Peter Elias Wohlfart, BSc

Lastflussregelnde Elemente und deren optimierter Einsatz im europäischen Energiesystem

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades
Diplom-Ingenieur

Masterstudium
Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der
Technischen Universität Graz

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Institut für Elektrische Anlagen und Netze

Graz, Jänner 2023

Institut für Elektrische Anlagen und Netze

© fotopro - Fotolia.com

Lastflussregelnde Elemente und deren optimierter Einsatz im europäischen Energiesystem

Eine Masterarbeit von
Peter Elias Wohlfart, BSc

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Jänner 2023

Technische Universität Graz
Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/I
8010 Graz
Österreich

Institutsleiter
Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Eine Masterarbeit von
Peter Elias Wohlfart, BSc

Jänner 2023

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, 10 January 2023

_____

Peter Elias Wohlfart

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 10. Jänner 2023

_____

Peter Elias Wohlfart

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich im Laufe meines Studiums und bei dem Verfassen der vorliegenden Masterarbeit auf fachliche oder freundschaftliche Art und Weise unterstützt und motiviert haben.

Insbesondere möchte ich mich bei Prof. Dr.techn. Herwig Renner, dessen fachliche Anregungen und Ideen entscheidend zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen haben, für die ausgezeichnete Betreuung und Begutachtung der vorliegenden Arbeit bedanken.

Darüber hinaus möchte ich mich beim gesamten Team des Instituts für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz unter der Leitung von Prof. Dr.techn. Robert Schürhuber für die Möglichkeit zur Mitarbeit am Institut als studentischer Projektmitarbeiter während meiner Studienzeit bedanken. In diesem Zusammenhang möchte ich mich insbesondere bei meinen Kollegen der Forschungsgruppe rund um niederfrequente Sternpunktströme bedanken, stellvertretend dafür bei Dr.techn. Dennis Albert für die gute und konstruktive Zusammenarbeit.

Besonderer Dank gebührt meiner Familie und meiner Freundin, deren Unterstützung und Rückhalt besonders in herausfordernden Zeiten von großer Bedeutung für einen erfolgreichen Studienfortschritt waren.

Abschließend möchte ich mich bei allen Studienkolleginnen und Studienkollegen für die unzähligen fachlichen und freundschaftlichen Unterhaltungen und Diskussionen bedanken. Die gemeinsame Zeit für Gruppenarbeiten, Prüfungsvorbereitungen und sonstige Aktivitäten werden mir stets in bester Erinnerung bleiben.

Abstract

Increasing demands on the electric power system are confronting the European transmission system operators with serious challenges. An increase in large and difficult-to-predict cross-border load flows, caused by distributed generation and international energy trading, is facing insufficient grid expansion. To manage this situation, the existing grid infrastructure must be utilized in the best possible way. By using load flow controlling elements in the transmission grid, grid operation can be optimized in a specific manner. Based on a broad literature research, this master thesis provides an overview of power flow controlling basics and technologies, focusing on high voltage direct current (HVDC) lines within the continental European synchronous area. Furthermore, a dedicated optimization algorithm for the coordinated determination of the optimal operating points of phase-shifting transformers and embedded HVDC lines within a given power grid is presented. To achieve fast and simple solvability, the calculation is realized as a linear optimization model based on the DC load flow equations. Subsequently, the algorithm is applied to a model of the continental European transmission grid. In this context, it is exemplarily shown how the application of the algorithm can lead to an improvement of the grid situation.

Kurzfassung

Die steigenden Anforderungen an das elektrische Energiesystem stellen die Übertragungsnetzbetreiber Europas vor immer schwerwiegendere Herausforderungen. Einer Zunahme an großen und schwierig prognostizierbaren überregionalen Lastflüssen, bedingt durch dezentrale Erzeugung und internationale Handelsgeschäfte, steht ein unzureichender Netzausbau gegenüber. Um diese Situation bewältigen zu können, muss die vorhandene Netzinfrastruktur bestmöglich ausgenutzt werden. Durch den Einsatz von lastflussregelnden Elementen im Übertragungsnetz kann der Netzbetrieb gezielt optimiert werden. Basierend auf einer umfassenden Literaturrecherche gibt die vorliegende Arbeit einen Überblick über Grundlagen und Technologien der Lastflusssteuerung, wobei der Schwerpunkt auf eingebetteten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) innerhalb des kontinentaleuropäischen Synchrongebietes liegt. Darüber hinaus wird ein eigens entwickelter Optimierungsalgorithmus zur koordinierten Bestimmung der optimalen Betriebspunkte von Phasenschiebertransformatoren und eingebetteten HGÜ-Leitungen innerhalb eines Netzes vorgestellt. Um eine schnelle und einfache Lösbarkeit zu erreichen, wird die Berechnung als lineares Optimierungsmodell basierend auf den DC-Lastflussgleichungen realisiert. Anschließend wird der Algorithmus auf ein Modell des kontinental-europäischen Übertragungsnetzes angewandt. Dabei wird beispielhaft gezeigt, inwiefern die Anwendung des Algorithmus zu einer Verbesserung der Netzsituation führen kann.

Symbolverzeichnis

$\mathbf{A}$	Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix
$\mathbf{A}_{\mathrm{DC}}$	Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix der HGÜ-Leitungen
$\mathbf{A}_{\mathrm{eq}}$	Gleichheitsnebenbedingungen eines LP
$\mathbf{A}_{\mathrm{ineq}}$	Ungleichheitsnebenbedingungen eines LP
$\mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{-}$	Inzidenzmatrix für negative Leitungsüberlastungen
$\mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{+}$	Inzidenzmatrix für positive Leitungsüberlastungen
$\mathbf{A}_{\mathrm{PST}}$	Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix der PST
$\mathbf{B}_{\mathrm{d}}$	Diagonalmatrix der Zweigsuszeptanzen
$\mathbf{B}_{\mathrm{d,PST}}$	Diagonalmatrix der PST-Zweigsuszeptanzen
$\mathbf{B}_{\mathrm{d,red}}$	Auf PST reduzierte Diagonalmatrix der Zweigsuszeptanzen
$\mathbf{b}_{\mathrm{eq}}$	Gleichheitsnebenbedingungen eines LP
$\mathbf{b}_{\mathrm{ineq}}$	Ungleichheitsnebenbedingungen eines LP
$\mathbf{c}_{\mathrm{OL}}$	Fiktive Strafkosten für Leitungsüberlastungen (dimensionslos)
$\mathbf{c}_{\mathrm{PST}}$	Fiktive Strafkosten für PST-Einsatz (1/rad)
$\mathbf{DCDF}$	Direct Current Distribution Factors Matrix
$\mathbf{p}_{\mathrm{Gen}}$	Erzeugungsleistungen
$\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC,max}}$	Maximale HGÜ-Leistungen
$\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}}$	Leistungen der HGÜ-Leitungen
$\mathbf{p}_{\mathrm{L}}$	Zweigleistungen
$\mathbf{p}_{\mathrm{Last}}$	Knotenlasten
$\mathbf{p}_{\mathrm{N}}$	Knotenleistungen
$\mathbf{PSDF}$	Phase Shifter Distribution Factors Matrix (1/rad)
$\mathbf{PTDF}$	Power Transfer Distribution Factors Matrix
$\mathbf{x}$	Optimierungsvariablen eines LP
$\mathbf{x}_{\mathrm{max}}$	Obere Grenzen der Optimierungsvariablen eines LP
$\mathbf{x}_{\mathrm{min}}$	Untere Grenzen der Optimierungsvariablen eines LP

$\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{-}$	Optimierungsvariable für negative Leitungsüberlastungen
$\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{+}$	Optimierungsvariable für positive Leitungsüberlastungen
$\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}$	Steuerwinkel der PST eines Netzwerks (rad)
$\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{-}$	Negative PST-Steuerwinkel
$\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{+}$	Positive PST-Steuerwinkel
$\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,max}}$	Obere Grenze der PST-Steuerwinkel
$\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,min}}$	Untere Grenze der PST-Steuerwinkel
$\underline{U}_1$	Primärspannung eines Transformators
$\underline{U}_2$	Sekundärspannung eines Transformators
$\underline{U}_{\mathrm{AC}}$	Netzspannung
$\underline{U}_{\mathrm{R}}$	Spannungsabfall über Netzanschlussdrossel
$\underline{U}_{\mathrm{VSC}}$	Ausgangsspannung eines Umrichters
$\underline{Z}_{\mathrm{AB}}$	Impedanz einer Leitung zwischen Punkt A und Punkt B
$\underline{Z}_{\mathrm{m}}$	Maschenimpedanz
$\Delta\underline{S}_{\mathrm{A}}$	Änderung der Scheinleistung an Punkt A
$\Delta\underline{U}$	Serienzusatzspannung
E	Anzahl der Netzäquivalente eines Netzwerks
k_{L}	Proportionalitätsfaktor der Zweigauslastungen
N	Anzahl der Knoten eines Netzwerks
NOL	Anzahl negativer Leitungsüberlastungen
P	Wirkleistung
p_{Gx}	Eingespeiste Wirkleistung an Knoten-Nr. x
p_{Lx}	Durch Last entnommene Wirkleistung an Knoten-Nr. x
POL	Anzahl positiver Leitungsüberlastungen
Q	Blindleistung
S	Anzahl der Schaltelemente eines Netzwerks
T	Anzahl der Transformatoren eines Netzwerks

s	Maximale Scheinleistung eines Zweigs
y	Admittanz eines Zweigs
α	Steuerwinkel eines PST (rad)
α_{PST}	Steuerwinkel eines PST (rad)
φ	Phasenwinkel (°)
ϑ	Übertragungswinkel, Winkeldifferenz zweier Spannungen (°)

Variablen sind im Allgemeinen kursiv dargestellt.

Matrizen sind als fett gedruckte Großbuchstaben dargestellt.

Vektoren sind als fett gedruckte Kleinbuchstaben dargestellt.

Bezogene oder normierte Größen sind als Kleinbuchstaben dargestellt.

Komplexe Größen sind unterstrichen dargestellt, deren Beträge sind nicht unterstrichen.

Abkürzungsverzeichnis

CWE	Central West Europe
DC	Direct Current
DCDF	Direct Current Distribution Factors
DSM	Demand Side Management
EBS	Erzeugerbezugssystem
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPC	Emergency Power Control
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FBMC	Flow Based Market Coupling
FRT	Fault Ride-Through
GPS	Global Positioning System
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVDC	High Voltage Direct Current
IBN	Inbetriebnahme
JWG	Joint Working Group
KW	Kraftwerk
LCC	Line-Commutated Converter
LP	Lineare Programmierung
LS	Leistungsschalter
MMC	Modular Multilevel Converter
NTC	Net Transfer Capacity
PMU	Phasor Measurement Unit
POD	Power Oscillation Damping
PSDF	Phase Shifter Distribution Factors
PS-KW	Pumpspeicherkraftwerk
PST	Phasenschiebertransformator

PTDF	Power Transfer Distribution Factors
PWM	Pulsweitenmodulation
SI	Synthetic Inertia
SM	Submodul
SPS	Special Protection Scheme
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Source Converter
WAMS	Wide Area Measurement System

