieses Forschungsprojekts eine nachgelagerte Sammelschienenfehlersimulation durchgeführt, um jene betrieblich nicht durchführbaren Topologiemaßnahmen für die Operatoren zu kennzeichnen.

6.2.6 Zwischenfazit

Die exemplarischen Ergebnisse der Ansätze zeigen, dass je nach Ansatz und abgebildeten Randbedingungen unterschiedliche Topologiemaßnahmen gewählt werden, um den gleichen Engpass zu beheben (Engpassregion 1 im Beispiel). Während die *Integrierte Optimierung* zur Behebung in Station 1 zwei Kupplungen öffnet und somit in einen Dreifachknotenbetrieb wechselt (vgl. Abschnitt 6.2.2), wählt der Ansatz *Iterative Optimierung* die Öffnung von zwei Kupplungen an den benachbarten Stationen 1 und 2 (vgl. Abschnitt 6.2.3). Die *Co-Optimierung* öffnet für dieselbe Engpassregion nur die Kupplung in Station 2, führt allerdings zusätzlich zwei Topologiemaßnahmen zur Reduktion der Engpässe in Engpassregion 2 durch (vgl. Abschnitt 6.2.4). Alle Ansätze entlasten somit den Ost-West-Engpass zwischen Station 1 und Station 2 mit Hilfe von Topologiemaßnahmen. Je nach Optimierungsansatz werden unterschiedliche Randbedingungen abgebildet (vgl. Abschnitt 3.2), unterschiedliche Optimierungsformulierungen (vgl. Abschnitt 5) genutzt sowie unterschiedliche initiale Leistungsfluss- und Engpasssituationen adressiert (vgl. Abschnitt 6.1. Für die vorgestellten Topologiemaßnahmen wurde innerhalb des Feldtests von Operatoren eine situationsbedingte Umsetzbarkeit bestätigt und eine mögliche Nutzung dieser im Übertragungsnetzbetrieb festgestellt.

Im Feldtest wurden einige Randbedingungen als zentral identifiziert, die in allen Ansätzen priorisiert implementiert wurden. Insbesondere die Einschränkung von Spannungswinkel- und -magnitudendifferenzen (vgl. Abschnitt 3.2.1) geöffneter Kupplungen führen zu einer gesteigerten Umsetzbarkeit.

Neben den als zentral identifizierten und implementierten Randbedingungen verbleiben allerdings weiterhin nicht vollständig abgebildete Randbedingungen (z.B. Sammelschienenfehler und Kurzschlussstromgrenzwerte). Aus diesem Grund ermitteln die Ansätze auch teilweise nicht praxistaugliche Topologiemaßnahmen. Abschnitt 6.2.5 zeigt exemplarisch anhand einer Netzsituation, dass zwar das primäre Optimierungsziel der Engpassentlastung erreicht werden kann, allerdings Randbedingungen dabei verletzt werden würden. Somit ist eine Bewertung und Auswahl der Topologiemaßnahmen durch Operatoren zum aktuellen Entwicklungsstand der Optimierungsansätze zwingend notwendig.

> Die gezeigte Reduzierung der simulierten Redispatchmengen ist nicht mit den im operativen Betrieb einzusparenden Mengen gleichzusetzen. In der Systemführung der ÜNB werden von den Operatoren bereits heute geeignete Topologiemaßnahmen vor dem Redispatchabruf ausgewählt, nur bisher nicht rechnergestützt optimiert (vgl. Abschnitt 2.1). In Preuschoff u. a. [Pre+24] wurde im Rahmen des Projektes anhand eines exemplarischen Beispieltages aus dem September 2023 anhand der *Co-Optimierung* gezeigt, dass bereits heutzutage ein Großteil des zu erwartenden Reduktionspotentials genutzt wird. Weiterhin werden in der Simulation nicht alle Randbedingungen abgebildet (vgl. Abschnitt 3.2), was bereits beim Vergleich der simulierten Redispatchmengen der unterschiedlichen Ansätze zu nicht unerheblichen Unterschieden führt.

6.3 Umfassende Anwendungsstudie auf historischen Datensätzen aus 2022

Um eine Bewertung der entwickelten Ansätze vornehmen zu können, wird in diesem Abschnitt eine Anwendungsstudie der entwickelten Engpassmanagementoptimierungen mit Topologiemaßnahmen für zehn Monate des Jahres 2022 (März - Dezember) durchgeführt. Insgesamt enthält der historische Zeitraum 303 Tage, von denen 296 Tage initial engpassbehaftet sind. Mit Hilfe von Bewertungskennzahlen werden die verschiedenen Optimierungsansätze miteinander verglichen, sowie Vor- und Nachteile herausgearbeitet. An dieser Stelle sei auf Abschnitt 6.1 verwiesen, in dem bereits anhand eines Datensatzausschnitts initiale Leistungsflussergebnisse verglichen sowie inital unterschiedliche Redispatchergebnisse eingeordnet wurden.

In Abschnitt 6.3.1 wird für die *Co-Optimierung* außerdem eine umfangreiche Parametervariation für zentrale Parameter zur Einschränkung der Schalthäufigkeit und -dauer durchgeführt. Mit Hilfe dieser Voruntersuchung können anschließend die Parameter in Abschnitt 6.3.2 für die Vergleichsstudie der Ansätze festgelegt werden. In Abschnitt 6.3.3 werden schließlich die Ansätze anhand von Bewertungskennzahlen verglichen.

> Zu beachten ist, dass aufgrund der Vielzahl der Ergebnisse keine Validierung der resultierenden Topologiemaßnahmen durch Operatoren stattgefunden hat. Anders als in Abschnitt 6.2 ist es möglich, dass die hier gezeigten Ergebnisse zum Teil betrieblich nicht durchführbar sind und stellen daher lediglich eine obere Abschätzung des Reduktionspotenzials und untere Abschätzung des operativ notwendigen Validierungs- und Durchführungsaufwands dar. Zudem wurden in dem verwendeten Ansatz nicht alle in der Realität zu beachtenden Randbedingungen berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.2).

6.3.1 Sensitivitätsuntersuchungen zentraler Parameter der Co-Optimierung

In diesem Abschnitt findet eine Sensitivitätsuntersuchung zentraler Parameter der *Co-Optimierung* statt, um die Auswirkungen unterschiedlicher Parametrierungen zu bestimmen. Auch dient die Sensitivitätsuntersuchung der Bestimmung eines möglichst praxistauglichen Parametersets für die Ausgestaltung des Optimierungsansatzes und die Vergleichsstudie anhand historischer Datensätze in Abschnitt 6.3.3. Dazu wird die *Co-Optimierung* auf den beschriebenen Datensätzen aus 2022 jeweils mit unterschiedlichen Parametrierungen angewendet. Die Vergleichsstudie wird je Datensatz mit einem Optimierungszeitraum von 24 konsekutiven Stunden durchgeführt und jeder Variation liegen 303 unterschiedliche Tages-Datensätze mit je 24 Stunden zugrunde. Die Datensätze bilden die Vielfalt unterschiedlichster Erzeugungs- und Lastsituationen sowie der Verfügbarkeit verschiedener Netzbetriebsmittel ab.

Zur Ermittlung umsetzbarerer Topologiemaßnahmen stehen in der *Co-Optimierung* drei zentrale Parameter zur Einschränkung der Schalthäufigkeit und -dauer zur Verfügung (vgl. Abschnitt 5.4):

- $n_{\text{stations}}^{\text{max}}$: Maximale Anzahl geschalteter Schaltanlagen je Topologie
- $n_{\text{umb}}^{\text{max}}$: Maximale Anzahl Umbelegungen je Topologie
- $t_{\text{topo}}^{\text{min}}$: Mindestschaltzeit einer Topologie

Die ersten beiden Parameter schränken den Suchraum der heuristischen Topologievorauswahl ein und resultieren somit neben Schaltvorschlägen mit geringerem Umsetzungsaufwand (weniger Stationen/Umbelegungen) ggf. in einem geringeren Rechenaufwand und einer verlängerten Lebensdauer der Schaltbetriebsmittel. Die Erhöhung der Mindestschaltzeit $t_{\text{topo}}^{\text{min}}$ verringert die Anzahl der Topologiewechsel im Tagesverlauf und hat somit das Potenzial den Umsetzungsaufwand erheblich zu verringern. Im Folgenden werden die Parameter einzeln variiert, um eine sinnvolle Grundparametrierung zu bestimmen. In Tabelle 6.1 sind die variierten Parameter und ihr jeweiliger Variationsbereich sowie die Standardparametrierung angegeben. Die Standardparametrierung wird jeweils bei Variation der jeweils anderen Parameter gewählt. Der verwendete Werte- und Variationsbereich je Parameter wurde anhand der gemeinsam mit Operatoren in Workshops entwickelten Anforderungen an Topologieoptimierung pauschal gewählt und unterliegt in Realität möglicherweise exogen vorgegebener Einschränkungen, bspw. einer Einschränkung des Schaltvermögens einzelner Betriebsmittel .

Parameter	Variationsbereich	Standardparametrierung
$n_{stations}^{max}$	$[1, 2, 3, 4, 5, 7, 10]$	5
n_{umb}^{max}	$[0, 1, 2, 3, 4, 5, 7, 10]$	3
t_{topo}^{min}	$[1, 2, 3, 4, 6, 8, 12, 24]$	4

Tabelle 6.1: Variierte Parameter, Variationsbereich und Standardeinstellung innerhalb der durchgeführten Sensitivitätsuntersuchung für die *Co-Optimierung*

Ziel des Projekts ist es, Optimierungsansätze unter Berücksichtigung betrieblicher Randbedingungen wie geringer Laufzeit und vertretbarem Schaltaufwand, sowie signifikantem Reduktionspotenzial der kalkulatorischen Redispatchkosten und Redispatchmenge zu ermitteln (vgl. Abschnitt 1.1). Vor diesem Hintergrund werden die folgenden Ergebnisse anhand verschiedener Bewertungsgrößen verglichen, um eine geeignete Standardparametrierung für die *Co-Optimierung* abzuleiten. Die Bewertungsgrößen sind nach Reduktionspotenzial, Schaltaufwand und Rechenaufwand zu unterscheiden:

- Das verglichene **Reduktionspotenzial** besteht aus den Metriken Redispatchmenge, kalkulatorische Gesamtkosten sowie dem Zielfunktionswert. Diese werden jeweils mit ihrem initialen Wert vor Topologieoptimierung verglichen. Der Zielfunktionswert unterscheidet sich von den kalkulatorischen Gesamtkosten darin, dass Kosten für Schlupfvariablen eingeschlossen sind.

- Der **Schaltaufwand** wird getrennt in (Ent-)Kupplungen und Umbelegungen je Tag ausgewertet und stellt eine Abschätzung des operativ erforderlichen Validierungs- und Durchführungsaufwandes dar. Diese Trennung ist notwendig, da sich die operativ notwendige Validierung von Umbelegungen umfangreicher darstellt als für (Ent-)Kupplungen (vgl. Abschnitt 3.2.3).

- Der **Rechenaufwand** wird anhand der Best-Case-, Worst-Case- und Durchschnitts-Laufzeiten bewertet. Angegeben sind die Gesamtlaufzeiten des Programmaufrufs inklusive Datenaufbereitung und Ergebnisnachbereitung.

Variation: Maximale Anzahl geschalteter Schaltanlagen je Topologie ($n_{stations}^{max}$)

In Abbildung 6.26 ist eine Variation des Parameters $n_{stations}^{max}$ dargestellt. Dieser Parameter beschränkt die Anzahl der gleichzeitig von Topologiemaßnahmen betroffenen Schaltanlagen.

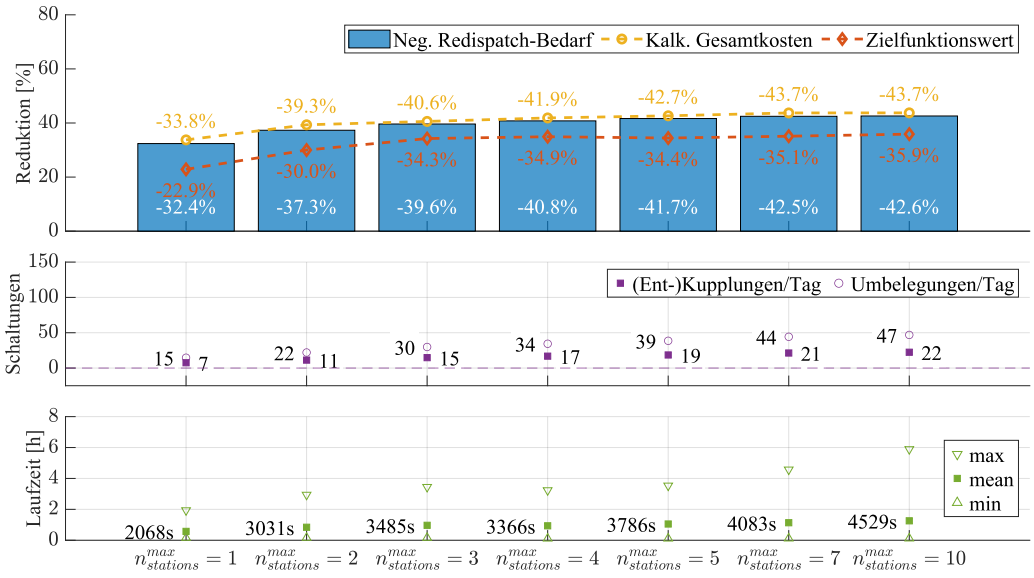


Abbildung 6.26: Sensitivitätsuntersuchung bei Variation der maximalen Anzahl geschalteter Schaltanlagen je Topologie ($n_{stations}^{max}$)

Es zeigt sich, dass mit abnehmendem $n_{stations}^{max}$ ein geringeres Reduktionspotenzial gemäß Redispatchmenge, kalkulatorischer Gesamtkosten sowie Zielfunktionswert ergibt. Ein ähnlicher Trend zeigt sich bei der Anzahl der Topologiemaßnahmen je Tag sowie bei der Laufzeit. Ein geringerer gewählter Wert für $n_{stations}^{max}$ resultiert sowohl in abnehmender Anzahl und Komplexität der Topologiemaßnahmen als auch in einer geringeren Laufzeit. Die Wahl $n_{stations}^{max} \geq 5$ führt neben einem gleichbleibenden Reduktionspotenzial innerhalb ±1 % zu einer stark ansteigenden Programmlaufzeit und zu einer moderat steigenden Anzahl von Topologiemaßnahmen. Eine deutliche Auswirkung zeigt sich bei Werten $n_{stations}^{max} \leq 4$. Sinkende Programmlaufzeiten und Topologiemaßnahmenanzahl werden von einem stark absinkenden Reduktionspotenzial begleitet. Es zeigt sich, dass über $n_{stations}^{max} = 3$ hinaus kein signifikant höheres Reduktionspotenzial zu erwarten ist, das Risiko hoher Laufzeiten oder äußerst komplexer Topologiemaßnahmen hingegen stark zunimmt.