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

1.1 Ziele und Aufgabenstellungen 2

1.2 Aufbau der Arbeit 2

2 Lastflussregelnde Elemente in der Theorie 3

2.1 Notwendigkeit und Grundlagen der Lastflussregelung 3

2.2 Phasenschiebertransformatoren 6

2.2.1 Phasenschiebertransformatoren im europäischen Verbundnetz 8

2.2.2 Notwendigkeit eines koordinierten Einsatzes 9

2.3 Hochspannungs-Gleichstromübertragung 10

2.3.1 Eingebettete HGÜ-Systeme 11

2.3.2 LCC-HGÜ-Technologie (Netzgeführte Umrichter) 13

2.3.3 VSC-HGÜ-Technologie (Selbstgeführte Umrichter) 13

2.3.3.1 Technologische Vorteile und Funktionalitäten 15

2.3.3.2 Technische Umsetzung und Regelung 16

2.3.4 Betriebsstrategien 21

2.3.4.1 Einsatzplanung 21

2.3.4.2 Echtzeitbetrieb und Regelkonzepte 23

2.3.5 Fallbeispiel INELFE 26

2.3.6 Eingebettete HGÜ-Systeme im europäischen Netzentwicklungsplan 27

3 Optimierter Netzbetrieb unter Verwendung von lastflussregelnden Elementen 29

3.1 Ziele der Optimierung 29

3.2 DC-Lastflussberechnung 30

3.2.1 Annahmen und Vereinfachungen des DC-Lastfluss 31

3.2.2 DC-Lastflussberechnung ohne Lastflussregelung 31

3.2.3 Erweiterung um eingebettete HGÜ-Leitungen 33

3.2.4 Erweiterung um Phasenschiebertransformatoren 34

3.3 Lineare Optimierung der Betriebspunkte lastflussregelnder Elemente im Netzbetrieb 36

3.4 Erweiterter Optimierungsalgorithmus mit Berücksichtigung von Überlastungen 41

3.5 Anwendung der DC-Lastflussberechnung auf ein fiktives Netz 44

3.6 Anwendung des Optimierungsmodells auf ein fiktives Netz 49

3.7 Anwendung des erweiterten Algorithmus auf ein fiktives Netz 51

4 Modellierung und Optimierung des Übertragungsnetzes Kontinentaleuropas 53

4.1 Beschreibung des Datensatzes.....53

4.2 Ergebnisse von Berechnung und Optimierung.....56

4.3 Probleme und Grenzen der Optimierung 59

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen 61

5.1 Zusammenfassung der Literaturrecherche 61

5.2 Schlussfolgerungen aus Modellierung und Optimierung.....62

6 Literaturverzeichnis.....64

7 Anhang.....67

1 Einleitung

Das Ziel der Klimaneutralität in Österreich bis 2040, sowie eine geplante vollständige Deckung des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen bis 2030 [1], stellen das heimische Energiesystem vor große Herausforderungen. Regenerativen Erzeugungseinheiten stellen in den meisten Fällen dezentrale Einspeisungen dar, da die Potentiale zur Energiegewinnung geografisch meist weit entfernt von Ballungszentren liegen. Diese dezentralen Einspeisungen stellen zunehmend auch die überregionalen Übertragungsnetze vor bisher unbekannte Schwierigkeiten. [2]

Diese und ähnliche Entwicklungen können nicht nur in Österreich, sondern im gesamten europäischen Raum beobachtet werden. Die zunehmende Erzeugung aus Erneuerbaren ist aber nicht die einzige Schwierigkeit, mit welcher die Übertragungsnetzbetreiber zu kämpfen haben. Der grenzüberschreitende Stromhandel im liberalisierten europäischen Markt und die damit verbundene große Anzahl an Marktteilnehmern führt zu steigenden und immer schwieriger prognostizierbaren grenzüberschreitenden Lastflüssen. Die Bewältigung dieser Aufgaben erfordert einen umfassenden Netzausbau. Dieser wiederum gestaltet sich als schwierig und zu langsam. Beispielhafte Hindernisse sind hierbei lange Lieferzeiten der Komponenten, komplizierte Genehmigungsverfahren, oder auch Widerstand der lokalen Bevölkerung gegen neue Leitungsprojekte. Um mehr Flexibilität im Netzbetrieb zu erreichen und um den Ausbaubedarf des Netzes zu verringern, können lastflusssteuernde Elemente wie etwa Phasenschiebertransformatoren (PST) eingesetzt werden. Zusätzlich kann das bestehende Netz durch die Installation eingebetteter Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) gezielt entlastet werden. [3]

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit lastflussregelnden Elementen auf der Ebene des Übertragungsnetzes. Ein wichtiges Netzelement zur Lastflusssteuerung sind die bereits genannten Phasenschiebertransformatoren. Da deren Anzahl und damit auch die installierte Kapazität an PST in Europa seit rund zwanzig Jahren stetig steigt [4], hat sich deren Einsatz im Übertragungsnetz erfolgreich etabliert und ist auch in der Literatur weitreichend dokumentiert. Aus diesem Grund wird die Thematik der PST im Rahmen dieser Arbeit nur am Rande behandelt. Im Gegensatz dazu sind eingebettete HGÜ-Leitungen in Europa bisher nur vereinzelt anzutreffen. Im kontinentaleuropäischen Netz waren im Jahr 2020 lediglich fünf Anlagen in Betrieb. Ihre Anzahl soll sich laut europäischem Netzentwicklungsplan bis 2030 vervierfachen [5].

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein Überblick über die Thematik der Lastflusssteuerung, verfügbare Technologien und deren Einsatzmöglichkeiten gegeben. Darüber hinaus wird ein eigens entwickeltes lineares Optimierungsmodell zur koordinierten Bestimmung der optimalen Betriebspunkte von lastflusssteuernden Elementen vorgestellt. Unter Verwendung dieses Modells wird gezeigt, dass der Einsatz von linearen Optimierungsmodellen einen positiven Einfluss auf die Betriebssituation von Übertragungsnetzen haben kann.

1.1 Ziele und Aufgabenstellungen

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit behandelten Aufgabenstellungen lassen sich wie folgt kompakt zusammenfassen:

- Durchführung einer Literaturrecherche zu lastflussregelnden Elementen mit Schwerpunkt auf eingebetteten HGÜ-Leitungen. Von Interesse sind dabei vor allem deren Betriebsstrategien und Eigenschaften im Netzbetrieb. Zusätzlich ist die Situation in Kontinentaleuropa zu analysieren. Bestehende und im europäischen Netzentwicklungsplan vorgesehene HGÜ-Projekte sollen in ein bestehendes Netzmodell integriert werden.
- Entwicklung und Verifikation eines linearen Optimierungsmodells und Berechnungsalgorithmus zur Bestimmung optimaler Betriebspunkte von eingebetteten HGÜ-Leitungen und PST eines Netzes.
- Anwendung des entwickelten Optimierungsmodells auf ein bestehendes Netzmodell des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes und Auswertung der Ergebnisse.

1.2 Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 fasst die Ergebnisse der durchgeführten Literaturrecherche zusammen. Zu Beginn wird analysiert, wann und warum Lastflussregelung in Energienetzen notwendig sein kann. Anschließend wird ein Überblick über all jene Betriebsmittel gegeben, welche Lastflüsse in elektrischen Netzwerken beeinflussen können. Deren Funktionsprinzipien und Aufgaben im europäischen Verbundnetz werden diskutiert. Darüber hinaus wird die Koordinierung derartiger Netzelemente behandelt.

In Kapitel 3 wird das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Optimierungsmodell beschrieben. Um eine schnelle und einfache Berechnung zu ermöglichen, kommt ein lineares Verfahren basierend auf der DC-Lastflussberechnung zum Einsatz. Dieses bestimmt die optimalen Betriebspunkte der Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Leitungen eines Netzwerks. Um die Funktionalität des Algorithmus zu prüfen und zu demonstrieren, wurde ein fiktives einfaches Netzwerk entwickelt. Die Lastflussberechnung, das Optimierungsmodell und die erzielten Ergebnisse werden im Rahmen eines umfassenden Berechnungsbeispiels detailliert gezeigt.

Das entwickelte Optimierungsmodell wird in Kapitel 4 auf das Übertragungsnetz Kontinentaleuropas angewandt. In diesem Kapitel wird das verwendete Netzmodell beschrieben und analysiert. Darüber hinaus werden die genutzten technischen Hilfsmittel beschrieben. Am Ende des Kapitels sind die Ergebnisse der Berechnungen zusammengefasst dargestellt.

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit gewonnenen Erkenntnisse sind Kapitel 5 zusammengefasst.

2 Lastflussregelnde Elemente in der Theorie

Leistungsflüsse in elektrischen Netzwerken ergeben sich aus den physikalischen Gesetzen nach Ohm und Kirchhoff und sind demnach nicht beeinflussbar. Die Leistungsflüsse, auch Lastflüsse genannt, ergeben sich aus der vorherrschenden Erzeugungs- und Lastsituation. Diese Tatsache führt in der Praxis aber dazu, dass Energienetze zeitweise nicht in der Lage sind, die anfallenden Leistungsflüsse vollständig zu bewältigen. Werden die Grenzen des Netzes erreicht, kommt es zu Problemen, welche allerdings durch den gezielten Einsatz geeigneter Mittel effektiv bekämpft werden können.

2.1 Notwendigkeit und Grundlagen der Lastflussregelung

Die europäischen Übertragungsnetze gelangen zunehmend an die Grenzen ihrer Belastbarkeit. Die Gründe dafür sind vielfältig. Gegenmaßnahmen wie ein umfassender Netzausbau verlaufen oft schleppend und können mit den Herausforderungen an das Netz nicht mithalten.

Hautsächliche Ursachen dafür sind [3]:

- Die Liberalisierung des europäischen Energiemarkts. Investitionen in Kraftwerksanlagen erfolgen meist ohne Koordinierung mit einem potenziell erforderlichen Netzausbau.
- Die zunehmende Internationalisierung des europäischen Energiesystems. Diese führt zu stark steigenden und schwierig prognostizierbaren grenzüberschreitenden Lastflüssen.
- Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die damit verbundene Zunahme an dezentralen Erzeugungskapazitäten. Zusätzlich ist ein genereller Anstieg der übertragenen Energiemengen im System durch die fortschreitende Elektrifizierung großer Teile der Gesellschaft zu erwarten.
- Schwierigkeiten beim Netzausbau oder der Umsetzung neuer Projekte, beispielsweise durch regulatorische Hindernisse, Widerstand aus der Bevölkerung, oder Probleme in Lieferketten.

Werden die Grenzen des Energienetzes erreicht, treten Leitungsüberlastungen auf. Um die Versorgungssicherheit eines Landes sicherzustellen, müssen derartige Engpässe vermieden werden.

Um Leitungsüberlastungen zu verhindern, muss der Übertragungsnetzbetreiber gezielt gegensteuern. Dies geschieht beispielsweise durch eine Notmaßnahme namens Redispatching. Dabei werden thermische oder hydraulische Kraftwerke eingesetzt, um die überlasteten Netzteile gezielt zu entlasten. Dies geschieht durch eine Leistungsreduktion vor dem Engpass, sowie eine Leistungserhöhung nach dem Engpass. Die Leistungsbilanz des Netzwerks ändert sich dadurch also nicht. Sofern vorhanden, können auch flexible Verbraucher herangezogen werden, um auf Seite der Nachfrage entgegen-zusteuern. Dieses Vorgehen ist allerdings mit hohen Kosten verbunden. Diese Kosten betrugen für Österreich im Jahr 2021 rund 99 Millionen Euro und müssen von den Endkunden getragen werden. In Zukunft wird ein weiterer starker Anstieg dieser Kosten erwartet. [6]

Jedoch sind nicht nur die Kosten ein kritischer Faktor des Redispatching. Auch die Verfügbarkeit von einsetzbaren Kraftwerken ist problematisch. Prinzipiell eigenen sich alle regelbaren Kraftwerkstypen für einen Einsatz im Zuge des Redispatching. Sind sehr kurzfristige Eingriffe nötig, spielen vor allem Gaskraftwerke aufgrund ihrer schnellen Regelbarkeit eine entscheidende Rolle. Diese und weitere auf fossilen Energieträgern basierende Kraftwerke wurden durch die Marktentwicklung der vergangenen Jahre allerdings aus dem System verdrängt und können meist nicht mehr rentabel betrieben werden. Sollten diese Anlagen aus Kostengründen außer Betrieb gesetzt werden, stehen sie in weiterer Folge auch nicht mehr für Notmaßnahmen zur Verfügung. [2]

Seit Ausbruch des Krieges in der Ukraine im Februar 2022 und der damit verbundenen Energiekrise hat sich die Marktsituation jedoch grundlegend geändert. Die unsichere Lage der Gasversorgung führt unter anderem zu sehr hohen Strompreisen [7] und einem Wiederaufleben klimaschädlicher thermischer Kraftwerke [8]. Prognosen zur weiteren Marktentwicklung sind daher nur sehr schwierig zu treffen. Sofern der angestrebte vollständige Umbau des Energiesystems auf erneuerbare Energieträger gelingt, kann aber mit einem Rückgang der verfügbaren thermischen Kraftwerkskapazitäten gerechnet werden.

Redispatching allein wird den fehlenden Netzausbau daher nicht kompensieren können und sollte nur eine Notmaßnahme bleiben. Um die Herausforderungen an die Übertragungsnetze dennoch bewältigen oder zumindest abschwächen zu können, bleibt nur die Möglichkeit das bestehende Energienetz bestmöglich und gezielt, etwa durch Lastflusssteuerung, an die vorliegenden Probleme anzupassen.

Mittel zur Lastflusssteuerung in Energienetzen

Lastflüsse in Energienetzen hängen von verschiedensten Einflussfaktoren ab. Dementsprechend viele Möglichkeiten gibt es, diese zu beeinflussen. Abbildung 1 gibt einen Überblick über diese Möglichkeiten.

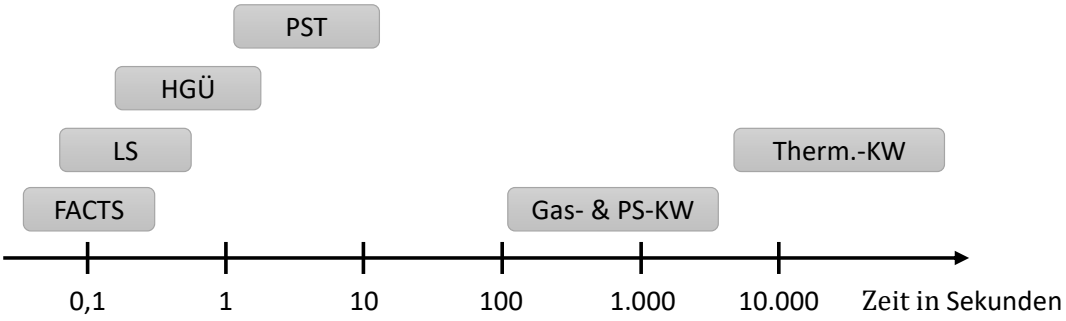

Abbildung 1: Schnelligkeit systembeeinflussender Elemente (Eigene Darstellung nach [9])

Wie in Abbildung 1 ersichtlich, können Lastflüsse beispielsweise über den Kraftwerkseinsatz beeinflusst werden. Gas- und Pumpspeicherkraftwerke (Gas- & PS-KW) sind dabei wesentlich schneller als thermische Kraftwerke (Therm.-KW). Wie bereits zuvor im Rahmen des Redispatching angemerkt, sind Kraftwerke aber nur eingeschränkt für die Lastflusssteuerung geeignet. Die Beeinflussung von Lastflüssen durch Erzeuger, aber auch Verbraucher, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit daher nicht näher behandelt. Im Fokus stehen Elemente des Übertragungsnetzes, daher werden Einspeiser und Lasten als konstant und unveränderbar angenommen.

Diese angesprochen Netzelemente abseits der Kraftwerke reagieren, wie in Abbildung 1 erkennbar, wesentlich schneller als die genannten Kraftwerke. Phasenschiebertransformatoren (PST) und die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ), werden in den Kapiteln 2.2 und 2.3 gesondert behandelt. Aufgrund ihrer hohen Relevanz im europäischen Verbundnetz liegt das Hauptaugenmerkt der vorliegenden Arbeit auf diesen beiden Typen von Betriebsmitteln.

Um die Netztopologie durch das Zu- oder Abschalten von Leitungen zu verändern, werden Leistungsschalter (LS) eingesetzt. Diese erlauben sehr schnelle Änderungen der Netztopologie. Im Sinne von Lastflusssteuerung werden sie im Rahmen der vorliegenden Arbeit aber nicht weiter berücksichtigt.

FACTS-Elemente (*flexible alternating current transmission system*) können in Energiesystemen eingesetzt werden, um unterschiedliche Regelkonzepte zu realisieren. Dies gilt sowohl für den stationären Betrieb als auch um das transiente Verhalten zu verbessern. Aufgrund der Tatsache, dass mit FACTS-Elementen sehr schnelle Regelungen realisiert werden können, müssen diese sorgfältig geplant und koordiniert werden, um nicht gegeneinander zu regeln. [10]

Mögliche Eingriffe von FACTS-Elementen sind [11]:

- Veränderungen der Längs- und Querimpedanzen von Leitungen.
- Einkopplung von Serienzusatzspannungen in Leitungen.
- Injektion von Querströmen in Netzknoten.

Die Schnelligkeit von FACTS-Elementen wird durch den Einsatz von Leistungselektronik ermöglicht. Es existieren einerseits parallel geschaltete Elemente wie SVC (*static var compensator*), andererseits seriell geschaltete Elemente wie beispielsweise TCSC (*thyristor controlled series capacitor*). Darüber hinaus existieren auch kombinierte FACTS-Elemente wie UPFC (*unified power flow controller*), welche serielle und parallele Elemente kombinieren. [11]

2.2 Phasenschiebertransformatoren

Phasenschiebertransformatoren (PST), auch Querregeltransformatoren oder Querregler genannt, sind eine spezielle Anwendungsform von Leistungstransformatoren. Diese Art von Transformatoren wird nicht ausschließlich zur Transformation zwischen verschiedenen Spannungsebenen eingesetzt, sondern zur gezielten Lastflusssteuerung. Ein Einsatz dieser speziellen Transformatoren kann auch innerhalb derselben Spannungsebene erfolgen. [9]

Die über eine Leitung übertragene Wirkleistung kann durch den Phasenwinkel zwischen den Knotenspannungen an Leitungsanfang und Leitungsende beeinflusst werden. Die Blindleistung hingegen hängt von der Differenz der Spannungsbeträge ab. [11]

Ist eine Übertragungsleitung mit einem PST ausgestattet, kann dieser eine Serienzusatzspannung $\Delta\underline{U}$ im betreffenden Zweig des Netzwerks einfügen. Dieser Zweig und das übrige Netzwerk bilden eine Masche, siehe dazu Abbildung 2. Die Zusatzspannung führt zu einem Kreisstrom in der Masche, der durch die Impedanz der Masche $\underline{Z}_\mathrm{m}$ bestimmt wird. Diese Impedanz ergibt sich aus der Impedanz $\underline{Z}_\mathrm{AB}$ der Leitung sowie der äquivalenten Impedanz des übrigen Netzes an dieser Stelle. Durch Überlagerung des Kreisstromes mit den Betriebsströmen des Netzwerks kann der Leistungsfluss gezielt beeinflusst und etwa auf andere Leitungen verdrängt werden. [10]

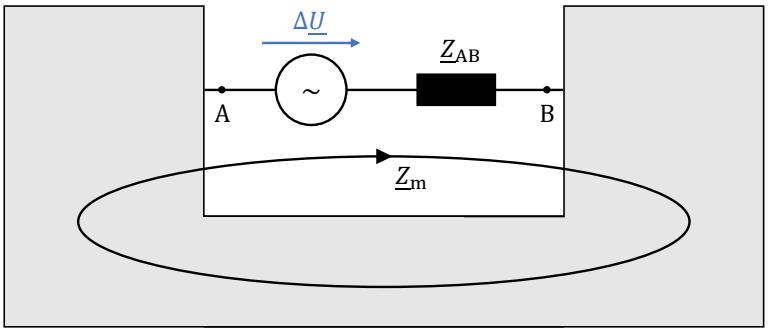

Abbildung 2: Lastflusssteuerung mit Zusatzspannung (Eigene Darstellung nach [10])

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen wird die Impedanz von Übertragungsleitungen maßgeblich durch deren Induktivität bestimmt. Werden die Wirkwiderstände im Netz vernachlässigt, ergibt sich im PST-Zweig des Netzwerks folgende Leistungsänderung [10]:

$$\Delta\underline{S}_\mathrm{A} = U_\mathrm{A} \cdot \frac{\Delta U}{Z_\mathrm{m}} [\sin(\varphi) - j \cdot \cos(\varphi)] \tag{1}$$

Dabei ist U_A die Knotenspannung an Punkt A. Der Winkel φ ist der Phasenwinkel der Zusatzspannung $\Delta\underline{U}$. Um den Wirkleistungsfluss zu beeinflussen, muss für den Winkel gelten: $\varphi = \pm 90°$.

Abbildung 3 zeigt das Zeigerdiagramm eines symmetrischen Phasenschiebertransformators. $\underline{U}_1$ und $\underline{U}_2$ sind die Primär- und Sekundärspannung des Transformators. Die Zusatzspannung $\Delta\underline{U}$ kann über den Steuerwinkel α geregelt werden.

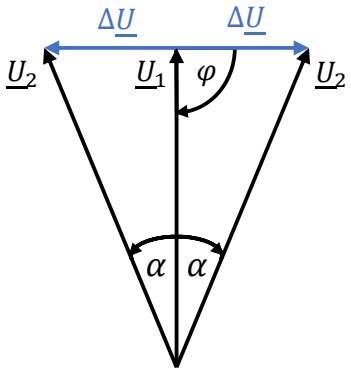

Abbildung 3: Zeigerdiagramm eines Phasenschiebertransformators

Die Zusatzspannung des PST wird über eine Serienwicklung eingespeist. Die 90°-Phasenverschiebung ergibt sich durch entsprechende Verschaltung der Wicklungen. Der Transformator kann in einfacher Ausführung, oder mit getrenntem Erreger- und Serientransformator konstruiert werden. Um die Serienspannungsquelle zu realisieren, ist aber nicht zwingend ein Querregeltransformator erforderlich. Alternativ können etwa auch FACTS-Elemente, beispielsweise ein UPFC (*unified power flow controller*), eingesetzt werden. [10]

In Abbildung 4 ist das dreiphasige Schaltbild eines PST in einfacher Ausführung dargestellt. A, B und C bezeichnet die drei Phasen der Primärseite. A', B' und C' sind die Phasen der Sekundärseite.

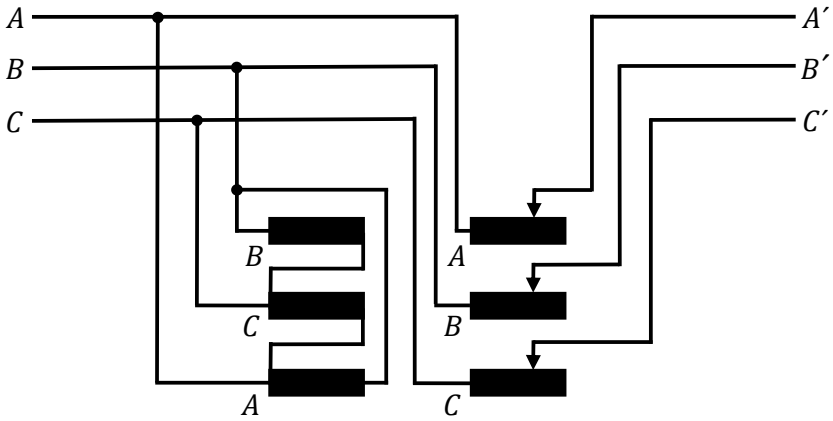

Abbildung 4: Dreiphasiges Schaltbild eines Querregeltransformators in einfacher Ausführung (Eigene Darstellung nach [10])

Um die Zusatzspannung des PST zu verändern, kommt ein Stufensteller zum Einsatz. Die Antriebsmechanik arbeitet vergleichsweise langsam und kann maximal hundert Schaltspiele pro Tag leisten. Sind häufigere und schnellere Eingriffe gewünscht, muss auf leistungselektronische Elemente wie FACTS zurückgegriffen werden. [11]

2.2.1 Phasenschiebertransformatoren im europäischen Verbundnetz

Die Anzahl an Phasenschiebertransformatoren im europäischen Verbundnetz hat sich in den letzten Jahren vervielfacht und wird bis zum Jahr 2030 weiter ansteigen [12].

Die PST sind meist an Kuppelstellen zweier Regelzonen installiert, um den regelzonenübergreifenden Lastfluss zu beeinflussen. Bestehende oder geplante PST gibt es etwa in Belgien, den Niederlanden, Österreich, oder an der deutsch-polnischen Grenze. Eine wichtige Aufgabe dieser PST ist das Vermeiden beziehungsweise Kontrollieren von Ringflüssen (*loop flows*). [9]

Ring- und Transitflüsse beruhen auf der Tatsache, dass sich Lastflüsse ihren Weg durch das Netz basierend auf physikalischen Gesetzen nach Ohm und Kirchhoff bahnen und dabei keine Rücksicht auf vorhandene Marktmechanismen nehmen. Stark vermaschte Netze bieten besonders viele Pfade zur Ausbildung von Ring- oder Transitflüssen. Die Effekte sind in Abbildung 5 schematisch dargestellt.

Die in Abbildung 5 links in roter Farbe dargestellten Transitflüsse entstehen durch ein Handelsgeschäft eines Kraftwerks in Regelzone A mit einem Verbraucher in Regelzone D. Bei der Übertragung der vereinbarten Energiemengen wird allerdings nicht nur die Übertragungsinfrastruktur der Gebiete A und D genutzt, sondern auch die Infrastruktur der unbeteiligten Gebiete B und C.

Die in Abbildung 5 rechts in roter Farbe dargestellten Ringflüsse entstehen durch ein Handelsgeschäft eines Kraftwerks in Regelzone A und einem Verbraucher in derselben Regelzone. Dennoch wird auch die Übertragungsinfrastruktur der übrigen Regelzonen beansprucht.