Variation: Maximale Anzahl Umbelegungen je Topologie (n_{umb}^{max})

Bei der Variation der maximalen Anzahl Umbelegungen je Topologie in Abbildung 6.27 zeigt sich ein ähnliches Bild zu der vorherigen Sensitivitätsuntersuchung. Bei Wahl $n_{umb}^{max} \geq 3$ zeigt sich,

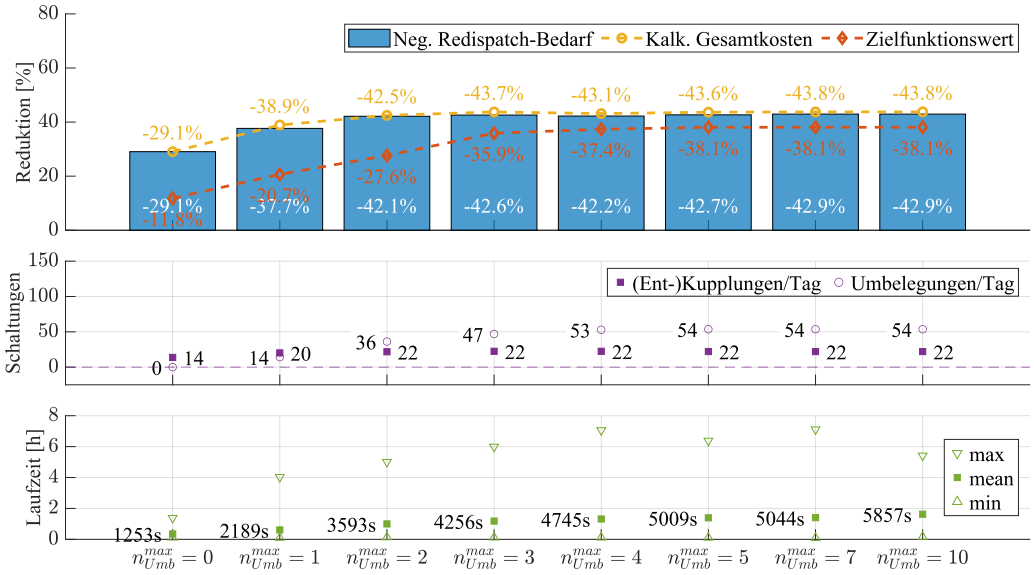


Abbildung 6.27: Sensitivitätsuntersuchung bei Variation der maximalen Anzahl Umbelegungen je Topologie (n_{umb}^{max})

dass das Reduktionspotenzial weitgehend vergleichbar bleibt und ebenso ein deutlicher Anstieg der Worst-Case-Laufzeiten bei höheren Grenzwerten zu beobachten ist. Der Schaltaufwand zeigt sich hingegen gleichbleibend in diesem Parameterbereich. Deutliche Änderungen zeigen sich ab $n_{umb}^{max} \leq 2$, wo neben einem stark sinkenden Reduktionspotenzial ein sinkender Schaltaufwand sowie eine signifikant sinkende Worst-Case-Laufzeit aufgezeichnet wird. Letztere entspricht der Erwartung, da eine geringe Anzahl an Umbelegungen direkt zu einem verkleinerten Suchbaum, sowie zu einer exponentiellen Verringerung der möglichen Topologiemaßnahmenkandidaten und deren Kombinationen führt.

Erwähnenswert ist außerdem die besondere Wahl $n_{umb}^{max} = 0$, welche sämtliche Umbelegungen verhindert und in reinen Kupplungsschaltungen resultiert. Es zeigt sich, dass mit reinen Kupplungsschaltungen bereits ein theoretisches Reduktionspotenzial der Redispatchmenge in Höhe von 29,1 % erzielt werden kann.

Variation: Mindestschaltzeit einer Topologie (t^{min}_{topo})

Abschließend findet eine Variation der Mindestschaltzeit statt. Es ist zu beachten, dass die Mindestschaltzeit zu Beginn und Ende des Optimierungszeitraums (24 Zeitschritte) nicht eingehalten werden muss. Die Mindestschaltzeit wird nach dem ersten Topologiewechsel bindend und erzwingt die Beibehaltung der Topologie für $t^{\min}_{\text{topo}}$ Zeitschritte. Infolgedessen korrespondiert $t^{\min}_{\text{topo}} = 24$ mit höchstens einem einzigen Topologiewechsel und zwei unterschiedlichen Topologien innerhalb des Optimierungszeitraumes. Die Ergebnisse der Variation sind in Abbildung 6.28 dargestellt.

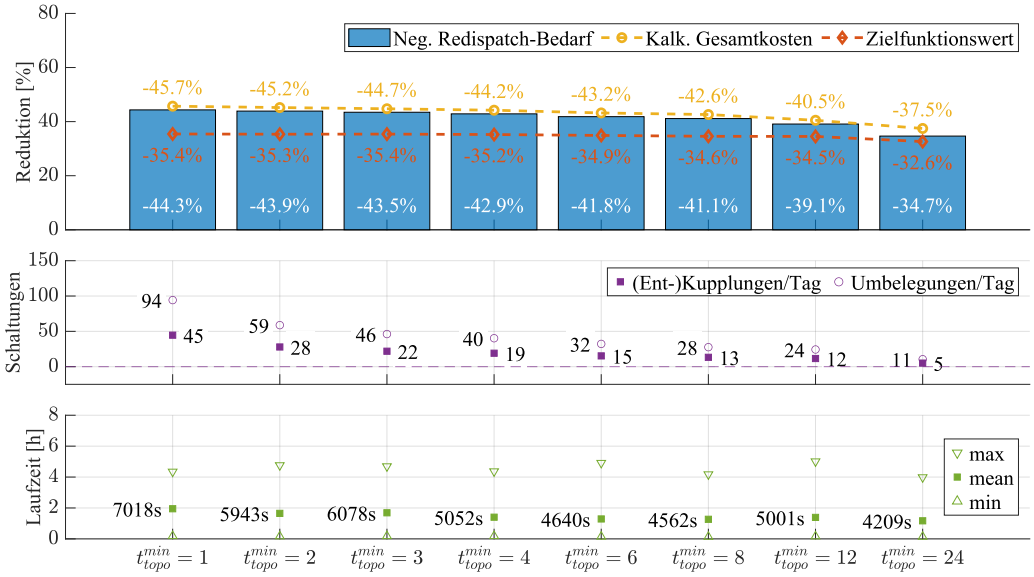


Abbildung 6.28: Sensitivitätsuntersuchung bei Variation der Mindestschaltzeit $t^{\min}_{\text{topo}} = 4$

Während sich die durchschnittliche Laufzeit mit steigender Mindestschaltzeit tendenziell verringert, ist dieses Verhalten in den Worst-Case-Laufzeiten nicht ersichtlich. Die Worst-Case-Laufzeiten scheinen keine Abhängigkeit von der Mindestschaltzeit aufzuweisen. Der Schaltaufwand sinkt mit steigender Mindestschaltzeit stark ab. Dies entspricht dem erwarteten Verhalten, da eine höhere Anzahl Topologiewechsel mit einem steigenden Schaltaufwand korreliert. Das Reduktionspotenzial der Redispatchmenge zeigt sich bei Mindestschaltzeiten $t^{\min}_{\text{topo}} \leq 8$ innerhalb von ±3,1 % und scheint wenig beeinflusst zu sein. Erst bei hohen Mindestschaltzeiten $t^{\min}_{\text{topo}} \geq 12$ zeigen sich signifikante Einschränkungen des Reduktionspotenzials.

Wahl der Parametrierung

Aus den Variationen zeigt sich, dass alle Parameter einen Schwellenwert aufweisen, ab dem sich bei weiterer Erhöhung oder Verringerung eine signifikante Änderung im Reduktionspotenzial, der Laufzeit oder des Schaltaufwands zeigt. Die Wahl der Parametrierung erfolgt

- für die maximale Anzahl geschalteter Schaltanlagen je Topologie zu $n^{\max}_{\text{stations}} = 4$, da oberhalb dieser Wahl keine signifikante Erhöhung des Reduktionspotenzials, sowie eine geringe Worst-Case-Laufzeit erwartbar ist.
- für die maximale Anzahl Umbelegungen je Topologie $n^{\max}_{\text{umb}} = 3$, da sich oberhalb keine weiteren Reduktionsgewinne oder signifikant unterschiedlicher Schaltaufwand ergibt.
- für die Mindestschaltzeit $t^{\min}_{\text{topo}} = 4$, da eine weitere Verringerung neben einem stark ansteigenden Schaltaufwand auch eine signifikante Erhöhung in der durchschnittlichen Laufzeit bedeutet.

Das finale Parameterset ist in Tabelle 6.2 dargestellt.

Parameter	Finale Parameterwahl
$n_{stations}^{max}$	4
n_{umb}^{max}	3
t_{topo}^{min}	4

Tabelle 6.2: Finale Parameterwahl für die *Co-Optimierung*

In Abbildung 6.29 ist das Ergebnis einer Berechnung mit finalem Parameterset monatsweise dargestellt. Es zeigt sich, dass in jedem der betrachteten Monate eine Reduktion der kalkulatorischen Kosten erzielt werden konnte. Die Notwendigkeit der Nutzung von Schlupfvariablen (Branch-Slack) durch initial nicht lösbare Engpässe kann ebenfalls in allen Monaten durch die ausgewählten Topologiemaßnahmen reduziert werden.

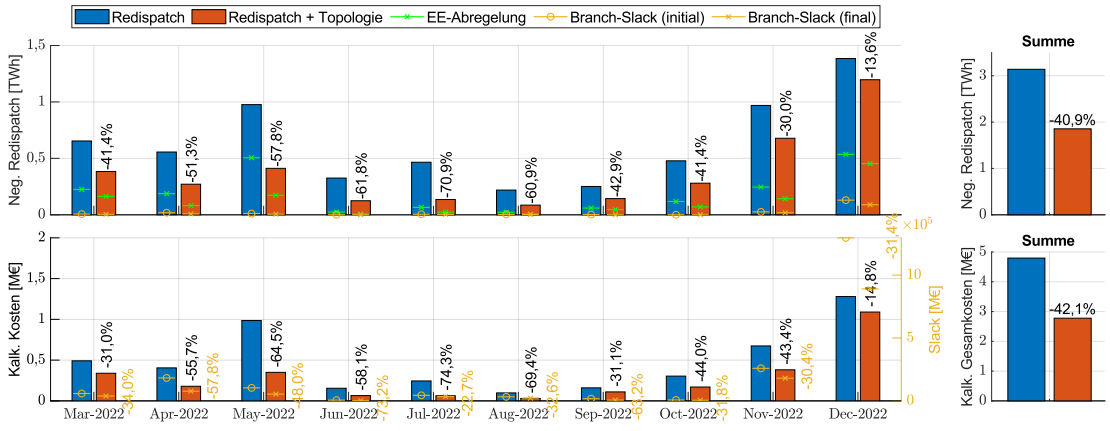


Abbildung 6.29: Finales Reduktionspotenzial bei Nutzung der resultierenden Parametrierung $n_{stations}^{max} = 4$, $n_{umb}^{max} = 3$ und $t_{topo}^{min} = 4$.

> Eine Nutzung der Schlupfvariablen signalisiert eine unvollständige Engpassbehebung in der Simulation und kann durch mehrere Faktoren hervorgerufen werden. Insbesondere nicht ausreichende und auf die jeweiligen Engpässe sensitiv wirkende Redispatchpotenziale führen zu verbleibenden Engpässen. Da Topologiemaßnahmen einen zusätzlichen Freiheitsgrad in der Optimierung bieten, verringert die Topologieoptimierung die Menge der verbleibenden Engpässe und somit den Nutzungsgrad der Schlupfvariablen.

Auswirkungen reiner (Ent-)Kupplungen

Um die Komplexität der eingesetzten Topologiemaßnahmen zu reduzieren, können reine Kupplungsschaltungen (ohne Umbelegungen) eingesetzt werden. Zudem wird durch reine Kupplungsschaltungen eine weitgehende Übereinstimmung mit dem Normalschaltzustand erreicht (vgl. Abschnitt 3.2.3). Aus diesem Grund wurde eine weitere Berechnung mit dem finalen Parameterset $n_{stations}^{max}$ und t_{topo}^{min} für reine Kupplungsschaltungen mit $n_{umb}^{max} = 0$ durchgeführt. Die monatsweisen Ergebnisse sind in Abbildung 6.30 dargestellt und zeigen, dass mit dem Verzicht auf Umbelegungen lediglich eine Verringerung des Reduktionspotenzials von 13,1 % einhergeht.