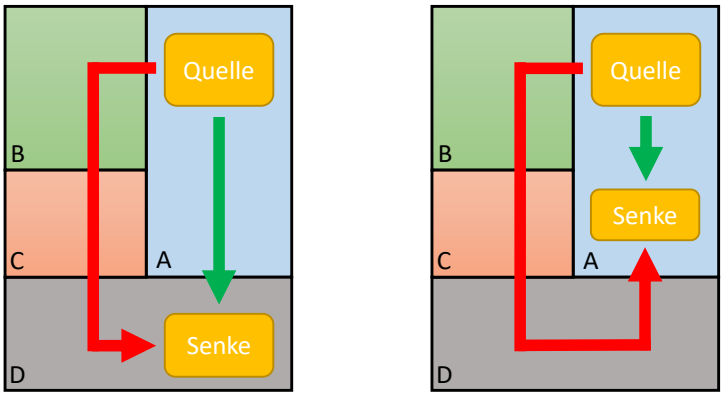

Abbildung 5: Schematische Darstellung von Transit- (links) und Ringflüssen (rechts) (Eigene Darstellung nach [13])

Für beide Fälle in Abbildung 5 gilt, dass nicht nur die beiden eingezeichneten Flüsse auftreten können. Sollte eine Kuppelleitung zwischen den Gebieten A und C existieren, wird selbstverständlich auch diese zur Lastaufteilung beitragen. Zur besseren Übersicht ist dies allerdings nicht gesondert eingezeichnet.

Diese Ring- und Transitflüsse sind für die wirtschaftlich zwar unbeteiligten, aber physikalisch dennoch betroffenen Netzbetreiber meist sehr unangenehm. Die ungewollte Auslastung des eigenen Netzes durch fremde Lastflüsse führt zu erhöhten Netzverlusten und Leitungsüberlastungen. Die Netzbetreiber

ziehen keinen Nutzen aus diesen Lastflüssen, müssen aber dennoch für einen allfälligen Netzausbau sorgen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. [14]

Dies kann dazu führen, dass sich die betroffenen Netzbetreiber dazu gezwungen sehen, ihre Übertragungskapazitäten durch Investitionen in neue Leitungen zu erhöhen. Dies führt aber nicht zur Lösung des Problems. Die Lastflüsse werden durch die neu verfügbaren Leitungskapazitäten ebenfalls ansteigen und der Netzbetreiber ist erneut mit demselben Problem konfrontiert. In der einschlägigen Fachliteratur wird dieser Zusammenhang beispielsweise als „Paradoxon von Investitionen in zusätzliche Übertragungskapazitäten in multizonalen Umgebungen“ [3] betitelt. Der Einsatz von PST kann in diesem Fall Abhilfe schaffen. Werden diese an den Kuppelstellen zweier Netzgebiete installiert, kann der Lastfluss an dieser Stelle begrenzt, beziehungsweise auf geeignetere Pfade verdrängt werden. Infolgedessen steigt zwangsweise die Auslastung anderer Leitungen an. Werden auch in diesen Zweigen PST installiert, kann der Lastfluss wieder zurückgedrängt werden. Die Maßnahmen der beteiligten Netzbetreiber heben sich also auf, die PST regeln gegeneinander. Ein koordiniertes Handeln aller Beteiligten ist daher unabdingbar.

2.2.2 Notwendigkeit eines koordinierten Einsatzes

Der Einsatz von PST kann den Lastfluss einer Leitung nur bis zu einem gewissen Grad beeinflussen. In großen Netzwerken ist dieser Lastfluss von vielen Parametern abhängig. Neben der gesamten Topologie des Netzwerkes spielt auch die aktuelle Erzeugungs- und Lastsituation eine entscheidende Rolle. Umgekehrt betrachtet hat der Einsatz eines PST Auswirkungen auf das gesamte übrige Netzwerk. Demnach bringt jede installierte Einheit einen zusätzlichen Freiheitsgrad in das Netzwerk ein. Ein koordinierter Einsatz scheint daher unabdingbar. Infolgedessen können seit dem Aufkommen von PST im europäischen Verbundnetz in den frühen 2000er-Jahren umfangreiche Forschungstätigkeiten im Bereich der Koordinierung von PST beobachtet werden. Forschung wird dabei von Universitäten, Übertragungsnetzbetreibern und den internationalen Koordinierungsstellen betrieben. [15]

Die Bestimmung der Betriebspunkte kann dabei für verschiedene Ziele erfolgen, beispielsweise um Verluste zu minimieren, oder um internationale Handelskapazitäten zu maximieren. Zu diesem Zweck genutzte Algorithmen sind etwa Partikelschwarmoptimierung, Monte-Carlo-Simulationen, oder lineare Programmierung [16].

2.3 Hochspannungs-Gleichstromübertragung

Eine Alternative zum Leistungstransport per Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) ist die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Die Gleichstromleitungen werden dabei an ihrem Start- und Endpunkt über sogenannte Konverterstationen an das Wechselstromnetz angeschlossen. Die dazu genutzten Umrichter werden in einem späteren Teil dieses Kapitels behandelt.

Im direkten Vergleich zeigt die HGÜ-Technik je nach Anwendungsgebiet einige Vorteile, aber auch vereinzelt Nachteile.

Vorteile von HGÜ-Systemen gegenüber HDÜ-Systemen [17]**:**

- Die Thematik der Blindleistung entfällt bei der Leistungsübertragung. Die Leitungskapazität steht damit vollständig dem Wirkleistungstransport zur Verfügung. Es gibt keine Stabilitätsprobleme, dies ermöglicht einen Energietransport über weite Strecken. Im Gegensatz dazu müssen HDÜ-Leitungen gegebenenfalls mit Kompensationsanlagen ausgestattet werden, um die gewünschte Spannungshöhe zu halten.
- HGÜ-Systeme ermöglichen eine größere übertragbare Leistung bei gleicher Baugröße gegenüber HDÜ-Systemen. Der Kabeldurchmesser wird nicht durch den Skin-Effekt limitiert. Die geringere Baugröße bei gleicher Leistung ermöglicht Übertragungsleitungen mit geringeren Trassenbreiten und kleineren Masten.
- Geringere Übertragungsverluste der Leitungen. Um die Gesamtverluste der Anlage zu bestimmen, müssen allerdings auch die Verluste der Stromrichter berücksichtigt werden. Eine pauschale Aussage ist daher nicht möglich.
- HGÜ-Leitungen ermöglichen es, asynchrone Wechselstromnetze zu verbinden. Dies kann für den Stromhandel oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden.
- Die übertragene Leistung ist (schnell) regelbar. Diese Eigenschaft kann zur Optimierung des HDÜ-Netzes und zu sonstigen Unterstützungsleistungen, wie etwa zur Dämpfung von Oszillationen, genützt werden.

Nachteile von HGÜ-Systemen gegenüber HDÜ-Systemen [17]**:**

- HDÜ-Betriebsmittel wie Transformatoren oder Leistungsschalter sind im Allgemeinen günstiger und weniger komplex als HGÜ-Betriebsmittel. Speziell Leistungsschalter für hohe Gleichströme sind (nach derzeitigem Stand der Technik) eine große Herausforderung.
- Die Errichtung von HGÜ-Systemen ist typischerweise mit hohen Investitionskosten verbunden. Im Vergleich zu HDÜ-Systemen sind HGÜ-Systeme erst ab großen Leitungslängen wirtschaftlich sinnvoll.

Der Vergleich zeigt, dass keine allgemein gültige Aussage über eine absolute Vorteilhaftigkeit von HGÜ oder HDÜ getroffen werden kann. Die Wahl der Technik hängt stark vom jeweiligen Projekt ab. Wichtige Entscheidungskriterien können dabei die Leitungslänge oder die übertragbare Leistung sein.

Den Aufbau von HGÜ-Systemen betreffend sind verschiedene Konfigurationen möglich. Die wichtigsten sind mono- und bipolare Anlagen, sowie Kurzkupplungen und Mehrpunkt-Systeme.

Monopolare Anlagen

Diese Form von HGÜ-Systemen besteht aus nur einer Gleichstromleitung. Der Rückleiter wird mittels geerdeter Elektroden realisiert. Diese Variante ist vor allem für Seekabel praktikabel, da die Rückleitung über Seewasser erfolgt. Eine Rückleitung über Erde ist heutzutage nicht mehr üblich. Alternativ ist eine Ausführung mit metallischem Rückleiter möglich. [18]

Bipolare Anlagen

Bipolare Anlagen bestehen aus einem Hin- und Rückleiter. Diese Form von HGÜ-Systemen wird meist bei Überlandleitungen herangezogen. Im Vergleich zu monopolaren Anlagen erhöht sich dadurch die Zuverlässigkeit der Anlage. So kann die Anlage bei Ausfall einer Leitung weiterhin monopolar betrieben werden und zumindest die halbe Leistung übertragen. [10]

Kurzkupplung (Back-to-Back-Anlagen)

Im Falle einer Kurzkupplung befinden sich beide Umrichter in der gleichen Station. Es gibt keine Gleichstromübertragungsleitung im gewohnten Sinn. Stattdessen werden die Umrichter direkt vor Ort gleichstromseitig miteinander verbunden. Mit dieser Konfiguration können asynchrone Wechselstromnetze gekuppelt werden. Dies ermöglicht somit auch die Verbindung von Netzen unterschiedlicher Frequenz. [10]

Mehrpunkt-Systeme

Diese Form von HGÜ-Anlagen, auch Multiterminal-Systeme genannt, besteht auch mindestens drei Umrichterstationen. Vermaschte Gleichstromnetze sind nur mit selbstgeführten Umrichtern sinnvoll realisierbar. [18]

2.3.1 Eingebettete HGÜ-Systeme

Eine Sonderform der HGÜ-Technik sind eingebettete HGÜ-Systeme (*Embedded HVDC*). Diese werden auch als netzparallele HGÜ-Systeme bezeichnet.

Eingebettete HGÜ-Systeme können nach Cigré JWG C4/B4/C1.604 wie folgt definiert werden:

„Ein eingebettetes HGÜ-System ist eine Gleichstromverbindung, bei der mindestens zwei Enden physikalisch mit einem einzelnen Wechselstromnetz verbunden sind. Eine derartige Verbindung kann nicht nur die grundlegende Funktion der Übertragung von großen Leistungen erfüllen, sondern auch zusätzliche Steuerungsfunktionen innerhalb des Wechselstromnetzes bereitstellen. Diese Funktionen sind beispielsweise Lastflusssteuerung, Spannungsregelung, Verbesserung der Systemstabilität oder das Vermeiden von kaskadierenden Ausfällen.“ (Eigene Übersetzung nach [19])

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen zwei beispielhafte eingebettete HGÜ-Leitungen. Es ist erkennbar, dass zumindest eine parallele Wechselstromleitung vorhanden sein muss, oder das System in ein vermaschtes Wechselstromnetz eingebunden ist. Die Stromrichterstationen befinden sich demnach im selben Synchrongebiet und erfahren die gleiche Netzfrequenz.

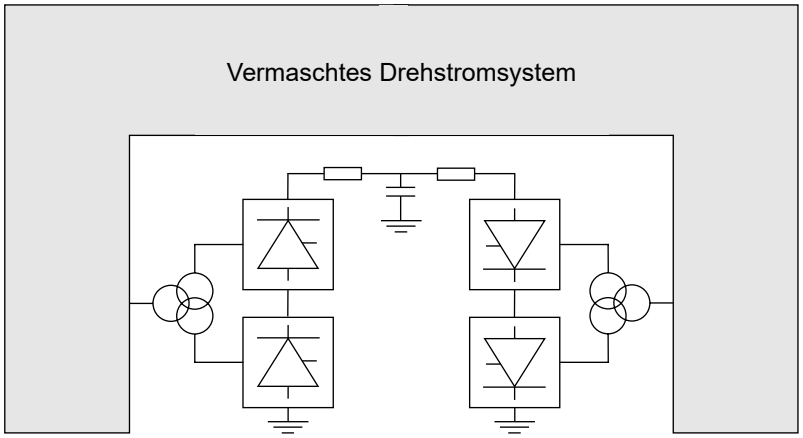

Abbildung 6: Schematische Darstellung einer eingebetteten HGÜ-Leitung in einem vermaschten HDÜ-System (Eigene Darstellung)

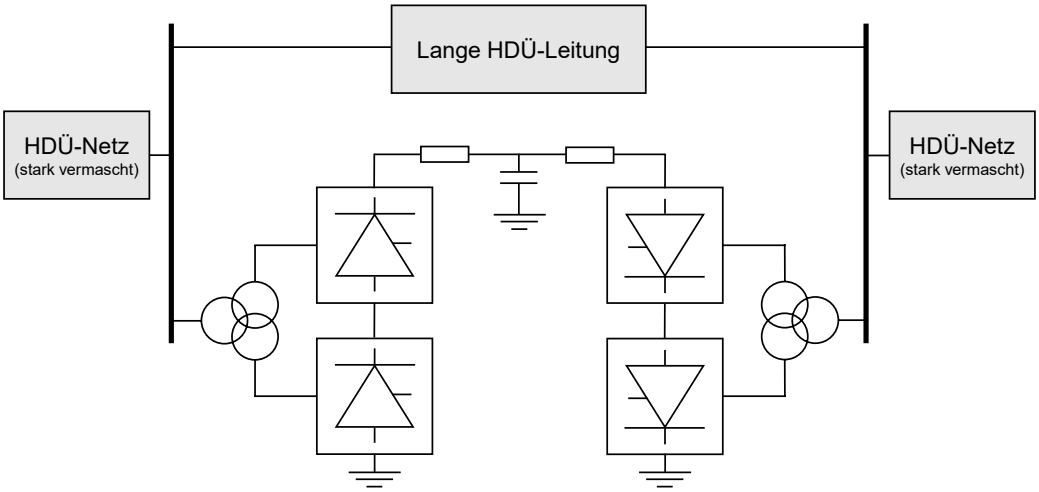

Abbildung 7: Schematische Darstellung einer eingebetteten HGÜ-Leitung mit paralleler Drehstromleitung (Eigene Darstellung nach [19])

Beispielhafte Anwendungsfälle für eingebettete HGÜ-Systeme sind [20]:

- Kurzkupplungen in stark vermaschten Energienetzen, welche die Regelbarkeit der Lastflüsse erhöhen, um beispielsweise Überlastungen oder Ringflüsse (*loop flows*) zu vermeiden.
- HGÜ-Leitungen parallel zu HDÜ-Leitungen, um die Transportkapazität einer bestehenden Trasse zu erhöhen.
- HGÜ-Systeme über weite Strecken, um weit entfernte erneuerbare Erzeugungskapazitäten an Ballungszentren anzubinden.

Durch die technischen Möglichkeiten, die eingebettete HGÜ-Systeme abseits des bloßen Transports großer Energiemengen bieten, kann die Integration eines derartigen Systems in ein Netzwerk dessen Gesamtkapazität auch weit über die reine Leistung des HGÜ-Systems anheben. So kann beispielsweise eine geschickt platzierte eingebettete HGÜ-Leitung die Übertragungskapazität des umgebenden HDÜ-Netzes durch die gezielte Bereitstellung von Blindleistung erhöhen. [20]

Viele Funktionalitäten eingebetteter HGÜ-Systeme sind nur unter der Verwendung von selbstgeführten Umrichtern möglich. Netzgeführte Umrichter sind aufgrund ihrer Eigenschaften nicht oder nur sehr eingeschränkt einsetzbar. Für weiterführende Informationen, Vor- und Nachteile sowie Anwendungsgebiete der beiden genannten Typen von Umrichtern sei an Kapitel 2.3.2 und Kapitel 2.3.3 verwiesen. HGÜ-Projekte müssen allerdings nicht zwingend auf nur eine Umrichtertechnologie beschränkt sein. Die technische Machbarkeit von hybriden HGÜ-Systemen, bestehend aus selbst- und netzgeführten Umrichtern, konnte in einem chinesischen Projekt erfolgreich gezeigt werden [21].

2.3.2 LCC-HGÜ-Technologie (Netzgeführte Umrichter)

Die LCC-HGÜ-Technik (*line-commutated converters*) basiert auf Thyristorventilen. Die mittlerweile ausgereifte Technologie wird seit den 1970er-Jahren eingesetzt. LCC-HGÜ-Anlagen werden für gewöhnlich zur Übertragung von großen Leistungen zwischen starken Wechselstromnetzen eingesetzt. Dabei können selbst große Distanzen abgedeckt werden. Dynamische Anwendungen wie etwa schnelle Umkehr des Leistungsflusses, dynamische Blindleistungseinspeisung oder Schwarzstartfähigkeit sind mit dieser Technologie nicht oder nur sehr eingeschränkt umsetzbar. Derzeit installierte Anlagen erreichen Leistungen von bis zu 12 GW bei einer Übertragungsspannung von ±1.100 kV. Des Weiteren können Leistungen über große Entfernungen von mehr als 3.000 km übertragen werden. [20]

Die Umrichter der LCC-HGÜ basieren wie bereits erwähnt auf der Thyristortechnik. Man spricht von netzgeführten Umrichtern, da der Abschaltvorgang der Thyristoren von der Netzspannung ausgelöst wird [22]. Der Prozess ist damit von einer stabilen Netzspannung mit klaren Nulldurchgängen der Wechselspannung abhängig [23]. Die Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt sollte mindestens doppelt so groß wie die Leistung der HGÜ-Anlage sein, idealerweise sogar das Dreifache [17].

Bedingt durch die nachteiligen dynamischen Eigenschaften der Technik ist diese eher ungeeignet für den Einsatz als eingebettete HGÜ-Anlage. Sollen aber sehr große Leistungen transportiert oder lange Strecken überwunden werden, ist die LCC-HGÜ das Mittel der Wahl.

2.3.3 VSC-HGÜ-Technologie (Selbstgeführte Umrichter)

Die VSC-HGÜ-Technik (*voltage source converter*) basiert auf abschaltbaren Leistungshalbleitern. Deren Entwicklung wurde durch Fortschritte in der Leistungselektronik möglich. So wurde die erste selbstgeführte HGÜ-Anlage, basierend auf IGBT-Schaltelementen (*insulated-gate bipolar transistor*), in den späten 1990er-Jahren entwickelt. [18]

Selbstgeführte Umrichter benötigen für den Kommutierungsprozess im Gegensatz zu netzgeführten Umrichtern keine stabile Wechselspannung am Netzanschlusspunkt. Das dort vorherrschende Kurzschlussverhältnis spielt im Gegensatz zur LCC-HGÜ keine Rolle. Die VSC-HGÜ erlaubt es außerdem, Wirk- und Blindleistungsfluss im Rahmen der Betriebsgrenzen unabhängig voneinander zu regeln. Somit kann die VSC-HGÜ-Technik auch als FACTS-Element zum Einsatz kommen. So gibt es beispielsweise Anlagen, die bei Ausfall der Gleichspannungsleitung weiterhin als STATCOM arbeiten können [24].

Einen Vergleich von LCC- und VSC-Technologie geben Abbildung 8 und Abbildung 9. P ist die übertragene Wirkleistung. Q die Blindleistung, welche die Umrichter an das HDÜ-Netz abgeben.

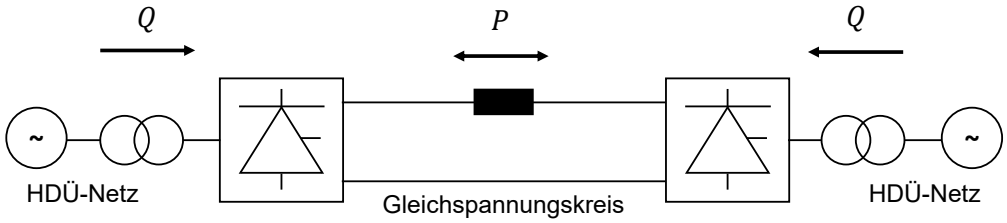

Abbildung 8: Netzgeführte LCC-HGÜ (Eigene Darstellung nach [18])

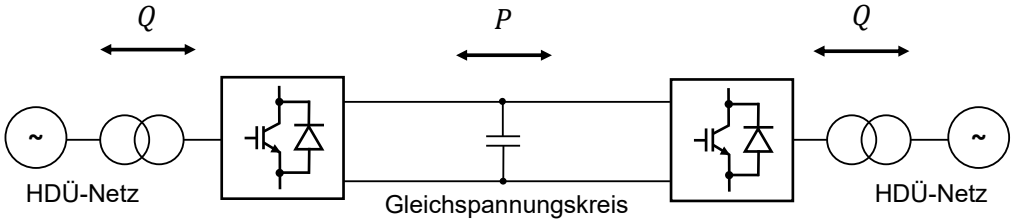

Abbildung 9: Selbstgeführte VSC-HGÜ (Eigene Darstellung nach [18])

Die Betriebsgrenzen eines VSC-HGÜ-Systems sind in Abbildung 10 beispielhaft dargestellt. Ein limitierender Faktor ist dabei der maximale Strom durch die Schaltelemente. Die abgegebene Blindleistung Q hängt von der Spannungsdifferenz zwischen Netzspannung $\underline{U}_{\mathrm{AC}}$ und Umrichterspannung ab und wird somit durch die maximale Gleichspannung limitiert, siehe dazu auch Kapitel 2.3.3.2. Die übertragene Wirkleistung P wird durch den maximalen Strom des verwendeten Kabels oder der verwendeten Freileitung begrenzt. [25]

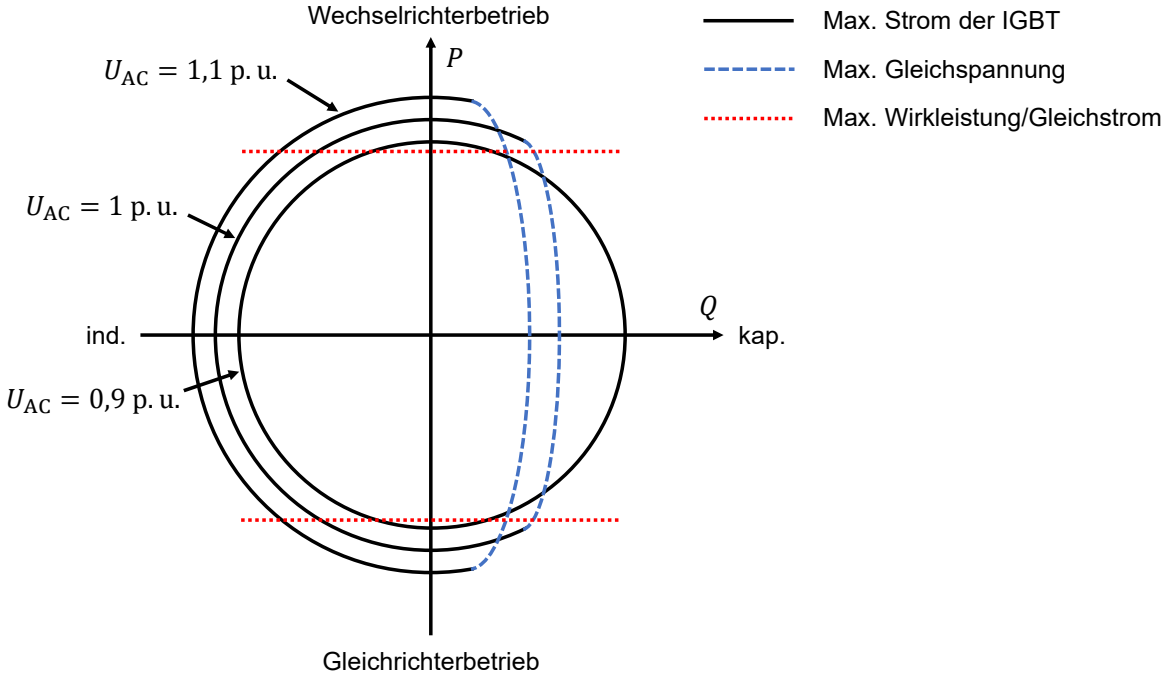

Abbildung 10: Betriebsgrenzen eines VSC-HGÜ-Systems (Eigene Darstellung nach [25], [26])

2.3.3.1 Technologische Vorteile und Funktionalitäten

Wird die VSC-HGÜ-Technik als eingebettete HGÜ eingesetzt, weist sie entscheidende technologische Vorteile auf und bietet folgende Funktionalitäten:

- Flexible Lastflussregelung:

Dank der Regelbarkeit der übertragenen Leistung kann die Leitung beliebig nach wirtschaftlichen Aspekten oder nach Anforderungen der Netzsicherheit eingesetzt werden. Auch korrigierende Eingriffe in den Einsatz der Übertragungsleitung, beispielsweise im Rahmen des Engpassmanagements, sind in Echtzeit möglich. Der Netzbetreiber kann die Steuerbarkeit des Lastflusses gezielt nutzen um das System etwa hinsichtlich ökologischer, technischer oder wirtschaftlicher Gesichtspunkte optimiert zu betreiben. [27]

Darüber hinaus ist es möglich, wie bereits in Kapitel 2.3.1 angemerkt, die Übertragungskapazität des Energienetzes durch gezieltes Einspeisen von Blindleistung zu erhöhen.