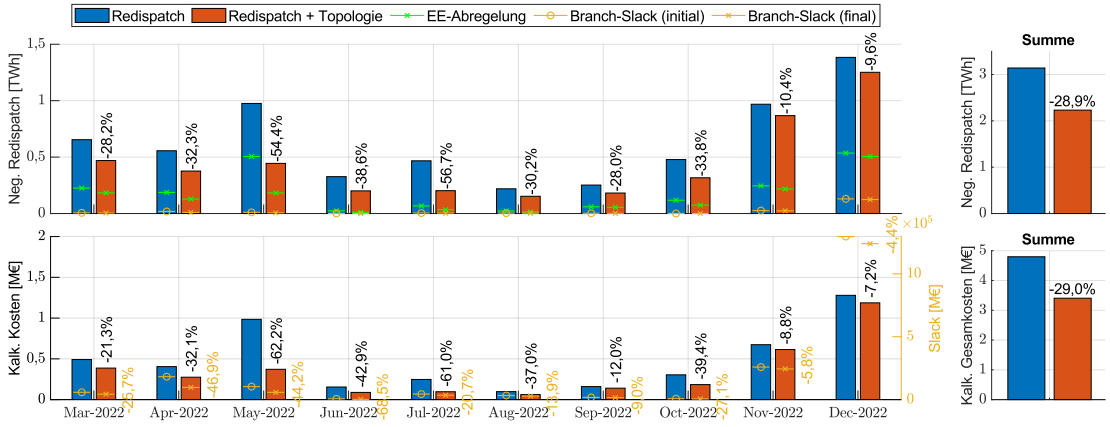


Abbildung 6.30: Reduktionspotenzial bei Beschränkung der verfügbaren Topologiemaßnahmen auf reine Kupplungsschaltungen

6.3.2 Gewählte Parameter für die Optimierungsansätze

Für die drei verschiedenen Optimierungsansätze *Integrierte Optimierung*, *Iterative Optimierung* und *Co-Optimierung* werden im folgenden Abschnitt die für die umfassende Anwendungsstudie historischer Datensätze genutzten Parameter vorgestellt.

Relevante Parameter des Ansatzes Co-Optimierung

Für den Ansatz *Co-Optimierung* wurde eine weitreichende Analyse der wichtigsten Parameter in Abschnitt 6.3.1 durchgeführt. Die resultierenden und im folgenden Abschnitt verwendeten Parameter sind erneut in Tabelle 6.3 aufgeführt.

Parameter	Finale Parameterwahl
$n_{\text{stations}}^{\max}$	4
$n_{\text{umb}}^{\max}$	3
$t_{\text{topo}}^{\min}$	4

Tabelle 6.3: Finale Parameterwahl für die *Co-Optimierung*

Relevante Parameter des Ansatzes Iterative Optimierung

Für den Ansatz *Iterative Optimierung* wurden die in Tabelle 6.4 aufgeführten Parameter verwendet.

Parameter	Finale Parameterwahl
Iterationen	5
Iterationen mit Topologieoptimierung	2
Topologiefreiheitsgrade in Maßnahmenliste	67
$n_t^{\max}$: maximale Anzahl an aktiven Schaltmaßnahmen pro Stunde	10
$t_{\text{topo}}^{\min}$: Mindestschaltzeit	4

Tabelle 6.4: Parameterwahl für die *Iterative Optimierung*

***Relevante Parameter des Ansatzes* Integrierte Optimierung**

Für den Ansatz *Integrierte Optimierung* wurden die in Tabelle 6.5 aufgeführten Parameter verwendet. Die Parameter entsprechen den Definitionen im Referenzmodell (siehe Abschnitt 3.3).

Parameter	**Finale Parameterwahl**
n_t^{max}: Anzahl Leitungsabschaltungen	5
$\widetilde{n}_t^{max}$: Anzahl Schaltmaßnahmen an Stationen	0
t^{min}: Mindestschaltzeit	0
Anzahl Rücknahmen von geplanten Leitungsabschaltungen	0
Anzahl Warmstart-Phasen	3
Anzahl hinzugefügter Schnittebenenen pro Benders-Iteration	5

Tabelle 6.5: Finale Parameterwahl für die *Integrierte Optimierung*

6.3.3 Ergebnisvergleich anhand von Kennzahlen

Um einen Vergleich der verschiedenen Ansätze zu ermöglichen, werden die Ansätze auf einem mehrere Monate langen Zeitraum historischer Daten getestet. Die Ergebnisse der im Rahmen des Projektes ausgewählten Metriken zum Vergleich der Ansätze für den Zeitraum März bis Dezember 2022 werden im Folgenden vorgestellt.

> Aufgrund verschiedener Herausforderungen während der Entwicklung der Ansätze sowie der Verwendung unterschiedlicher Leistungsflussberechnungen unterscheiden sich die zugrunde liegenden Datensätze in der Anzahl der betrachteten Tage. Die Menge der Ergebnisse für die Integrierte Optimierung ist vorrangig durch eingeschränkte Rechenressourcen geringer ausgefallen. Insgesamt enthält der historische Zeitraum 303 Tage, von denen 296 Tage initial engpassbehaftet sind. Die in diesem Abschnitt dargestellten Grafiken basieren auf folgenden Anzahlen an Tagen: *Co-Optimierung*: 294, *Iterative Optimierung*: 278, *Integrierte Optimierung*: 71.

Redispatchreduktion

Die Reduktion der simulierten Redispatchmenge wird bestimmt, indem eine Engpassmanagementoptimierung mit und ohne Berücksichtigung von Topologiemaßnahmen basierend auf den jeweiligen entwickelten Optimierungsansätzen durchgeführt wird. Da zwischen den Ansätzen unterschiedliche Leistungsflussberechnungen und Redispatchoptimierungen zum Einsatz kommen, erfolgt die Bewertung auf Basis einer prozentualen Reduktion der simulierten Redispatchmenge für den jeweiligen Optimierungsansatz. In Abbildung 6.31 ist die Verteilung dieser prozentualen Redispatchreduktion für die betrachteten Ansätze dargestellt.

Die *Co-Optimierung* weist sowohl im Median als auch im Mittelwert die höchste Reduktion der Redispatchmenge auf. In mehr als der Hälfte der betrachteten Tage wird eine Reduktion von etwa 50 % oder mehr erreicht. Gleichzeitig ist eine vergleichsweise große Streuung erkennbar, was auf eine starke Abhängigkeit von der jeweiligen Engpasssituation hindeutet.

Die *Iterative Optimierung* sowie die *Integrierte Optimierung* zeigen in dem betrachteten Datensatz insgesamt geringere relative Reduktionen. Dies spiegelt sich sowohl in niedrigeren Medianwerten als auch in einer stärkeren Konzentration der Ergebnisse im Bereich mittlerer positiver Reduktionen wider. Einzelne Ausreißer mit hohen Reduktionswerten zeigen jedoch, dass auch diese Ansätze an bestimmten Tagen signifikante Verbesserungen erzielen können.

Für alle betrachteten Ansätze zeigt sich, dass in wenigen Fällen mit Topologieoptimierung ein erhöhter Redispatchbedarf auftritt. Hierfür lassen sich mehrere Ursachen identifizieren. An einzelnen Tagen werden durch die veränderte Netztopologie zusätzliche Überlastungen behoben, die ohne den Einsatz von Topologiemaßnahmen in der Engpassmanagementoptimierung nicht vollständig

aufgelöst werden können. Mit geänderter Topologie können mit erhöhtem Einsatz von Redispatch die vorher verbleibenden Engpässe weiter entlastet werden. Darüber hinaus wurden bei der *Iterativen Optimierung* Einzelfälle beobachtet in denen eine Kombination aus Topologiemaßnahmen und einer höheren Redispatchmenge aufgrund der Nutzung kostengünstigerer Kraftwerke insgesamt geringere Kosten verursachte, ohne dass eine signifikante Engpassreduktion erzielt werden konnte. Diese Fälle sind wahrscheinlich eine Art ungewollte Marktnachoptimierung. In wenigen weiteren Fällen bleibt der genaue Grund für einen erhöhten Redispatchbedarf unklar oder ist auf Fehler innerhalb der Optimierung zurückzuführen.

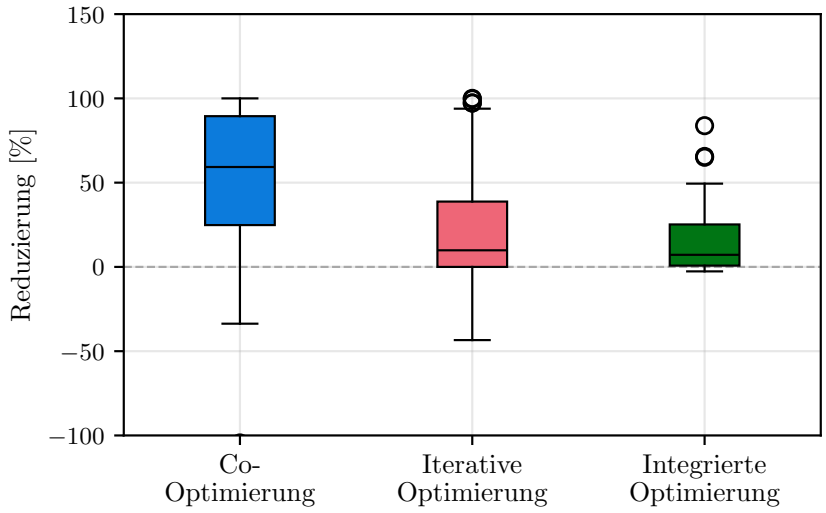


Abbildung 6.31: Simulierte relative Redispatchreduktion bei Anwendung auf historische Datensätze. Vergleich zwischen den Ansätzen: *Co-Optimierung*, *Iterative Optimierung*, *Integrierte Optimierung*

Engpassreduktion

Die Bewertung der Engpassreduktion erfolgt aufgrund der Verwendung unterschiedlicher Leistungsflussberechnungen ebenfalls auf prozentualer Basis. Hierzu wird die Differenz zwischen der Engpassleistung vor der Optimierung und dem Ergebnis einer reinen Topologieoptimierung ohne weitere Engpassmanagementmaßnahmen gebildet und in Verhältnis zur Engpassleistung vor der Optimierung gesetzt. Aufgrund dieses Vorgehens ist eine Korrelation zur Redispatchreduktion zu erwarten. In Abbildung 6.32 ist die prozentuale Engpassreduktion für die verschiedenen Ansätze dargestellt. Der Ansatz der *Co-Optimierung* weist dabei sowohl den höchsten Mittelwert mit 52 % als auch den höchsten Median mit 84 % auf. Gleichzeitig zeigt sich eine hohe Varianz der Ergebnisse, sodass die *Iterative Optimierung* und die *Integrierte Optimierung* an einzelnen Tagen höhere Reduktionen der Engpassleistung erzielen können. Im unteren Quantil weist die *Iterative Optimierung* eine höhere Engpassreduktion auf als die beiden anderen Ansätze. Für alle betrachteten Ansätze ist zudem zu beobachten, dass in einigen Fällen negative Reduktionswerte auftreten. Dies bedeutet, dass sich die Engpassleistung durch die Optimierung in wenigen Ergebnissen erhöht.

Eine Erhöhung der Engpässe erscheint zunächst unintuitiv. Da die Topologiemaßnahmen aber stets im Zusammenhang mit der Engpassmanagementoptimierung aller Freiheitsgrade bestimmt werden und das gemeinsame Optimierungsziel die Minimierung der Kosten ist, kann eine Erhöhung der Engpassleistung in einzelnen Fällen durchaus sinnvoll sein. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn durch eine Topologiemaßnahme Leistungsflüsse gezielt verlagert werden und verbleibende Engpässe an anderer Stelle effizienter durch Engpassmanagementmaßnahmen behoben werden können. Des weiteren können durch Mindestschaltzeiten Topologiemaßnahmen zwar zur Engpassbehebung in angrenzenden Stunden beitragen, aber in vereinzelten Stunden auch Engpässe erhöhen.