- Schnelle Reaktion auf Störungen und Abweichungen:

Durch die schnelle und voneinander unabhängige Regelbarkeit von Wirk- und Blindleistung kann das dynamische Verhalten eines Energienetzes im Falle von Störungen verbessert werden. Sollte die transiente Stabilität eines Systems gefährdet sein, kann ein Verlust des Synchronismus durch gezieltes Reduzieren oder Umkehren des Leistungsflusses verhindert werden. Darüber hinaus können elektromechanische Schwingungen in Energienetzen durch Modulation von Wirk- und Blindleistung effektiv gedämpft werden. [27]

Sollte eine HDÜ-Leitung im Energienetz aufgrund von Überlastung ausfallen, können kaskadierende Leitungsausfälle dank der schnellen Regelbarkeit von HGÜ-Anlagen verhindert werden. [20]

- Mehrpunkt-Systeme:

Das Umpolen des Leistungsflusses erfolgt im Falle der VSC-HGÜ durch Änderung der Stromrichtung und nicht wie im Falle der LCC-HGÜ durch Umpolen der Gleichspannung. Dies erleichtert den Aufbau von Mehrpunkt-Systemen erheblich. Die Umrichterstationen eines Mehrpunkt-Systems können im selben oder in verschiedenen HDÜ-Netzen angebunden werden. Dies ermöglicht das Errichten von ausgedehnten Gleichspannungsnetzen, welche radial oder vermascht aufgebaut sein können. Auch eine Kombination aus radialer und vermaschter Topologie ist möglich. Diese Form von Netzen könnte in Zukunft beispielsweise zur Anbindung von großen Windparks auf offener See oder zur Entlastung von regionalen HDÜ-Netzen eingesetzt werden. [27]

- Unterstützungsleistungen beim Netzwiederaufbau nach Großstörungen:

Sollte es im Falle einer Großstörung zu einer Auftrennung eines elektrischen Netzes in asynchrone oder ausgefallene Netzgebiete kommen, kann die VSC-HGÜ-Technik wichtige Hilfsdienste beim Netzwiederaufbau leisten. Die Schwarzstartfähigkeit der VSC-HGÜ kann genutzt werden, um ausgefallene Netzteile wieder hochzufahren. Der Umrichter im ausgefallenen Netzteil wirkt wie ein netzbildender (*grid-forming*) Wechselrichter. Dies setzt voraus, dass das andere Ende der Leitung an ein Netzgebiet

mit bestehender Versorgung und geeigneten Erzeugungskapazitäten angebunden ist. Im Falle von Netzauftrennungen kann die VSC-HGÜ bei der Synchronisation von asynchronen Netzteilen Unterstützung liefern. In diesem Fall wirkt die Umrichterstation wie eine Erzeugungseinheit, ähnlich einer Synchronmaschine, und hat damit aktiv Einfluss auf die Netzfrequenz im betroffenen Netzteil. Ist der Gleichspannungskreis einer eingebetteten HGÜ mit einer Energiespeichertechnologie ausgestattet, kann diese synthetische Schwungmasse bereitstellen. [17], [27]

Einsatz von VSC-HGÜ in Kombination mit WAMS

Die genannten Funktionen können besonders effektiv in Kombination mit einem so genannten Weitbereichsüberwachungssystem (*wide area measurement system*, WAMS) eingesetzt werden. Das WAMS stellt dabei umfassende Informationen über den Netzzustand bereit. Diese Daten können dann zur effektiven Regelung des eingebetteten HGÜ-Systems herangezogen werden, um die bereits genannten Aufgaben, wie das Optimieren der Übertragungskapazität eines Netzwerks oder das Dämpfen von Störungen wie Oszillationen im Netzwerk, zu erfüllen.

Das WAMS selbst besteht dabei aus mehreren zeitsynchronisierten Zeigermessgeräten (*phasor measurement units*, PMU). Diese Geräte sind an verschiedenen Orten des Netzes verteilt und werden über GPS-Signale synchronisiert. Jede PMU des WAMS misst Betrag und Phasenlage der Spannungen und Ströme aller Phasen eines Knotens und stellt diese als komplexe Amplitude, auch Phasor genannt, dar [28]. Aus diesen Messwerten können je nach Bedarf weitere Kenngrößen berechnet werden.

2.3.3.2 Technische Umsetzung und Regelung

In der Anfangszeit der VSC-HGÜ wurden hauptsächlich Zweipunkt-, beziehungsweise Zweilevel-, oder Dreilevel-Umrichter mit Pulsweitenmodulation (PWM) eingesetzt. Mittlerweile haben sich Multilevel-Umrichter (MMC) als Standard für Hochleistungsanwendungen wie FACTS und HGÜ durchgesetzt. Je nach Typ der eingesetzten IGBT können Schaltfrequenzen von mehreren Kilohertz erreicht werden. Derart hohe Schaltfrequenzen reduzieren die Oberschwingungen, erhöhen allerdings die Schaltverluste. Der Einsatz von PWM ermöglicht die unabhängige Steuerung von Wirk- und Blindleistungsfluss. Durch diese beiden Eigenschaften erfordern VSC-HGÜ-Stationen deutlich weniger bis gar keine Filteranlagen oder Blindleistungskompensationsanlagen auf der Wechselspannungsseite, verglichen mit der LCC-HGÜ-Technik. [18]

Bestimmung von Wirk- und Blindleistungseinspeisung

Das VSC-HGÜ-System wird über eine Entkopplungsdrossel (Netzanschlussdrossel) mit dem Wechselspannungsnetz verbunden. Diese Drossel wird als verlustlose und damit widerstandslose Reaktanz X_{R} angenommen [18]. Vereinfachend werden die Spannung an den Ausgangsklemmen des Umrichters $\underline{U}_{\mathrm{VSC}}$ und die Spannung an den Netzanschlussklemmen $\underline{U}_{\mathrm{AC}}$ als ideale Wechselspannungsquellen angenommen. Die Ersatzschaltung ist in Abbildung 11 schematisch dargestellt. Nicht enthalten sind allfällige Filterelemente zur Reduktion von Oberschwingungen im Wechselspannungsnetz.

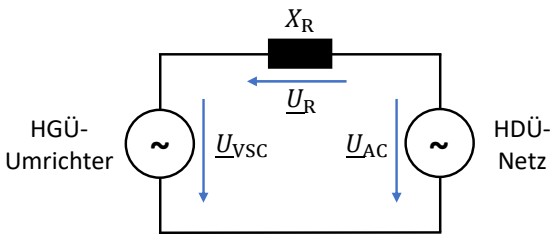

Abbildung 11: Schematische Darstellung von HGÜ und HDÜ als Ersatzspannungsquellen (Eigene Darstellung nach [29])

Für die eingespeiste Wirk- und Blindleistung (Grundschwingung) gilt [29]:

$$P = \frac{U_{VSC} \cdot U_{AC}}{X_R} \cdot \sin(\vartheta) \tag{2}$$

$$Q = \frac{U_{VSC} \cdot U_{AC}}{X_R} \cdot \cos(\vartheta) - \frac{U_{AC}^2}{X_R} \tag{3}$$

Der Winkel ϑ ist dabei die Phasenverschiebung zwischen den Spannungen von Netz und Umrichter, also der Phasenwinkel der komplexen Differenzspannung $\underline{U}_R$. Aus den Gleichungen (2) und (3) kann abgeleitet werden, dass die übertragene Wirkleistung überwiegend durch den Phasenwinkel zwischen Netz- und Umrichterspannung bestimmt wird. Die übertragene Blindleistung hingegen kann durch ein Verändern der Differenz der Spannungsbeträge gesteuert werden. Wirk- und Blindleistung sind frei regelbar, sofern die zulässigen Betriebsgrenzen (Abbildung 10) nicht überschritten werden. [18]

Zweipunkt-Umrichter mit Pulsweitenmodulation

Die einfachste Form eines VSC-HGÜ-Umrichters ist eine dreiphasige Zweipunkt-Brückenschaltung, wie in Abbildung 12 dargestellt.

Die Schaltelemente werden durch mehrere in Serie verschaltete IGBT realisiert. Dadurch erhöht sich die maximale Sperrspannung des Schalters, wodurch in weiterer Folge höhere Gleichspannungen eingesetzt werden können. Um den gewünschten Vierquadrantenbetrieb zu ermöglichen, sind die Schalter mit antiparallelen Freilaufdioden ausgestattet. Die Kapazität im Gleichspannungskreis fungiert als Energiespeicher und Oberschwingungsfilter. [29]

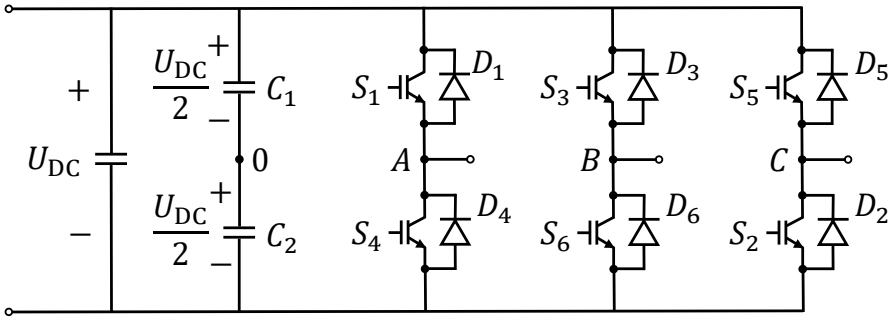

Abbildung 12: Schaltung einer dreiphasigen Zweipunkt-Umrichters (Eigene Darstellung nach [29])

Das Steuersignal der Schalter wird mittels Pulsweitenmodulation (PWM) realisiert. Das PWM-Muster wird dabei durch einen Komparator erzeugt, welcher ein dreieckförmiges Trägersignal mit einem sinusförmigen Referenzsignal vergleicht. Ist der Wert des Sinussignals größer als das Dreiecksignal, wird ein positives Signal ausgegeben. Im umgekehrten Fall wird ein negatives Signal ausgegeben. Referenz-, Träger-, und das resultierende gepulste Ausgangssignal sind in Abbildung 13 dargestellt.

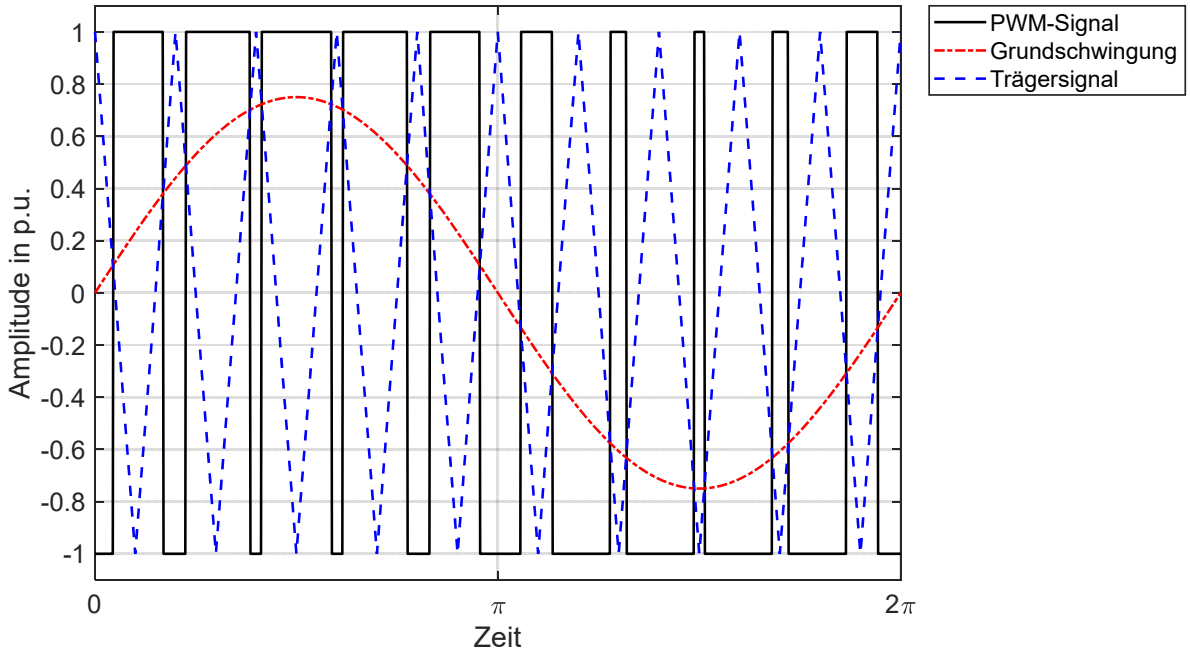

Abbildung 13: Zeitverläufe der Pulsweitenmodulation (Eigene Darstellung nach [29])

Ein positives Signal führt zu einem geschlossenen Schalter, während ein negatives Signal den Schalter öffnet. Zwei serielle Schalter wie beispielsweise S_1 und S_4 werden immer gegensätzlich angesteuert. Dadurch wird die Spannung am jeweiligen Ausgang, in diesem Fall Phase A, umgepolt und darüber hinaus ein Kurzschluss des Gleichspannungskreises verhindert.