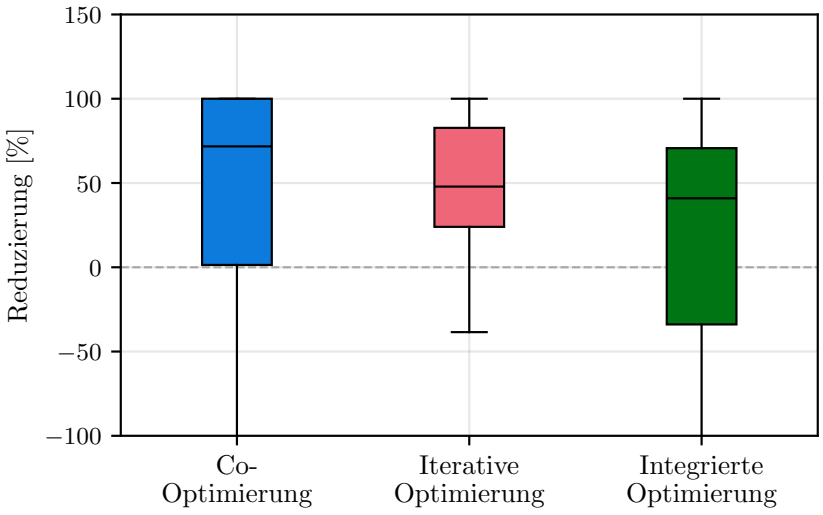
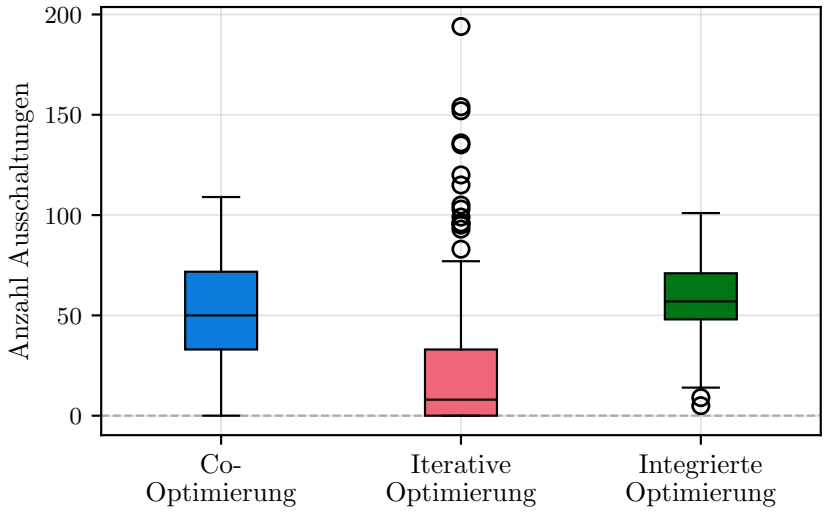


Abbildung 6.32: Engpassreduktion im Jahreslauf (manuell Skaliert). Vergleich zwischen den Ansätzen: *Co-Optimierung*, *Iterative Optimierung*, *Integrierte Optimierung*

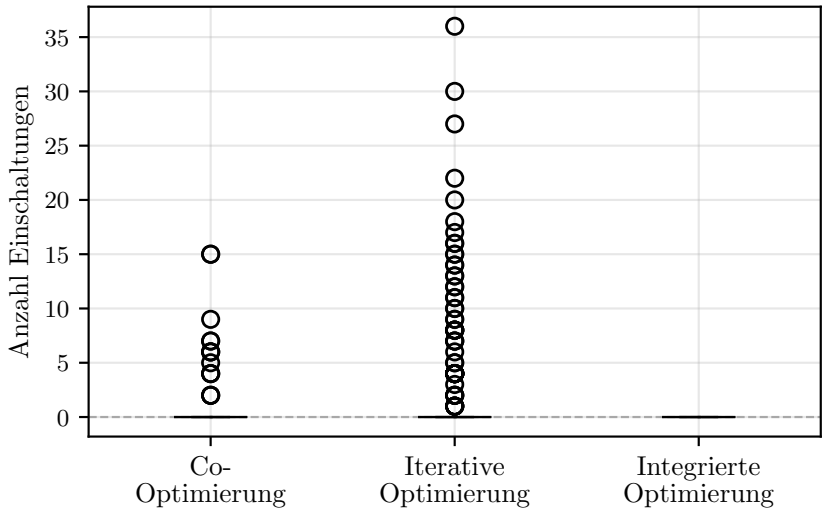
Schaltungsstatistiken

Neben den Kenngrößen Kosten- und Engpassreduktion stellt auch der erforderliche Schaltaufwand eine wesentliche Bewertungsgröße, insbesondere im Hinblick auf die praktische Umsetzbarkeit von Topologiemaßnahmen dar (vgl. Abschnitt 3.2.3). Abbildung 6.33 zeigt die Verteilung der täglich notwendigen Topologiemaßnahmen für die betrachteten Ansätze über den gesamten Jahreslauf.
In den Teilabbildungen 6.33a) und b) sind das Ab- und Zuschalten von Kupplungen, Stromkreisen und Transformatoren dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass die *Iterative Optimierung* in der Regel eine deutlich geringere Anzahl an Abschaltungen aufweist als die *Co-Optimierung* und die *Integrierte Optimierung*. Dies deutet auf einen insgesamt zurückhaltenderen Eingriff in die Netztopologie hin. Die Anzahl der Zuschaltungen liegt bei der *Iterativen Optimierung* in vielen Tagen zwar über derjenigen der *Co-Optimierung*, bleibt jedoch über alle Ansätze hinweg auf einem deutlich niedrigeren Niveau als die Anzahl der Abschaltungen. Ein Teil dieser Zuschaltungen resultiert aus der Rücknahme im Netzdatensatz vorhandener, geplanter Abschaltungen bei Nichteinhaltung der Mindestschaltzeiten. Zuschaltungen spielen damit insgesamt eine untergeordnete Rolle in den Optimierungsergebnissen. Dies lässt sich durch den Normalschaltzustand des Netzes erklären (vgl. Abschnitt 3.2.3). In diesem sind in der Regel die meisten Netzelemente zugeschaltet.

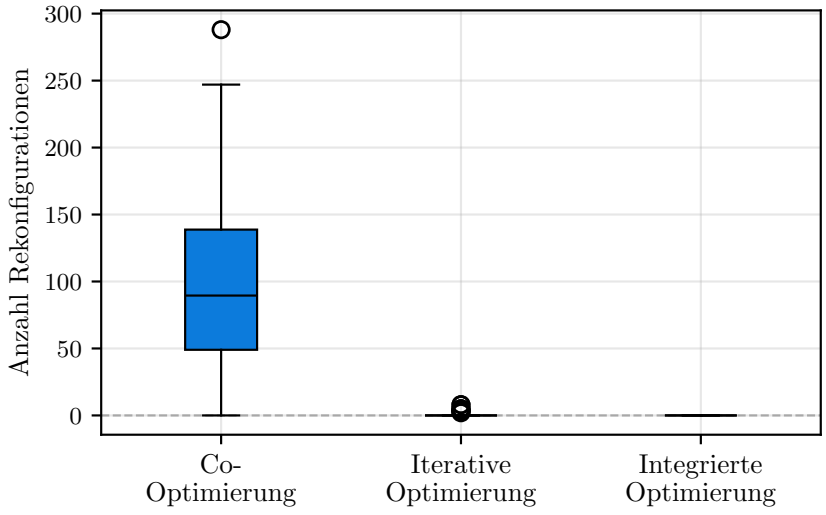
Die in Teilabbildung 6.33c) dargestellte Anzahl an Umbelegungen zeigt deutliche Unterschiede zwischen den Ansätzen und deren Parametrierungen. Insbesondere die *Co-Optimierung* weist hier signifikant höhere Werte auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dieser Ansatz mit vollständigen Topologien arbeitet und innerhalb der heuristischen Topologievorauswahl Schaltanlagen bis zum gesetzten Parameterlimit rekonfiguriert werden können. Demgegenüber treten Umbelegungen bei der *Iterativen Optimierung* nur selten auf. Dies ist zum einen auf das iterative Vorgehen zurückzuführen, bei dem Umbelegungen häufig erst nach vorgelagerten Topologiemaßnahmen sinnvoll werden. Konkret wird beispielsweise in der ersten Iteration am Standort eine Kupplung geöffnet und erst in der zweiten Iteration eine begleitende Umbelegung vorgeschlagen. Die gewählte Iterationszahl hat darauf potenziell einen Einfluss, falls erst in einer späteren Iteration eine entsprechende Schaltmaßnahme ausgewählt wird. Des weiteren können bei der *Iterativen Optimierung* nur Topologiemaßnahmen aus der fest vorgegebenen Maßnahmenliste gewählt werden. In der vorliegenden Konfiguration führt dies dazu, dass Umbelegungen nur in Ausnahmefällen als vorteilhaft identifiziert werden. Die *Integrierte Optimierung* führt aufgrund der gewählten Parametrierung keine Umbelegungen durch (vgl. Abschnitt 6.3.2). Insgesamt verdeutlicht die Abbildung 6.33, dass sich die gewählten Ansätze mit den untersuchten Parametrierungen nicht nur hinsichtlich ihrer Wirksamkeit im Engpassmanagement, sondern auch deutlich in Umfang und Struktur der resultierenden Topologiemaßnahmen unterscheiden, was wesentliche Auswirkungen auf ihre praktische Einsatzfähigkeit hat.



(a) Anzahl abgeschalteter Netzelemente



(b) Anzahl zugeschalteter Netzelemente



(c) Anzahl der Rekonfigurationen

Abbildung 6.33: Anzahl an Schalterbewegungen pro Tag. Vergleich zwischen den Ansätzen: *Co-Optimierung*, *Iterative Optimierung*, *Integrierte Optimierung*

Die in Abbildung 6.33 gezeigten Statistiken werden in Abbildung 6.34 zusammengefasst, welche die Gesamtanzahl der Schalterbewegungen pro Tag für die verschiedenen Ansätze zeigt. Hier verdeutlicht sich ein hoher Schaltaufwand durch die hohe Anzahl an Umbelegungen im Falle der *Co-Optimierung*. Dies führt allerdings ebenfalls zum höchsten Reduktionspotential. Durchschnittlich schaltet die *Iterative Optimierung* mit der gewählten Parametrierung am seltensten, während die *Integrierte Optimierung* am häufigsten schaltet. Eine Erklärung für die geringe Schalthäufigkeit der *Iterativen Optimierung* kann auch die beschränkte Maßnahmenliste sein. Dass die *Co-Optimierung* ein höheres Reduktionspotenzial erzielt ist insbesondere durch zusätzliche Umbelegungen erklärbar, welche eine der Situation angepasste und zielgerichtetere Rekonfiguration der Schaltanlagen ermöglicht. Allgemein führt die Nutzung von Umbelegungen zu innovativeren Schaltzuständen (abweichend vom Normalzustand) mit höherem Reduktionspotenzial, allerdings auch zu einer höheren Wahrscheinlichkeit für Randbedingungsverletzungen (z.B. Sammelschienenfehler).

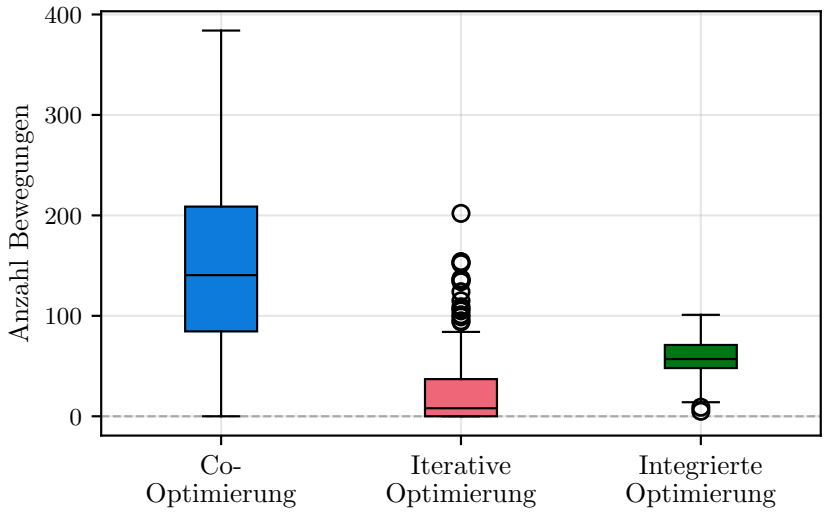


Abbildung 6.34: Anzahl an Schalterbewegungen pro Tag. Vergleich zwischen den Ansätzen: *Co-Optimierung*, *Iterative Optimierung*, *Integrierte Optimierung*

Rechenzeiten

Aufgrund der zeitlichen Restriktionen der Engpassmanagementprozesse ist der Zeitbedarf der Topologieoptimierung ein wichtiger Faktor für die Praxistauglichkeit. Um eine grobe Abschätzung des aktuellen Entwicklungsstandes hinsichtlich der Berechnungszeiten zu ermöglichen, wurden die CPU-Zeiten der verschiedenen Optimierungsansätze aufgezeichnet. Die CPU-Zeiten wurden gewählt, da sie im Vergleich zu reinen Laufzeiten weniger durch systembedingte Effekte beeinflusst werden. Die Vergleichbarkeit der ermittelten Zeiten ist jedoch trotz dessen nur eingeschränkt gegeben, da die Berechnungen auf unterschiedlicher Hardware durchgeführt wurden und die Laufzeiten zudem stark von der jeweiligen Parametrierung der Ansätze abhängen. Darüber hinaus beziehen sich die ausgewiesenen CPU-Zeiten ausschließlich auf die in den vorhergehenden Abschnitten dieses Kapitels dargestellten Ergebnisse. Zudem ist die erwartete Parallelisierungsfähigkeit der betrachteten Ansätze nicht identisch, sodass aus dieser Analyse nicht vollumfänglich darauf geschlossen werden kann, welcher Ansatz die zeitlichen Restriktionen bestmöglich einhalten kann. Die nachfolgenden Auswertungen sind daher als indikative Größen zu verstehen und erlauben primär eine qualitative Einordnung der Ansätze hinsichtlich ihrer erwartbaren Laufzeiten.

Abbildung 6.35 zeigt die Verteilung der Gesamtlaufzeiten der untersuchten Optimierungsansätze.

Die *Co-Optimierung* weist im Vergleich eine relativ hohe mediane Laufzeit auf, die mit einer ausgeprägten Streuung einhergeht. Insbesondere treten zahlreiche Ausreißer mit deutlich erhöhten Laufzeiten auf, was auf eine starke Abhängigkeit von der jeweiligen Probleminstanz und der kon-

kreten Netznutzungssituation hindeutet. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass dieser Ansatz abhängig von der Engpasssituation unterschiedlich große Topologielösungsräume untersucht.

Die *Iterative Optimierung* erreicht die niedrigsten Laufzeiten unter den betrachteten Verfahren. Sowohl Median als auch Interquartilsabstand liegen deutlich niedriger als die anderen Ansätze, was auf eine vergleichsweise hohe Rechenzeitstabilität und -effizienz hinweist. Diese Eigenschaft ist konzeptbedingt zu erklären, da der Ansatz auf einer vordefinierten Liste zulässiger Topologiemaßnahmen basiert und der betrachtete Topologielösungsraum dadurch bereits stark eingeschränkt ist. Vereinzelt treten jedoch auch hier Ausreißer mit erhöhten Laufzeiten auf.

Die *Integrierte Optimierung* wurde mit einer Zeitbegrenzung von 5 Stunden ausgeführt. Für alle Probleminstanzen wurde nach vergleichsweise kurzer Zeit eine gültige Lösung gefunden. Der Beweis der Optimalität dieser gefundenen Lösung konnte jedoch nicht immer innerhalb von 5 Stunden erbracht werden, wodurch für einige Probleminstanzen die Zeitbegrenzung erreicht wurde. Die Laufzeiten dieser Probleminstanzen vergrößern die Streuung (und damit den gezeigten Quartilsabstand) erheblich. Der niedrige Median zeigt jedoch, dass viele Probleminstanzen in vergleichsweise kurzer Zeit gelöst werden können.

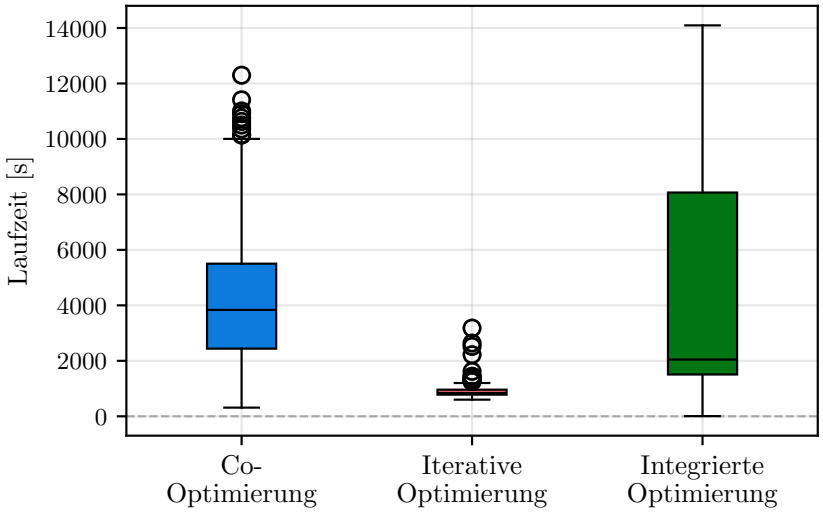


Abbildung 6.35: Gesamte Rechenzeit (CPU-Zeit) pro Tag bei Anwendung auf historische Datensätze - Die abgebildeten Rechenzeiten beinhalten Zeiten für die Datenaufbereitung, die Optimierung und die Nachbereitung. *Co-Optimierung*, *Iterative Optimierung*, *Integrierte Optimierung*

Insgesamt verdeutlicht die Abbildung 6.35, dass sich die Ansätze nicht nur im mittleren Rechenaufwand, sondern insbesondere in der Robustheit ihrer Laufzeiten bislang deutlich unterscheiden. Die dargestellten Ergebnisse erlauben jedoch aufgrund der zuvor beschriebenen Rahmenbedingungen lediglich eine qualitative Einordnung des aktuellen Entwicklungsstandes.

Erwähnung finden sollten hier ebenfalls perspektivische Laufzeiterwartungen. Ein nicht geringer Anteil an Rechenzeit wird bei der *Co-Optimierung* auf die nachgelagerte Spannungsanalyse und Filterung im Postprocessing verwendet. Beschleunigungsoptionen finden sich insbesondere in weiterer Parallelisierung innerhalb der heuristischen Topologievorauswahl. Die für jeden Zeitschritt unabhängig voneinander ausführbare Schaltheuristik profitiert bei vielen Topologiemaßnahmenkandidaten von weiterer Parallelisierung. Ebenfalls ist ein signifikanter Anteil der Laufzeit aktuell der Speicherung von Zwischenergebnissen und weiteren Informationen zur Fehleranalyse gewidmet. Dies kann in einer produktiv genutzten Software vermieden werden.

Innerhalb der *Integrierten Optimierung* wurde für die Auswertung bewusst auf eine Parallelisierung der Berechnung von (n-1)-Fällen verzichtet, um Laufzeitergebnisse von Hardwarefaktoren

zu bereinigen. Mittels paralleler Lösung der Subprobleme kann hier eine signifikante Zeitersparnis entstehen, die es noch zu untersuchen gilt.

Die gewählte Parametrierung der *Iterativen Optimierung* sieht bewusst eine geringe Iterationszahl der Topologieoptimierung vor. Da Topologiemaßnahmen eine deutliche Änderung des Arbeitspunktes verursachen, wird die Topologie fixiert, bevor das finale Redispatchergebnis ermittelt wird. Dadurch wird eine bessere Konvergenz des Verfahrens angestrebt. Die Parametrierung sieht außerdem eine vorgegebene Maßnahmenliste vor, um die grundsätzliche Praxistauglichkeit des Ansatzes im betrieblichen Kontext zu demonstrieren. Auch die Iterationszahl zur Redispatchoptimierung wurde aus diesem Grund limitiert. In einer weiterführenden Entwicklung könnte sich eine angepasste Iterationszahl als vorteilhaft erweisen, um stabilere oder qualitativ hochwertigere Ergebnisse zu erzielen, was jedoch potenziell mit einer Erhöhung der Rechenzeit einhergehen würde. Da der Ansatz eine vordefinierten Liste zulässiger Topologiemaßnahmen berücksichtigt, steigt der Rechenaufwand mit zunehmender Anzahl schaltbarer Elemente. Gleichzeitig eröffnet die Maßnahmenliste die Möglichkeit, die Laufzeit durch eine vorgelagerte Filterung potenzieller Topologiemaßnahmen gezielt zu reduzieren. Eine solche Einschränkung des Suchraums der Optimierung könnte die Rechenzeiteffizienz des Verfahrens positiv beeinflussen, ohne die Ergebnisqualität wesentlich zu beeinträchtigen. Darüber hinaus bestehen weitere Potenziale zur Parallelisierung. Insbesondere das Einlesen, Aufbereiten und Speichern der benötigten Daten erfolgt derzeit sequenziell zu den Optimierungsschritten, könnte jedoch teilweise parallelisiert werden. Da für einzelne Optimierungsschritte nicht stets der vollständige Datensatz erforderlich ist, lassen sich somit weitere Laufzeitverkürzungen erwarten.

Fazit

Die entwickelten Ansätze zeigen die aufgrund der methodischen Unterschiede und gewählten Parametrierung zu erwartenden Unterschiede in der Ergebnisgüte, der Rechenzeit sowie der Praxistauglichkeit. Mit reduziertem Lösungsraum, zum Beispiel durch eine vorgegebene Maßnahmenliste oder dem Ausschließen von Umbelegungen, sinkt die Rechenzeit aber gleichzeitig auch das Reduktionspotenzial für Engpässe und Redispatch. Zusätzlich steigt die Wahrscheinlichkeit der Praxistauglichkeit der Lösungen bei stärker eingeschränktem Lösungsraum. Insgesamt sind daher verschiedene Ansätze je nach Anwendungsfall geeignet. Für eine schnelle Auswahl von Topologiemaßnahmen innerhalb eines Engpassmanagementprozesses eignet sich eher ein Verfahren, welches nur aus zuvor definierten Topologiemaßnahmen auswählt, wie es die *Iterative Optimierung* anwendet. Für eine Anwendung in eher planerischen Aspekten, wie etwa der Definition des Normalschaltzustandes oder der zuvor erwähnten Definition möglicher Topologiemaßnahmen für eine Maßnahmeliste, ist ein Verfahren geeignet, welches innerhalb des Verfahrens neue Topologien generiert, wie die *Co-Optimierung* sowie die *Integrierte Optimierung*.

7 Zusammenfassung

Der Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes ist durch eine wachsende Anzahl an Engpasssituationen geprägt, die unter anderem auf den steigenden Anteil an Einspeisung aus dargebotsabhängigen Anlagen bei gleichzeitig verzögertem Netzausbau zurückzuführen ist. Zur Beherrschung dieser Engpasssituationen haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber zeitlich gestaffelte Engpassmanagementprozesse implementiert, in denen zur Gewährleistung der Systemsicherheit geeignete Maßnahmen rechnergestützt optimiert und anschließend aktiviert werden. Diese Engpassmanagementprozesse werden fortlaufend weiterentwickelt und auf die sich ändernden Rahmenbedingungen angepasst. Neben herkömmlichen Engpassmanagementmaßnahmen, wie z.B. Redispatch, bietet auch eine Veränderung der Netztopologie die Möglichkeit, Leistungsflüsse im Übertragungsnetz zu steuern und so gegebenenfalls Netzengpässe zu reduzieren. Hierdurch können kostenintensive Engpassmanagementmaßnahmen, wie Redispatch mit Erzeugungsanlagen, reduziert werden. Aufgrund der hohen Problemkomplexität sind Topologiemaßnahmen bisher nicht Bestandteil der rechnergestützten Optimierung von Engpassmanagementmaßnahmen, sondern werden separat von den optimierten Maßnahmen auf Basis von Expertenwissen des betriebsführenden Personals und manuellen Simulationen bewertet und ausgewählt. Durch diese Vorgehensweise bleibt gegebenenfalls Potenzial zur Engpassbehebung ungenutzt. Zum einen wird die Rückwirkung der Topologiemaßnahmen auf die optimierten Engpassmanagementmaßnahmen nicht berücksichtigt, zum anderen können in einem manuellen Prozess im Vergleich zu einer Optimierung deutlich weniger Topologiemaßnahmen betrachtet werden. Im Forschungsprojekt InnOpTEM wurden daher Lösungsansätze, welche die Optimierung des Engpassmanagements um Topologiemaßnahmen als zusätzlichen Freiheitsgrad erweitern, entwickelt und umgesetzt. Diese Lösungsansätze optimieren somit in jeweils integrierten Verfahren Topologie- und weitere Engpassmanagementmaßnahmen, wie Redispatch, gemeinsam.

Zu Beginn von InnOpTEM wurden zunächst die bestehenden Engpassmanagementprozesse hinsichtlich ihrer Eignung für eine Topologieoptimerung analysiert. Aufgrund der stündlich aktuellen Netztopologie unter Berücksichtigung von Freischaltungen sowie dem hohen Anteil an den insgesamt umgesetzten Engpassmanagementmaßnahmen wurde der pRD2-Prozess als sinnvolle Basis für die Integration einer Topologieoptimierung ausgewählt.

In Arbeitspaket 2 wurden die betrieblichen und technischen Anforderungen an eine praxistaugliche Topologieoptimierung definiert. Hierfür wurden die bestehenden Engpassmanagementprozesse sowie die in diesen Prozessen verwendeten Daten analysiert. Zusätzlich wurden Workshops mit den Betriebsplanern und Systemführern der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt, um die im Netzbetrieb berücksichtigten Randbedingungen bei der Auswahl und Bewertung von Topologiemaßnahmen möglichst vollumfänglich zu erfassen. Da sich aufgrund der Komplexität sowie fehlender Daten im Rahmen des Forschungsprojektes nicht alle identifizierten Randbedingungen in die Lösungsansätze integrieren ließen, wurden diese nach ihrer Wichtigkeit in Bezug auf die Praxistauglichkeit der Optimierungsergebnisse bewertet und entsprechend priorisiert. Anschließend wurde unter Berücksichtigung der gewonnenen Erkenntnisse das resultierende Optimierungsproblem vollständig in eine mathematische Formulierung überführt. Somit ist auch für die Randbedingungen, welche im Rahmen des Forschungsprojektes nicht berücksichtigt wurden, eine mögliche mathematische Formulierung vorhanden.

Zur Gewährleistung der Anwendbarkeit der Lösungsansätze wurde in Arbeitspaket 3 eine Simulationsumgebung beim Projektpartner Amprion GmbH aufgebaut, die einen praxisnahen Feldtest ermöglicht. Hierzu wurden zunächst die Prozessdaten des pRD2 analysiert und abgeleitet, welche zusätzlichen Eingangsdaten für eine Topolgieoptimierung erforderlich sind. Insbesondere die im pRD2 verwendeten DACF UCTE-Netzmodelle müssen um zusätzliche Informationen angereichert werden, um eine Kategorisierung der Betriebsmittel zu ermöglichen. Diese Kategorisierung ist Grundlage für die Ermittlung der möglichen Topologiemaßnahmen basierend auf einem UCTE-Netzmodell. Insbesondere für diese Kategorisierung wurde eine Eingangs- und Ergebnisdatenbank entwickelt, welche die Netzdaten in Stamm- und Bewegungsdaten trennt, um eine konsistente Kategorisierung über einen beliebigen Zeitbereich zu ermöglichen. Neben den Netzdaten werden auch alle weiteren Prozessdaten des pRD2, wie z.B. die Einsatzplanungsdaten der Kraftwerksbetreiber, in der entwickelten Datenbank gespeichert. Die Kombination aus Eingangs- und Ergebnisdatenbank dient im Rahmen der Simulationsumgebung als Schnittstelle zwischen den verschiedenen Opti-

mierungsansätzen und den Anwendern aus der Systemführung und Betriebsplanung. So können über die entwickelte Mensch-Maschine-Interaktion in der Datenbank Freiheitsgrade und Randbedingung basierend auf einem bestehenden Optimierungsergebnis angepasst werden und mit den so angepassten Eingangsdaten ein erneuter Optimierungslauf gestartet werden. Die Mensch-Maschine-Interaktion ist eine visuelle Aufbereitung der Ergebnisse, welche es den Operatoren ermöglicht, die Optimierungsergebnisse der Ansätze zu bewerten. Die komplexen Maßnahmenzusammenhänge sollen somit einfacher erfassbar und eine Maßnahmenauswahl sowie -anpassung beschleunigt werden.

In Arbeitspaket 4 wurden vier innovative Optimierungsansätze für einen Engpassmanagementprozess unter Berücksichtigung von Topologiemaßnahmen entwickelt. Für die Entwicklung der Optimierungsansätze wurden Test Cases aus der Simulationsumgebung ausgekoppelt und den Projektpartnern zu Verfügung gestellt. Die Test Cases wurden in den verschiedenen Entwicklungsstadien in unterschiedlicher Modellgröße bereitgestellt. Beginnend mit kleinen Netzausschnitten des deutschen Übertragungsnetzes, über das gesamte deutsche Übertragungsnetz mit und ohne Randnetzabbildung bis hin zu vollständigen europäischen Datensätzen, analog zu den Prozessdaten des pRD2. Die entwickelten Optimierungsansätze werden im Folgenden kurz skizziert.