Es entsteht eine gepulste Spannung am Ausgang, deren Kurvenform dem PWM-Signal entspricht. Der gleitende Mittelwert dieses Signals ist eine Sinusschwingung. Wie zuvor erwähnt, ist der Umrichter über eine Induktivität an das Wechselspannungsnetz angeschlossen. Diese wirkt wie ein Filter und führt zu einem annährend sinusförmigen Verlauf des Ausgangsstromes. Um ein Drehstromsystem zu realisieren, werden die Steuersignale der Ausgänge A, B und C um jeweils 120° gegeneinander verschoben. [22]

Modulare Multilevel-Umrichter (MMC)

Moderne VSC-HGÜ-Umrichter setzen auf mehrstufige Technik. Während ein Zweipunkt-Umrichter nur zwei verschiedene Spannungspegel ausgeben kann (vergleiche Abbildung 13), kann die Anzahl bei mehrstufigen Umrichtern beliebig erhöht werden. Abbildung 14 zeigt ein Beispiel mit drei Stufen.

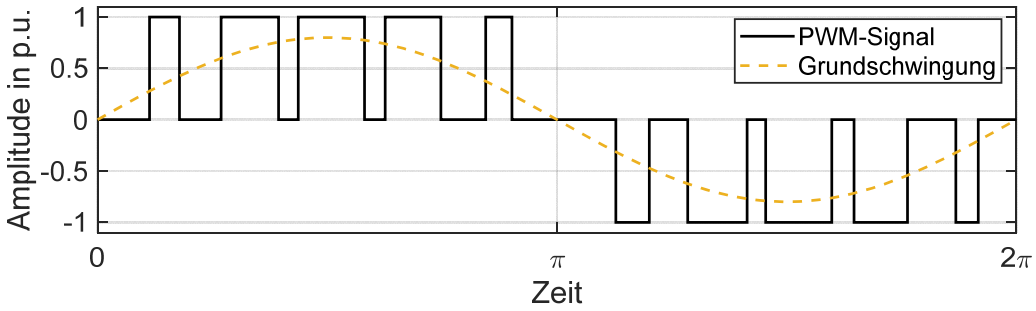

Abbildung 14: Dreistufige Pulsweitenmodulation (Eigene Darstellung nach [29])

Unter Anwendung der mehrstufigen Umrichtertechnik können im Vergleich zu klassischen Umrichtern noch höhere Leistungswerte erzielt werden. Darüber hinaus verringert sich der Oberschwingungsgehalt durch noch bessere Annäherung der Sinusform am Ausgang des Umrichters. [29] Ein weiterer Vorteil sind reduzierte Verluste [17].

Das prinzipielle Betriebskonzept bleibt aber für alle Umrichtertypen gleich. Am Netzanschlusspunkt wird eine Wechselspannung mit beliebiger Amplitude und Phasenlage bereitgestellt. Diese Parameter werden dabei von Sollwerten wie etwa Wirk- und Blindleistung oder Wirkleistung und Ausgangsspannung abgeleitet. Die Sollwerte werden beispielsweise von einem Operator des Leitungs- oder Netzbetreibers vorgegeben. [17]

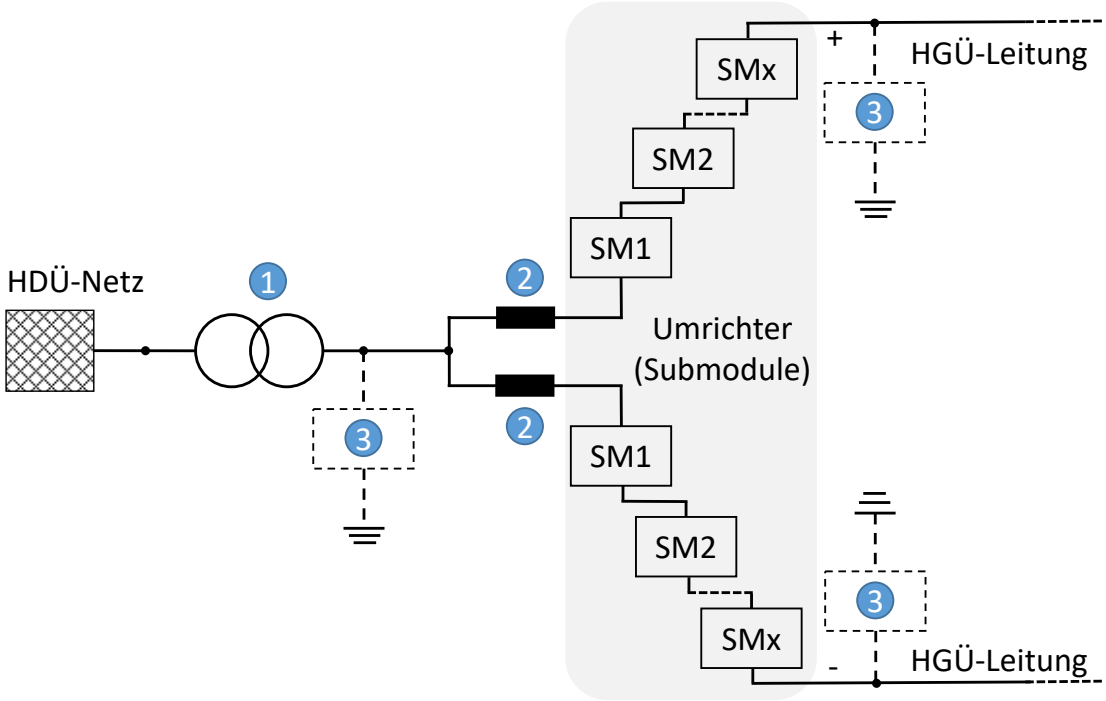

Abbildung 15: Modularer Multilevel-Umrichter (Eigene Darstellung nach [17])

Abbildung 15 zeigt den Aufbau eines derartigen mehrstufigen Umrichters. Das VSC-HGÜ-System besteht aus (zumindest) zwei Umrichtern. Die Arme der Umrichter sind aus mehreren seriell verschalteten Submodulen aufgebaut, wobei diese Module jeweils als Halb- oder Vollbrücke ausgeführt sein können. [17]

Weitere Komponenten der Anlage abseits des Umrichters sind:

- Umrichtertransformator (Nr. 1 in Abbildung 15):

Um die Netzspannung auf ein für die Umrichter geeignetes Niveau zu transformieren, kommen konventionelle Zwei- oder Dreiwicklungstransformatoren zum Einsatz. Sind diese mit Stufenschaltern ausgestattet, können sie bei einer allfälligen Spannungsregelung unterstützen. [17]

- Kopplungsinduktivität (Nr. 2 in Abbildung 15):

Wie bereits ausführlich diskutiert, bestimmt die Kopplungsinduktivität den Austausch von Wirk- und Blindleistung des Umrichters mit dem Netz, siehe dazu Gleichung (2) und (3). Darüber hinaus können damit mögliche Kreisströme zwischen parallelen Umrichtern begrenzt werden. [17]

- Filter auf Gleich- und Wechselspannungsseite (Nr. 3 in Abbildung 15):

Die eingezeichneten Filter können in den meisten Fällen aufgrund der beinahe perfekten Sinusform am Ausgang des Umrichters vernachlässigt werden. Gelegentlich erfordern Freileitungen auf der Gleichspannungsseite den Einsatz von Gleichspannungsfiltern. [17]

- Gleichspannungskondensatoren:

Im Gegensatz zu zwei- oder dreistufigen Umrichtern gibt es keine gemeinsame Kapazität, sondern mehrere verteilte Kapazitäten im Gleichstromkreis. [17]

- Regelungssystem:

Um die Regelung von Wirk- und Blindleistung zu entkoppeln, kommen vektororientierte Regelungen (d/q-Komponenten) zum Einsatz [17]. Im Gleichspannungskreis regelt ein Umrichter die Höhe der Spannung, während der andere den Strom-, beziehungsweise Leistungsfluss regelt. [30]

2.3.4 Betriebsstrategien

Um das Potential der HGÜ-Technik voll ausschöpfen zu können, ist eine intelligente Einsatzplanung unumgänglich. Selbst die beste technische Lösung bringt keinen Mehrwert, wenn sie nicht der Situation angepasst ausgenutzt wird. Die Wahl der Betriebspunkte muss stets mit Blick auf das Gesamtsystem getroffen werden, da falsch gewählte Einstellungen auch nachteilig für das übrige Netz sein können. Grundsätzlich kann zwischen der Einsatzplanung im Vorhinein (*scheduling*) und dem Echtzeitbetrieb (*realtime operation*) unterschieden werden.

2.3.4.1 Einsatzplanung

Der wichtigste Parameter der Einsatzplanung ist die Vorgabe der Wirkleistungsübertragung. Die Wirkleistung wird dabei in diskreten Zeitschritten vorgegeben. Sollte sich die Wirkleistung zwischen diesen Zeitschritten ändern, müssen Übergangsregeln (*ramping rules*) befolgt werden. Die Leistung wird dabei nicht sprunghaft geändert, sondern folgt einer linearen Rampenfunktion, die sich in der Praxis meist über ein 10- oder 15-minütiges Intervall erstreckt. Sind mehrere HGÜ-Anlagen vorhanden, ist die Koordinierung der Rampen von entscheidender Bedeutung. Erfolgen die Übergänge mit unterschiedlichen Änderungsraten, führt dies im Falle von eingebetteten HGÜ-Leitungen zu ungeplanten Leistungsschwankungen auf den Wechselspannungsleitungen des Netzes. Im Falle von nicht eingebetteten HGÜ-Leitungen können unkoordinierte Übergänge zu großen Ungleichgewichten in den Leistungsbilanzen der Netze und damit zu Frequenzproblemen führen. [17]

Bei der Einsatzplanung einer Leitung kann entweder die gesamte Übertragungskapazität herangezogen werden oder nur ein Teil davon. Die übrige Kapazität bleibt dann für andere Zwecke reserviert, beispielsweise für kurzfristige Einsätze. Die Einsatzplanung wird auf Grundlage von Marktergebnissen oder auf Basis physikalischer Optimierungsrechnungen durchgeführt. [17]

Marktbasierte Einsatzplanung

Eine marktbasierte Einsatzplanung von Leitungen kann durchgeführt werden, wenn Leitungen zwei verschiedene Gebots-, beziehungsweise Preiszonen verbinden. Dies kann entweder zwischen, aber auch innerhalb eines Synchrongebiets der Fall sein. Selbst innerhalb eines einzelnen Landes kann es verschiedene Gebotszonen geben. [17]

Die Auftrennung eines Netzgebiets in unterschiedliche Preiszonen geschieht in der Regel aufgrund von Netzengpässen [31]. Ein wichtiges Ziel des europäischen Verbundnetzes ist es, einen ungehinderten grenzüberschreitenden Stromaustausch im Sinne eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes zu ermöglichen [32]. Getrennte Preiszonen sollte es im perfekten Binnenmarkt allerdings keine geben.

Ein vergleichbarer Ansatz der Vergangenheit sind sogenannte Merchant Lines. Dabei wird es privaten Investoren ermöglicht, außerhalb des regulatorischen Regimes grenzüberschreitende Leitungen zu errichten und zu betreiben. Die Preisdifferenz entlang der Leitung ist dabei die Einnahmequelle des Betreibers. Dieses Konzept ist allerdings mit einigen Unklarheiten und Problem verbunden. Darüber hinaus ist das Konzept im Sinne des Ziels eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarkts der Europäischen Union offensichtlich zu hinterfragen. [33]

Ein mögliches Verfahren zur Berechnung der Übertragungsleistungen ist das NTC-Verfahren (*net transfer capacity*), welches die maximalen Austauschkapazitäten zweier benachbarter Gebotszonen berechnet [17]. Diese Austauschkapazitäten werden als unabhängige, maximale Börsenleistung berechnet [31], dadurch wird die Realität nur bedingt widergespiegelt und speziell Ringflüsse werden nicht beachtet.