Die *Integrierte mathematische Optimierung* optimiert gemeinsam alle Engpassmanagementmaßnahmen, also insbesondere Redispatch und Topologiemaßnahmen, auf Basis von DC-Leistungsflüssen. Es werden keine Freiheitsgrade ausgeschlossen, das Ergebnis ist bezogen auf die Formulierung optimal. Insbesondere werden auch solche Topologiemaßnahmen gefunden, die nicht zwingend Engpässe beheben, sondern die Kosten für Redispatchmaßnahmen reduzieren. Durch Dekomposition des Problems und mithilfe von Primalheuristiken wird die Laufzeit reduziert. Falls innerhalb einer vorgegebenen Laufzeit die Optimallösung nicht gefunden wird, wird zumindest eine gültige Lösung geliefert, die in der Regel Topologiemaßnahmen beinhaltet.

Die *Iterative sensitivitätsbasierte Optimierung* von Engpassmanagementmaßnahmen basiert auf einer Dekomposition von Topologie- und herkömmlicher Engpassmanagementoptimierung, welche in einen iterativen Verfahrensansatz eingebettet ist. Die Wirkung der Maßnahmen wird anhand von linearen Abweichungen vom initialen Arbeitspunkt, sogenannten Sensitivitäten, approximiert. Durch die Linearisierung und Dekomposition soll eine schnelle Lösbarkeit erzielt werden. Das iterative Verfahren soll dabei die Wirkung der Maßnahmen auf die AC-Leistungsflüsse bestimmen und eine Abstimmung der Ergebnisse der getrennten Optimierungen ermöglichen.

Das *Multi-Agent Deep Reinforcement Learning* ist eine prototypische Implementierung eines Verfahrens auf Basis von künstlicher Intelligenz. Es werden für die Freiheitsgrade des Engpassmanagement verschiedene Agenten genutzt, welche versuchen, ihre Belohnungsfunktion zu maximieren. Die Belohnungsfunktion der Agenten bestraft dabei nicht eingehaltene Randbedingungen. Die Trennung der Agenten ermöglicht die unterschiedlichen Details der Freiheitsgrade einzeln zu erlernen. Eine Kopplung der Ergebnisse findet dann über eine gemeinsame Belohnungsfunktion statt, die die getrennte Maßnahmenauswahl gemeinsam bewertet. Das Konzept wurde mittels kleiner Testnetze validiert. Aufgrund der mit der aktuellen Implementierung einhergehenden langen Trainingszeiten für reale Netze wurde das Verfahren nicht im Feldtest verwendet.

Die *Co-Optimierung mit heuristischer Topologievorauswahl* folgt einem fünfstufigen Verfahren, welches topologische Freiheitsgrade und marktbezogene Engpassmanagementmaßnahmen gekoppelt optimiert und die identifizierten betrieblichen sowie technischen Randbedingungen berücksichtigt. Kernidee des Verfahrens ist es, die kritischen (n-1)-Engpässe mit einer sensitivitätsbasierten Engpassmanagementoptimierung zu identifizieren, mittels einer heuristischen Vorselektion vielversprechende Topologien zu generieren und diese in einer Optimierung gemeinsam mit anderen Engpassmanagementmaßnahmen zeitlich gekoppelt auszuwählen.

In Arbeitspaket 5 wurden die entwickelten Optimierungsansätze auf die realen und für die Topologieoptimierung erweiterten Prozessdaten des pRD2 angewendet. Die Optimierungsergebnisse der verschiedenen Verfahren wurden jeweils für interessante Tage für die Operatoren geeignet aufbereitet und in mehreren Workshops mit ihnen diskutiert, sodass die vorgeschlagenen Topologiemaßnahmen hinsichtlich ihrer Praxistauglichkeit bewertet werden konnten. Für den Fall, dass Maßnahmen nicht praxistauglich waren, wurde untersucht, welche noch fehlenden Randbedingungen oder Anpassungen

in den jeweiligen Optimierungsansätzen am ehesten zu einer Verbesserung der Praxistauglichkeit der Ergebnisse führen könnte. Die Anwendung, Aufbereitung und Diskussion im Feldtest stellte damit insbesondere die Rückkopplung der Operatoren zu den Freiheitsgraden und Randbedingungen sowie zu den Optimierungsansätzen sicher. So konnte durch das Feedback zu den Optimierungsergebnissen in den verschiedenen Workshops zum Beispiel die Begrenzung der Spannungswinkeldifferenz als wesentliche zusätzliche Randbedingung zur Erhöhung der Praxistauglichkeit identifiziert werden. Diese Randbedingung wurde anschließend in alle entwickelten Optimierungsansätze integriert und führte im abschließenden Workshop zu einer deutlich erhöhten Quote praxistauglicher Topologiemaßnahmen.

In Arbeitspaket 6 erfolgte eine abschließende Bewertung der entwickelten Verfahren und eine Ableitung von Handlungsempfehlungen. Die Optimierungsergebnisse der verschiedenen Lösungsansätze zeigen insgesamt ein Potenzial für die Reduzierung herkömmlicher Engpassmanagementmaßnahmen. Dies zeigen sowohl die exemplarischen Ergebnisse einzelner untersuchter Tage aus den Jahren 2024 und 2025 als auch die Untersuchungen der Datensätze aus 10 Monaten des Jahres 2022 mit vielfältigen Netznutzungsfällen. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass noch nicht alle relevanten Randbedingungen in die Optimierungsansätze integriert werden konnten, so dass immer eine intensive Interpretation sowie Prüfung jeder Topologiemaßnahme durch die Operatoren erforderlich ist. Die Diskussionen zu den Optimierungsergebnissen innerhalb der durchgeführten Workshops zeigen, dass insbesondere diese Interpretation und Prüfung der Ergebnisse die zentrale Herausforderung für die Praxistauglichkeit darstellt. Diese Herausforderung existiert bereits bei einer separaten Betrachtung von Topologie- und herkömmlichen Engpassmanagementmaßnahmen und steigt erheblich bei einer gemeinsamen Betrachtung. Auch mit einer vorherigen Aufbereitung und unterstützenden grafischen Auswertungen konnte häufig erst mit einem gewissen Zeitaufwand und intensiver gemeinsamer Diskussion das Optimierungsergebnis einer einzelnen Stunde geeignet geprüft werden. Aus diesem Grund ist eine zentrale Handlungsempfehlung im Anschluss an das Projekt zu prüfen, inwiefern eine separate zweistufige Optimierung von Topologie- und herkömmlichen Engpassmanagementmaßnahmen zur Komplexitätsreduzierung geeignet ist. Hier sollte zunächst die Lösungsgüte einer zweistufigen entkoppelten Optimierung im Vergleich zu den in diesem Forschungsprojekt entwickelten gemeinsamen Optimierungsansätzen bewertet werden. Die Verschlechterung der Lösungsgüte sollte dann im Anschluss der vereinfachten Interpretierbarkeit sowie der besseren Integrierbarkeit in die bestehenden Prozesse gegenübergestellt werden. Eine weitere Handlungsempfehlung unabhängig von der Ausgestaltung der Optimierung ist die weitere Integration von wichtigen Randbedingungen in die Optimierungsansätze sowie die entsprechende Erweiterung der Eingangsdaten. Dies betrifft vor allem die Randbedingungen für Kurzschlussströme sowie die Bewertung von Sammelschienenausfällen. Diese Integration würde einen Großteil der Überprüfungen der Umsetzbarkeit durch den Anwender vereinfachen beziehungsweise teilweise erübrigen.

Das Forschungsprojekt hat gezeigt, dass grundsätzlich verschiedene Verfahren für eine Topologieoptimierung geeignet sind. Entscheidend für die Praxistauglichkeit ist der Grad der Abbildung aller technischen sowie betrieblichen Randbedingungen. Im aktuellen Stand sind die entwickelten Verfahren noch nicht für eine operative Topologieoptimierung geeignet, sondern können als Entscheidungsunterstützung bei der bisherigen Auswahl und Bewertung von Topolgiemaßnahmen dienen. Zusätzlich ist auch eine Anwendung als Analysewerkzeug, zum Beispiel als Unterstützung bei der Definition des Normalschaltzustandes, denkbar.

8 Zahlenmäßiger Nachweis

Amprion GmbH

Bei der Amprion GmbH wurden im Rahmen des Projektes zwei Mitarbeiter, eine studentische Hilfskraft und ein Abschlussarbeiter beschäftigt. Mit den bereitgestellten Mitteln wurde die praxisnahe Simulationsumgebung aufgebaut, die die prozessualen Eingangsdaten integriert und aufbereitet und somit der Feldtest ermöglicht. Zu diesem Zweck wurde ein geeigneter Rechenserver angeschafft. Außerdem wurden die relevanten technischen und betrieblichen Anforderungen an eine Topologieoptimierung durch die Experten der Systemführung definiert, Optimierungsergebnisse von Optimierungsansätzen im Feldtest iterativ bewertet und mögliche Weiterentwicklungspotenziale abgeleitet sowie priorisiert. In einer gemeinsamen Abschlussarbeit mit dem Lehrstuhl für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft wurde zudem die *Integrierte Optimierung* initial für reale Betriebsplanungsdaten anwendbar gemacht.

FGH e.V.

Bei der FGH sind Personalausgaben für zwei wissenschaftliche Mitarbeiter sowie eine studentische Hilfskraft angefallen. Für die Entwicklung der Ansätze, sowie die durchzuführenden intensiven Berechnungen wurde ein dafür geeigneter Rechenserver angeschafft. Zur technischen Integration der Visualisierungsfunktion in die Simulationsumgebung wurden Experten der FGH GmbH unterbeauftragt. Mit den bereitgestellten Mitteln leitete die FGH das Projektvorhaben als Konsortialführer und entwickelte die iterative sensitivitätsbasierte Optimierung, das prototypische Multi-Agent Deep Reinforcemnt Learning Verfahren sowie die graphische Benutzerschnittstelle zur Mensch-Maschine Interaktion.

Gurobi GmbH

Bei Gurobi wurden zwei Angestellte zu 50% beschäftigt. Mit den bereitgestellten Mitteln entwickelte Gurobi fortgeschrittene Methoden der mathematischen Optimierung, besonders Dekompositionsmethoden, sowie die Parallelisierung und Primalheuristiken für die integrierte mathematische Optimierung.

RWTH Aachen University

An der RWTH Aachen University (RWTH) sind im Rahmen des Projektes Personalausgaben für vier wissenschaftliche Mitarbeiter (WM) und vier studentische Hilfskräfte (HiWi) angefallen, welche sich auf zwei Lehrstühle aufteilen. Beim Lehrstuhl für Operations Research sind Personalausgaben für einen WM in Vollzeit und zwei HiWis angefallen. Beim Lehrstuhl für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft sind Personalausgaben für zwei WM in Vollzeit sowie einen WM für 5 Projektmonate und zwei HiWis angefallen. Für intensive Testrechnungen im Rahmen der Verfahrensentwicklung wurden an der RWTH zudem zwei Server angeschafft. Mit den bereitgestellten Mitteln entwickelte und implementierte die RWTH mit der *Integrierten Optimierung* und der *Co-Optimierung* mit heuristischer Topologievorauswahl zwei Optimierungsansätze. Zudem wurden gemeinsam mit der Gurobi GmbH das Referenzmodell erstellt, fortgeschrittene Methoden der mathematischen Optimierung und Beschleunigungsmethoden entwickelt.

9 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die entwickelten Ansätze zeigen grundsätzlich das Potenzial der Integration von Topologiemaßnahmen in die bisherigen rechnergestützten Engpassmanagementprozesse der Übertragungsnetzbetreiber. Durch die Anwendung der rechnergestützten Ansätze in der Betriebsplanung und Systemführung können die komplexen Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Engpassmanagementmaßnahmen Berücksichtigung finden. Bei steigender Komplexität des Systems könnten somit die manuellen Aufwände bei der Auswahl von Topologiemaßnahmen in der Betriebsplanung und im Echtzeitbetrieb reduziert werden. Darüber hinaus könnte durch die Ansätze weiteres Potenzial bei der Engpassbehebung gehoben werden, welches beispielsweise zu einer Reduktion von kostenintensivem Redispatch führen könnte. Für eine operative Topologieoptimierung sind die Ansätze wie zuvor beschrieben geeignet weiterzuentwickeln, wobei insbesondere noch nicht abgebildete Randbedingungen integriert werden müssen. Zusätzlich muss die Erklärbarkeit der Optimierungsergebnisse verbessert werden. Bei den Forschungspartnern konnte ein breites Wissen über den praxistauglichen Einsatz von

Engpassmanagementmaßnahmen mit Fokus auf Topologiemaßnahmen im Projekt aufgebaut werden. Dieses Wissen kann in zukünftigen Forschungsprojekten zum Übertragungsnetzbetrieb genutzt werden und bietet die Möglichkeit zu weiteren Kooperationen mit den Industriepartnern. Weiterhin konnten im Rahmen des Forschungsprojekts durch Abschlussarbeiten und Dissertationen zu Teilbereichen des Projektes wissenschaftlicher Nachwuchs aus- und weitergebildet werden. Durch den interdisziplinären Austausch zwischen den Partnern konnten zusätzliche Aspekte bei der Entwicklung der Ansätze mit berücksichtigt werden.

10 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die im Projekt InnOpTEM durchgeführten Arbeiten adressieren eine zentrale Herausforderung des heutigen Übertragungsnetzbetriebs: die zunehmende Unsicherheit und Komplexität im Engpassmanagement infolge hoher Anteile erneuerbarer Erzeugung. Bestehende Betriebsplanungsprozesse berücksichtigen Topologiemaßnahmen bislang nicht gemeinsam mit anderen Gegenmaßnahmen.Im Projekt wurde zunächst eine belastbare Datengrundlage für die rechnergestützte Untersuchung von Topologiemaßnahmen geschaffen. Darauf aufbauend wurden unterschiedliche Optimierungsansätze entwickelt, prototypisch umgesetzt und hinsichtlich Rechenaufwand, Lösungsqualität und Praxistauglichkeit verglichen. Die Arbeiten erfolgten unter realistischen Rahmenbedingungen und in enger Abstimmung mit den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern. Der Umfang der durchgeführten Tätigkeiten war zielgerichtet und ausreichend, um die grundsätzliche Machbarkeit integrierter Ansätze aufzuzeigen und eine fundierte Basis für eine weiterführende Nutzung in der Betriebsplanung zu schaffen.

11 Fortschritt bei anderen Stellen

Während der Projektlaufzeit sind keine Projekte oder Vorhaben bekannt, welche Ansätze zur Optimierung von Topologiemaßnahmen mit herkömmlichen Engpassmanagementoptimierung verknüpfen. Auch der intensive Fokus auf die Abbildung betrieblicher Randbedingungen zur Sicherstellung praxistauglicher Ergebnisse wird in anderen Vorhaben nicht in vergleichbarer Tiefe berücksichtigt. Das Verbundvorhaben Graph Neuronale Netze für die Netzsteuerung (GNN4GC) fokussiert sich seit 2023 auf die Entwicklung von KI-Ansätzen zur Topologieoptimierung. J. Viebahn et al (2024) haben mit dem GridOptions Tool eine im operativen Betrieb eingesetzte Topologieoptimierung vorgestellt. Diese nutzt eine linearisierte Abbildung von Topologiemaßnhamen zur schnellen DC-Berechnung aller möglichen Freiheitsgrade. Für den geographisch begrenzten Anwendungsfall von 9 Stationen ist dies in akzeptabler Rechenzeit möglich. [Vie+24] N. Westerbeck et al. (2025) haben diesen DC-basierten Ansatz zur Optimierung von Topologiemaßnahmen beschleunigt, indem sie die Berechnungen der DC-Leistungsflüsse auf Grafikkarten implementiert haben. Dies ermöglicht eine Berechnung von mehreren Millionen Leistungsflüssen und damit Topologiemaßnahmen pro Sekunde. [Wes+25] Keine der Arbeiten berücksichtigt aber neben Topologiemaßnahmen weitere Freiheitsgrade des Engpassmanagements.

12 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Wissenschaftliche Veröffentlichungen

Jahr	Konferenz	Titel	Autoren
2023	13. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT 2023), Wien, Österreich	Analyse des Potentials der Optimierung topologischer Maßnahmen anhand von linearen Sensitivitätsfaktoren	A. Ewerszumrode, N. Erle, L. Kalisch, S. Krahl, A. Moser
2024	23rd Power Systems Computation Conference (PSCC 2024), Paris, Frankreich	An iterative approach to grid topology and redispatch optimization in congestion management	A. Ewerszumrode, N. Erle, S. Krahl, A. Moser
2024	22nd Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON 2024), Porto, Portugal	Machine Learning Methods as Fast Heuristics for Network Topology Optimization	F. Preuschoff, L. Zirkel, A. Moser
2024	VDE Netzregelung und Systemführung; 15. ETG/GMA-Fachtagung, München	Investigating Network Topology Optimization in the German Transmission Grid Using Real Operational Planning Data	F. Preuschoff, C. Fester, S. Stein, J. Lichtinghagen, A. Hoffrichter, A. Moser
2025	International Conference on Power Engineering and Electrical Technology (PEET 2025), Kusatsu, Shiga, Japan	Optimizing Switching Actions for Reducing Operational Switching Effort in Transmission System Operations using a Genetic Algorithm	F. Preuschoff, M. Zhang, C. Fester, A. Moser
2026	19. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2026), Graz, Österreich	Feedback-driven Topology Optimization in Transmission Grids	L. Gardner, F. Preuschoff, R. Houben, C. Fester, A. Moser

Tabelle 12.1: Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Präsentationen im Rahmen des Projektes

Jahr	Konferenz	Titel	Referenten
2023	Energy Innovation Summit, Frankfurt	Innovative approaches for optimizing topological remedial actions in grid congestion management	T. Donkiewicz, O. Gaul, M. Gehrmann, S. Krahl, S. Stein
2023	The International Conference on Operations Research (OR)	Innovative approaches to the optimization of topology measures in congestion management of transmission system operation	T. Donkiewicz, O. Gaul
2023	The International Conference on Operations Research (OR)	Algorithmic Approaches to the Generation of $(N-1)$-Secure Power System Test Cases	T. Donkiewicz, O. Gaul
2024	ETG Fachtagung Hochautomatisierter Netzbetrieb, Dortmund	Konzept für ein Assistenzsystem zur Auswahl von Engpassmanagementmaßnahmen in Echtzeit	M. Gehrmann
2024	ETG Fachtagung Hochautomatisierter Netzbetrieb, Dortmund	Reinforcement Learning im Engpassmanagement	P. Reuber
2024	Energy Innovation Summit, Glasgow, Vereingtes Königreich	Combined computation of Redispatch and Topology Measures for the German Day-Ahead Planning Process	T. Donkiewicz, C. Fester, O. Gaul, M. Gehrmann, M. Geulen, F. Preuschoff, P. Reuber
2024	The International Conference on Operations Research (OR)	Solving Security-Constrained Optimal Transmission Switching Problems with Benders Decomposition	T. Donkiewicz, O. Gaul
2024	The International Conference on Operations Research (OR)	A Comprehensive Approach to Solving Large-Scale Security-Constrained Optimal Transmission Switching Problems	T. Donkiewicz, O. Gaul
2024	The International Conference on Operations Research (OR)	Efficiently Solving Benders Subproblems for the Security-Constrained Optimal Transmission Switching Problem with Substation Reconfiguration	T. Donkiewicz, O. Gaul
2025	Energy Innovation Summit, Berlin	Topology Optimization Workshop	Amprion, FGH, Gurobi, IAEW, OR
2025	Global System Operation Summit, Berlin	Topology Optimization Symposium	Amprion, FGH, Gurobi, IAEW, OR

Tabelle 12.2: Erfolgte Präsentationen im Rahmen des Projektes

Durchgeführte Anwenderworkshops

Jahr/Monat	Ort	Inhaltlicher Fokus
2023/01	Amprion GmbH	Identifikation technischer und betrieblicher Randbedingungen
2023/03	50Hertz Transmission GmbH	Identifikation technischer und betrieblicher Randbedingungen und Bewertungskriterien
2024/03	TransnetBW GmbH	Diskussion der Ergebnisse aus exemplarischer Anwendung der Ansätze
2024/10	Tennet TSO GmbH	Diskussion der Ergebnisse aus exemplarischer Anwendung der Ansätze
2025/07	TransnetBW GmbH	Diskussion exemplarischer Optimierungsergebnisse aus dem Feldtest
2025/09	Amprion GmbH	Abschlussworkshop mit Vorstellung der Ergebnisse des Schlussberichts

Tabelle 12.3: Durchgeführten Anwenderworkshops mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern

Literaturverzeichnis

[50H+13] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. *Einführung des ERRP Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB. Implementation Guide für Deutschland*. Hrsg. von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. 2013. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2013/BK6-13-200/ERRP_IG_14_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

[50H+21] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. *Deutsches Grenzwertkonzept: Regeln zur Ermittlung und Überwachung von Grenzwerten für die Systemführung des deutschen Übertragungsnetzes*. Hrsg. von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. 2021. URL: https://www.netztransparenz.de/portals/1/%c3%9cNB-DeutschesGrenzwertkonzept_202111.pdf.

[50H+22] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. *Planung und Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes: Glossar*. Hrsg. von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. 2022. URL: https://www.netztransparenz.de/portals/1/%c3%9cNB-Glossar_Planung%20und%20Betrieb_202206.pdf.

[Bab+23] S. Babaeinejadsarookolaee, B. Park, B. Lesieutre und C. L. DeMarco. „Transmission Congestion Management via Node-Breaker Topology Control“. In: *IEEE Systems Journal* (2023), S. 1–12. ISSN: 1932-8184. DOI: 10.1109/JSYST.2023.3241805.

[Bai+17] Y. Bai, H. Zhong, Q. Xia und C. Kang. „A two-level approach to AC optimal transmission switching with an accelerating technique“. In: *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE, 2017. DOI: 10.1109/pesgm.2017.8273885.

[BBB12] C. Barrows, S. Blumsack und R. Bent. „Computationally efficient optimal Transmission Switching: Solution space reduction“. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2012, S. 1–8. ISBN: 978-1-4673-2729-9. DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345550.

[BCS22] A.-.-A. B. Bugaje, J. L. Cremer und G. Strbac. „Real–time transmission switching with neural networks“. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* (2022). ISSN: 1751-8687. DOI: 10.1049/gtd2.12698.

[Ben62] J. F. Benders. „Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems“. In: *Numer. Math* 4.1 (1962), S. 238–252.

[BG86] R. Bacher und H. Glavitsch. „Network Topology Optimization with Security Constraints“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 1.4 (1986), S. 103–111. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.1986.4335024.

[BNT09] G. Balzer, D. Nelles und C. Tuttas. „Kurzschlussstromberechnung nach IEC und DIN EN 60909-0 (VDE 0102): 2002-07“. In: *VDE, Berlin* (2009).

[Cof+14] C. Coffrin, H. L. Hijazi, K. Lehmann und P. van Hentenryck. „Primal and dual bounds for Optimal Transmission Switching“. In: *2014 Power Systems Computation Conference*. IEEE, 2014. DOI: 10.1109/pscc.2014.7038446.

[Cof+18a] C. Coffrin, R. Bent, K. Sundar, Y. Ng und M. Lubin. „PowerModels. JL: An Open-Source Framework for Exploring Power Flow Formulations“. In: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. IEEE, 2018, S. 1–8. ISBN: 978-1-910963-10-4. DOI: 10.23919/PSCC.2018.8442948.

[Cof+18b] C. Coffrin, R. Bent, K. Sundar, Y. Ng und M. Lubin. „PowerModels.jl: An Open-Source Framework for Exploring Power Flow Formulations“. In: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. Juni 2018, S. 1–8. DOI: 10.23919/PSCC.2018.8442948.

[CW14] F. Capitanescu und L. Wehenkel. „An AC OPF-based heuristic algorithm for optimal transmission switching“. In: *2014 Power Systems Computation Conference*. IEEE, 2014. DOI: 10.1109/pscc.2014.7038445.

[Däc14] K. Dächert. „Adaptive parametric scalarizations in multicriteria optimization“. Dissertation. Aachen: Bergische Universität Wuppertal, 2014.

[Dam+22] I. Damjanović, I. Pavić, M. Puljiz und M. Brcic. „Deep Reinforcement Learning-Based Approach for Autonomous Power Flow Control Using Only Topology Changes“. In: *Energies* 15.19 (2022), S. 6920. DOI: 10.3390/en15196920.

[Deu+20] Deunsol Yoon, Sunghoon Hong, Byung-Jun Lee und Kee-Eung Kim. „Winning the L2RPN Challenge: Power Grid Management via Semi-Markov Afterstate Actor-Critic“. In: *International Conference on Learning Representations* (2020). URL: https://openreview.net/forum?id=LmUJqB1Cz8.

[EKM15] J. Eickmann, J. Kellermann und A. Moser. „Efficient power flow approximation methodology for topology optimization algorithms in transmission system operation“. In: *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. IEEE, 2015. DOI: 10.1109/iccep.2015.7177615.

[ENT07] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity - UCTE Subgroup „Network models and forecast tools”. *UCTE data exchange format for load flow and three phase short circuit studies*. 2007. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/UCTE-format.pdf.

[ENT09] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Continental Europe Operation Handbook. Policy 3: Operational Security*. 2009. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf.

[ENT13] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. *ENTSO-E Reserve Resource Process (ERRP). Implementation Guide*. 2013. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/EDI/Library/depreciated/07%20errp2-guide-v5r0_approved.pdf.

[ENT15] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity”. *Quality of datasets and calculations. For System Operation. Third Edition*. 2015. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Continental_Europe/150420_quality_of_datasets_and_calculations_3rd_edition.pdf.

[ENT16] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity”. *Migration Process from UCTE DEF to CGMES. Second Edition*. 2016. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/cacm/cgmm/Migration_Process_from_UCTE_DEF_to_CGMES.PDF?Web=1.

[ENT23] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity”. *Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) Library*. 2023. URL: https://www.entsoe.eu/data/cim/cim-for-grid-models-exchange/.

[EPR01] EPRI - Electric Power Research Institute”. *Common Information Model (CIM). CIM Version 10*. 2001.

[Ewe+22] A. Ewerszumrode, N. Erle, L. Kalisch, S. Krahl und A. Moser. „Verfahren zur Berücksichtigung topologischer Maßnahmen in Redispatchsimulationen“. In: *17. Symposium Energieinnovation*. Graz, 2022.

[FOF08] E. B. Fisher, R. P. O'Neill und M. C. Ferris. „Optimal Transmission Switching“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 23.3 (2008), S. 1346–1355. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.922256.

[FRC12] J. D. Fuller, R. Ramasra und A. Cha. „Fast Heuristics for Transmission-Line Switching“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 27.3 (2012), S. 1377–1386. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2186155.

[FRF17] M. Flores, R. Romero und J. F. Franco. „An analysis of the optimal switching problem in transmission systems“. In: *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. IEEE, 2017, S. 1–5. ISBN: 978-1-5386-3312-0. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126720.

[Fux+23] A. R. Fuxjäger, K. Kozak, M. Dorfer, P. M. Blies und M. Wasserer. *Reinforcement Learning Based Power Grid Day-Ahead Planning and AI-Assisted Control: Preprint*. 2023. URL: http://arxiv.org/pdf/2302.07654v1.

[Gol+17] E. A. Goldis, P. A. Ruiz, M. C. Caramanis, X. Li, C. R. Philbrick und A. M. Rudkevich. „Shift Factor-Based SCOPF Topology Control MIP Formulations With Substation Configurations“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 32.2 (2017), S. 1179–1190. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2574324.

[Gra+06] G. Granelli, M. Montagna, F. Zanellini, P. Bresesti, R. Vailati und M. Innorta. „Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic

algorithms“. In: *Electric Power Systems Research* 76.6-7 (2006), S. 549–556. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2005.09.014.

[HDG14] M. Heidarifar, M. Doostizadeh und H. Ghasemi. „Optimal transmission reconfiguration through line switching and bus splitting“. In: *2014 IEEE PES General Meeting — Conference & Exposition*. IEEE, 2014, S. 1–5. ISBN: 978-1-4799-6415-4. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6939408.

[Hei+21] M. Heidarifar, P. Andrianesis, P. Ruiz, M. C. Caramanis und I. C. Paschalidis. „An optimal transmission line switching and bus splitting heuristic incorporating AC and N-1 contingency constraints“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 133 (2021), S. 107278. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107278.

[HG16] M. Heidarifar und H. Ghasemi. „A Network Topology Optimization Model Based on Substation and Node-Breaker Modeling“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.1 (2016), S. 247–255. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2399473.

[HH22] T. Han und D. Hill. „Learning-Based Topology Optimization of Power Networks“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* (2022), S. 1. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3170083.

[HHS22] T. Han, D. J. Hill und Y. Song. „Formulating Connectedness in Security-Constrained Optimal Transmission Switching Problems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 37.5 (2022), S. 4137–4140. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3184122.

[Hin+21] A. Hinneck, B. Morsy, D. Pozo und J. Bialek. „Optimal Power Flow with Substation Reconfiguration“. In: *2021 IEEE Madrid PowerTech*. IEEE, 2021, S. 1–6. ISBN: 978-1-6654-3597-0. DOI: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494797.

[HK16] P. Henneaux und D. S. Kirschen. „Probabilistic Security Analysis of Optimal Transmission Switching“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.1 (2016), S. 508–517. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/tpwrs.2015.2409152.

[Hof+19] A. Hoffrichter, K. Kollenda, M. Schneider und R. Puffer. „Simulation of Curative Congestion Management in Large-Scale Transmission Grids“. In: *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. IEEE, 2019, S. 1–6. ISBN: 978-1-7281-3349-2. DOI: 10.1109/UPEC.2019.8893627.

[Hof20] A. Hoffrichter. „Verfahren zur Betriebssimulation zukünftiger elektrischer Übertragungsnetze“. Dissertation. Aachen: RWTH Aachen University, 2020.

[HP22] A. Hinneck und D. Pozo. „Optimal Transmission Switching: Improving Exact Algorithms by Parallel Incumbent Solution Generation“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* (2022), S. 1–14. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3199114.

[HSH21] T. Han, Y. Song und D. J. Hill. „Ensuring Network Connectedness in Optimal Transmission Switching Problems“. In: *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs* 68.7 (2021), S. 2603–2607. ISSN: 1549-7747. DOI: 10.1109/TCSII.2021.3059070.

[JK13] Jun Wu und K. W. Cheung. „On selection of transmission line candidates for optimal transmission switching in large power networks“. In: *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2013, S. 1–5. ISBN: 1932-5517. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672912.

[Joh+20] E. S. Johnson, S. Ahmed, S. S. Dey und J.-P. Watson. *A K-Nearest Neighbor Heuristic for Real-Time DC Optimal Transmission Switching*. 2020. URL: http://arxiv.org/pdf/2003.10565v3.

[Kap09] A. F. Kaptue Kamga. „Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemaßnahmen“. Dissertation. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2009. URL: http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20090956.

[KF19] T. Krieg und J. Finn. *Substations*. Springer International Publishing, 2019.

[KFL18] M. Khanabadi, Y. Fu und C. Liu. „Decentralized Transmission Line Switching for Congestion Management of Interconnected Power Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.6 (2018), S. 5902–5912. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2838046.

[KG11] M. Khanabadi und H. Ghasemi. „Transmission congestion management through optimal transmission switching“. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2011. DOI: 10.1109/pes.2011.6039357.

[KGD13] M. Khanabadi, H. Ghasemi und M. Doostizadeh. „Optimal Transmission Switching Considering Voltage Security and N-1 Contingency Analysis“. In: *IEEE Transactions*

on Power Systems 28.1 (2013), S. 542–550. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2207464.

[Kom21] Kommission der Europäischen Union. *Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb: SOGL*. 2021. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32017R1485.

[LD60] A. H. Land und A. G. Doig. „An Automatic Method of Solving Discrete Programming Problems“. In: *Econometrica* 28.3 (1960), S. 497–520. ISSN: 00129682, 14680262. URL: http://www.jstor.org/stable/1910129.

[Li+21] P. Li, X. Huang, J. Qi, H. Wei und X. Bai. „A Connectivity Constrained MILP Model for Optimal Transmission Switching“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 36.5 (2021), S. 4820–4823. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2021.3089029.

[LWO12] C. Liu, J. Wang und J. Ostrowski. „Heuristic Prescreening Switchable Branches in Optimal Transmission Switching“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 27.4 (2012), S. 2289–2290. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2193489.

[MM13] J. D. Moseley und N. V. Mago. „Methods of converting CIM power system models into bus-branch formats utilizing topology processing algorithms and minimal schema modifications to IEC 61968/70“. In: *2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2013, S. 1–5. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672142.

[Moo19] A. M. Moormann. „Ermittlung robuster Schaltzustände für den Betrieb elektrischer Übertragungsnetze“. Dissertation. Aachen: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen und Print Production M. Wolff GmbH, 2019.

[Mor+22] B. Morsy, A. Hinneck, D. Pozo und J. Bialek. „Security constrained OPF utilizing substation reconfiguration and busbar splitting“. In: *Electric Power Systems Research* 212 (2022), S. 108507. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108507.

[Nat17] H. Natemeyer. „Modellierung der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze für Netzplanungsprozesse“. Dissertation. Aachen: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2017.

[NB20] F. Neumann und T. Brown. „Transmission Expansion Planning Using Cycle Flows“. In: *Proceedings of the Eleventh ACM International Conference on Future Energy Systems*. New York, NY, USA: ACM, 2020, S. 253–263. ISBN: 9781450380096. DOI: 10.1145/3396851.3397688.

[NGK12] E. Nasrolahpour, H. Ghasemi und M. Khanabadi. „Optimal transmission congestion management by means of substation reconfiguration“. In: *20th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE2012)*. 2012, S. 416–421. ISBN: 2164-7054. DOI: 10.1109/IranianCEE.2012.6292394.

[Num+23] M. Numan, M. F. Abbas, M. Yousif, S. S. M. Ghoneim, A. Mohammad und A. Noorwali. „The Role of Optimal Transmission Switching in Enhancing Grid Flexibility: A Review“. In: *IEEE Access* 11 (2023), S. 32437–32463. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3261459.

[PJH16] F. Pourahmadi, M. Jooshaki und S. H. Hosseini. „A dynamic programming-based heuristic approach for optimal transmission switching problem with N-1 reliability criterion“. In: *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. IEEE, 2016, S. 1–7. ISBN: 978-1-5090-1970-0. DOI: 10.1109/PMAPS.2016.7764208.

[Pra+11] Y. Pradeep, P. Seshuraju, S. A. Khaparde und R. K. Joshi. „CIM-Based Connectivity Model for Bus-Branch Topology Extraction and Exchange“. In: *IEEE Transactions on Smart Grid*. IEEE, 2011, S. 244–253. DOI: 10.1109/TSG.2011.2109016.

[Pre+24] F. Preuschoff, C. Fester, S. Stein, J. Lichtinghagen, A. Hoffrichter und A. Moser. „Investigating Network Topology Optimization in the German Transmission Grid Using Real Operational Planning Data“. In: *Transformation der Stromversorgung – Netzregelung und Systemführung; 15. ETG/GMA-Fachtagung, Netzregelung und Systemführung“*. 2024, S. 94–100. ISBN: 978-3-8007-6292-7.

[QW15] F. Qiu und J. Wang. „Chance-Constrained Transmission Switching With Guaranteed Wind Power Utilization“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 30.3 (2015), S. 1270–1278. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/tpwrs.2014.2346987.

[RT15] R. Ramanathan und B. Tuck. „Contingency analysis using node/breaker model for op-eration studies“. In: *2015 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2015, S. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7285595.

[Rui+11] P. A. Ruiz, J. M. Foster, A. Rudkevich und M. C. Caramanis. „On fast transmission topology control heuristics“. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2011, S. 1–8. ISBN: 978-1-4577-1000-1. DOI: 10.1109/PES.2011.6039833.

[Rui+12] P. A. Ruiz, A. Rudkevich, M. C. Caramanis, E. Goldis, E. Ntakou und C. R. Philbrick. „Reduced MIP formulation for transmission topology control“. In: *2012 50th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing*. Hrsg. von I. Staff. [Place of publication not identified]: IEEE, 2012, S. 1073–1079. ISBN: 978-1-4673-4539-2. DOI: 10.1109/Allerton.2012.6483337.

[Sah+14] M. Sahraei-Ardakani, A. Korad, K. W. Hedman, P. Lipka und S. Oren. „Performance of AC and DC based transmission switching heuristics on a large-scale polish system“. In: *2014 IEEE PES General Meeting — Conference & Exposition*. IEEE, 2014, S. 1–5. ISBN: 978-1-4799-6415-4. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6939776.

[Sal18] S. R. Salkuti. „Congestion Management Using Optimal Transmission Switching“. In: *IEEE Systems Journal* 12.4 (2018), S. 3555–3564. ISSN: 1932-8184. DOI: 10.1109/JSYST.2018.2808260.

[SB18] R. S. Sutton und A. G. Barto. *Reinforcement learning: An introduction*. Second edition. Adaptive computation and machine learning series. Cambridge Massachusetts: The MIT Press, 2018. ISBN: 9780262039246.

[Sch14] C. Schneiders. *Visualisierung des Systemzustandes und Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen*. Aachen: Verl.-Haus Mainz, 2014. ISBN: 978-3-86130-727-3.

[Sch18] J. Scheel. „Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen“. Dissertation. Ilmenau: Technische Universität Ilmenau., 2018.

[Sch20] K. F. Schäfer. *Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*. Wiesbaden: Springer chVieweg, 2020. ISBN: 978-3-658-26732-2. DOI: 10.1007/978-3-658-26733-9.

[SF14] M. Soroush und J. D. Fuller. „Accuracies of Optimal Transmission Switching Heuristics Based on DCOPF and ACOPF“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29.2 (2014), S. 924–932. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2283542.

[Sub+21] M. Subramanian, J. Viebahn, S. H. Tindemans, B. Donnot und A. Marot. „Exploring grid topology reconfiguration using a simple deep reinforcement learning approach“. In: *2021 IEEE Madrid PowerTech*. IEEE, 2021, S. 1–6. ISBN: 978-1-6654-3597-0. DOI: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494879.

[Sun+21] Y. Sun, Z. Tian, W. Wu, Y. Du, B. Wang und Y. Xi. „Iterative relaxation solution for AC optimal transmission network reconfiguration considering bus splitting“. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 15.22 (2021), S. 3204–3214. ISSN: 1751-8687. DOI: 10.1049/gtd2.12252.

[Tan+22] S. Tang, T. Li, Y. Liu, Y. Su, Y. Wang, F. Liu und S. Gao. „Optimal Transmission Switching for Short-Circuit Current Limitation Based on Deep Reinforcement Learning“. In: *Energies* 15.23 (2022), S. 9200. DOI: 10.3390/en15239200.

[Vie+24] J. Viebahn, S. Kop, J. van DIJK, H. Budaya, M. Streefland, D. Barbieri, P. Champion, M. Jothy, V. Renault und S. Tindemans. „C2 - GridOptions Tool: Real-World Day-Ahead Congestion Management using Topological Remedial Actions“. English. In: *CIGRE Science and Engineering* 2024-December.35 (2024). ISSN: 2426-1335.

[Wes+25] N. Westerbeck, J. van Dijk, J. Viebahn, C. Merz und D. Witthaut. „Accelerated DC loadflow solver for topology optimization“. In: *2025 IEEE Kiel PowerTech*. 2025, S. 1–8. DOI: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180422.

[Yan+16] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia und C. Kang. „Optimal Transmission Switching With Short-Circuit Current Limitation Constraints“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.2 (2016), S. 1278–1288. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2434961.

[YO19] Z. Yang und S. Oren. „Line Selection and Algorithm Selection for Transmission Switching by Machine Learning Methods“. In: *2019 IEEE Milan PowerTech*. 2019, S. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2019.8810867.

[ZHA+19] B. ZHAO, Z. HU, Q. ZHOU, H. ZHANG und Y. SONG. „Optimal transmission switching to eliminate voltage violations during light-load periods using decomposition approach“. In: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 7.2 (2019), S. 297–

308. ISSN: 2196-5420. DOI: 10.1007/s40565-018-0422-4. URL: https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-018-0422-4.

[ZMT11] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez und R. J. Thomas. „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.1 (2011), S. 12–19. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.

[ZZH23] Y. Zhou, H. Zhu und G. A. Hanasusanto. „Distributionally Robust Chance-Constrained Optimal Transmission Switching for Renewable Integration“. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 14.1 (2023), S. 140–151. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2022.3203669.