Dem gegenüber stehen flussbasierte Verfahren. Diese basieren auf einer Lastflussberechnung und berücksichtigen die tatsächliche Topologie des Übertragungsnetzes. Somit gehen auch real auftretende Transit- und Ringflüsse in die Berechnung mit ein. Ein Beispiel dieser Verfahren ist das FBMC (*flow based market coupling*). Marktkopplung bedeutet, dass auch über die Grenzen von Preiszonen hinweg an einer gemeinsamen Börse Energiehandel betrieben werden kann. Gemeinsam mit dem Handel am Day-Ahead-Spotmarkt werden auch die entsprechenden Übertragungsrechte zugeteilt, diese Vorgänge nennt man implizite Auktionen. Dabei wird durch die Börse sichergestellt, dass es zu keinen Überlastungen der Übertragungskapazitäten zwischen den Preiszonen kommt. [31]

In Europa gibt es bereits in flussbasiertes Handelssystem für den Day-Ahead Markt. Dieses Verfahren nennt sich CWE FBMC (*central west europe flow-based market coupling*) und auch Österreich nimmt daran teil. Das Berechnungsverfahren basiert auf dem EUPHEMIA-Algorithmus und verfolgt das Ziel einer Maximierung der gesamteuropäischen Wohlfahrt. Die Anwendung dieses Verfahrens führt zu einer höheren Preiskonvergenz im betrachteten Raum und kann damit bei der Erreichung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarkt behilflich sein. [34]

Im Rahmen eines derartigen FBMC-Algorithmus ist es theoretisch möglich, auch die Betriebspunkte von eingebetteten HGÜ-Leitungen festzulegen. Dies wird derzeit allerdings nicht praktisch angewandt. Ein Grund dafür ist die geringe Anzahl vorhandener eingebetteter HGÜ-Leitungen. Darüber hinaus setzen Übertragungsnetzbetreiber zumindest einen Teil der HGÜ-Kapazität bevorzugt dazu ein, um ihre Netze zu entlasten oder zu optimieren, anstatt die Anlage vollständig dem Markt zu überlassen. [17]

Einsatzplanung auf Basis physikalischer Optimierungsrechnungen

In diesem Fall werden die Betriebspunkte auf Basis von Optimierungsalgorithmen unter Nutzung eines physikalischen Netzmodells bestimmt. Dabei können ein oder mehrere Ziele zugleich verfolgt werden. Diese müssen aber entsprechend gewichtet und abgestimmt werden. Auch alle anderen Elemente, die den Lastfluss beeinflussen, müssen berücksichtigt werden, dies erhöht die Komplexität der genutzten Algorithmen. [17]

Beispielhafte Ziele der Optimierung können sein [17]:

- Maximale Wirkleistungsübertragung auf HGÜ-Leitungen
- Minimale Gesamtverluste
- Maximale Versorgungssicherheit
- Minimale Winkeldifferenzen der Knotenspannungen
- Erfüllung von vorgegebenen grenzüberschreitenden Lastflüssen

Ein ausführliches Beispiel eines derartigen Optimierungsmodells folgt in Kapitel 3.

Einsatzplanung der Blindleistung

Bisher wurde im Rahmen der Einsatzplanung lediglich die Wirkleistung berücksichtigt. Jedoch spielt auch die Blindleistung eine wichtige Rolle und darf bei der Einsatzplanung nicht außer Acht gelassen werden. Wie in Kapitel 2.3.3 gezeigt wurde, können Wirk- und Blindleistung der VSC-HGÜ unabhängig voneinander geregelt werden. Allerdings ist dies nur im Rahmen der Betriebsgrenzen möglich. So darf etwa die maximale Scheinleistung des Umrichters nicht überschritten werden.

Demnach muss eine ausreichende Reserveleistung zurückgehalten werden, falls unvorhergesehen mehr Blindleistung benötigt wird. Diese kann beispielsweise notwendig sein, um die Spannungsstabilität im Drehstromnetz zu gewährleisten. Ist es im Vorhinein ersichtlich, dass zusätzliche Blindleistung im Netzbetrieb notwendig werden könnte, ist es sinnvoll, die maximale Wirkleistungsübertragung gezielt zu beschränken. Somit verbleiben genügend Reserven zur Blindleistungsbereitstellung. [17]

2.3.4.2 Echtzeitbetrieb und Regelkonzepte

Vor allem im Echtzeitbetrieb kann die VSC-HGÜ ihre Stärken ausspielen. Die flexible Umrichtertechnik ermöglicht eine Vielzahl unterschiedlicher Funktionalitäten. Allerdings bedarf jede einzelne Funktion einer ausgeklügelten Planung und muss an das Einsatzgebiet angepasst werden. Dabei muss stets die Wirkung auf das Gesamtsystem berücksichtigt werden. Ein koordinierter Einsatz ist von essenzieller Bedeutung, um zu verhindern, dass Elemente gegeneinander regeln. Dem Rahmen der vorliegenden Arbeit entsprechend, werden nachfolgend hauptsächlich Funktionalitäten von eingebetteten VSC-HGÜ-Anlagen behandelt.

Folgende Funktionen können mit eingebetteter VSC-HGÜ realisiert werden [17]:

- Spannungsregelung
- Statische und dynamische Blindleistungsregelung
- Wirkleistungsregelung
- Dämpfung von Oszillationen im Energiesystem (*power oscillation damping*, POD)
- Subsynchrone Dämpfung
- Notfallmaßnahmen (*emergency power control*, EPC)
- Nachbildung von Wechselspannungsleitungen
- Erweiterte Schutzfunktionen (*special protection schemes*, SPS)
- Synthetische Schwungmasse[1] (*synthetic inertia*, SI)

Hierbei muss angemerkt werden, dass nicht jedes VSC-HGÜ-System jede dieser Funktionen inhärent erfüllen kann. Viele Funktionen müssen bereits in der Planungsphase berücksichtigt, bestellt und der Anwendung entsprechend parametriert werden. Dies gilt auch für eine allfällig gewünschte Überlastfähigkeit. Darüber hinaus müssen die Funktionen aufeinander abgestimmt und gegeneinander priorisiert werden. Es kann durchaus vorkommen, dass Funktionen nicht gleichzeitig aktivierbar sind, da sich diese ansonsten gegenseitig aufheben würden. [17]

[1] Erfordert einen zusätzlichen Energiespeicher auf der Gleichspannungsseite.

Eine detaillierte Beschreibung der genannten Funktionen kann im technischen Bericht der ENTSO-E zum Thema HGÜ im Systembetrieb [17] gefunden werden. Dieser gibt auch Auskunft über gesetzliche und regulatorische Anforderungen an HGÜ-Systeme im europäischen Verbundnetz. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden nachfolgend einige ausgewählte Funktionen exemplarisch vorgestellt.

Statische Blindleistungsregelung

Hinsichtlich der statischen Blindleistungsregelung stehen drei Betriebsarten zur Verfügung [17]:

- Vorgabe der Blindleistung
- Vorgabe der Spannung
- Vorgabe des Leistungsfaktors

Die Parameter können dabei konstant vorgegeben werden oder einer Statik (*droop*) folgen. Der Einsatz eines statischen Reglers ist insbesondere dann sinnvoll, wenn mehrere benachbarte (elektrisch nahe) Regler auf dieselbe Größe abzielen. [30]

Die genannten Betriebsarten sind mit entsprechenden Betriebsgrenzen verbunden. Sollte der Regler im Blindleistungsmodus arbeiten, die Spannung an den Klemmen aber die vorgegebenen Grenzen unter- oder überschreiten, wird der Regler der vorgegebenen Blindleistung nicht weiter folgen, sondern diese derart anpassen, dass die geforderten Spannungsgrenzen wieder eingehalten werden. [17]

Dynamische Blindleistungsregelung

Während im Normalbetrieb vorrangig die Wirkleistung im Fokus steht, kann es im Falle von Störungen im Netz dazu kommen, dass die Blindleistung entscheidende Bedeutung bekommt. So sind VSC-HGÜ-Systeme FRT-fähig (*fault ride-through*), das heißt sie behalten ihren stabilen Betrieb im Falle von Spannungseinbrüchen im Netz bei. Durch schnelle und gezielte Einspeisung von Blindleistung können VSC-HGÜ-Anlagen sogar dazu beitragen, Spannungszusammenbrüche abzuwehren. [17]

In diesem Zusammenhang ist ein Fehlerszenario von besonderer Relevanz. Sollte es zu einem Fehler im Gleichspannungskreis kommen, wird auch die Fähigkeit der Blindleistungsbereitstellung der Anlage eingeschränkt. Durch den fehlerbedingten Ausfall der Wirkleistungsübertragung steigen die Auslastungen der umgebenden HDÜ-Leitungen stark an, da diese die Übertragungskapazität der HGÜ-Leitung übernehmen müssen. Durch die hohe Auslastung der Leitungen steigt der Blindleistungsbedarf. Sind keine Blindleistungsreserven verfügbar, kommt es zum Spannungszusammenbruch. [17]

Erweiterte Schutzfunktionen (SPS)

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die erforderliche Redundanz in Energiesystemen zu erreichen, werden Netze nach dem (n-1)-Prinzip betrieben. Durch Berücksichtigung von Ausfallreserven und einer redundanten Planung von kritischen Netzelementen können Ausfälle und Störungen im Netzbetrieb problemlos bewältigt werden.

Dennoch kann ein Energienetz in der Praxis nicht beliebig redundant aufgebaut werden. Oft muss ein Kompromiss zwischen Investitionskosten, Betriebskosten, technischen Möglichkeiten und der Netzsicherheit gefunden werden. So können beispielsweise geographisch weit ausgedehnte Netze oder

besonders leistungsstarke Netzelemente nur mit sehr großem Aufwand redundant ausgelegt werden. Dieser Aufwand ist speziell im wettbewerbsorientierten Umfeld der Netzbetreiber nur sehr schwer bis gar nicht durchsetzbar. [35]

Um trotz allfälliger Schwächen in der Redundanz einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können, müssen zusätzliche Maßnahmen zur Störungsbewältigung getroffen werden. Derartige Maßnahmen nennt man SPS (*special protection schemes*). Ihr Einsatz erfolgt ereignisbasiert. Ereignisbasiert bedeutet, dass die Maßnahmen ausgelöst werden, sobald bestimmte vordefinierte Szenarien detektiert werden. Der Ablauf ist in Abbildung 16 schematisch dargestellt. Jedes Szenario verfügt über eigene angepasste Maßnahmen, welche automatisiert nach der Auslösung durchgeführt werden. Dadurch können kritische Netzzustände gezielt abgewehrt werden. Ein beispielhaftes Szenario ist etwa der Ausfall einer wichtigen Übertragungsleitung. [35]

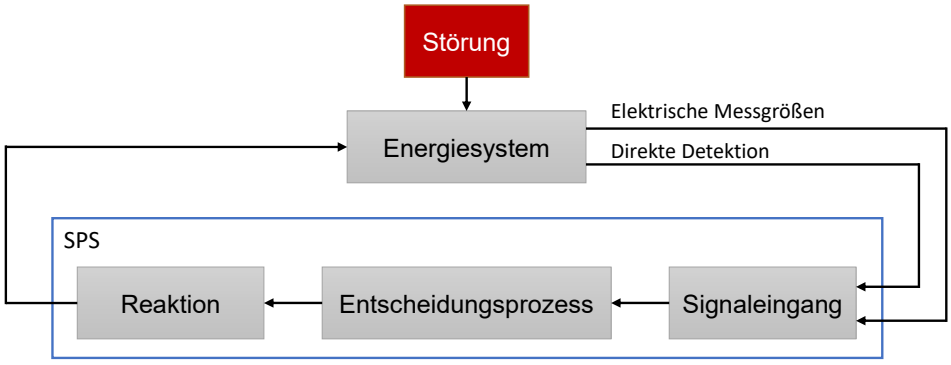

Abbildung 16: Schematische Darstellung eines SPS (Eigene Darstellung nach [36])

HGÜ-Systeme können dank ihrer flexiblen Regelmöglichkeiten ein SPS wesentlich unterstützen. Eingebettete Systeme können in erster Linie lokal Abhilfe schaffen. So können etwa thermische Überlastungen naher Betriebsmittel oder Spannungszusammenbrüche verhindert werden. Handelt es sich um eine HGÜ-Leitung, welche zwei asynchrone Netze verbindet, kann das System zur Stützung der Netzfrequenz eingesetzt werden. [17]

Folgende Handlungen können gesetzt werden [17]:

- Zurücknahme oder maximale Übertragung von Wirkleistung
- Starke Einspeisung von induktiver oder kapazitiver Blindleistung
- Einstellung szenariospezifischer Betriebspunkte
- Änderung des Betriebsmodus

Nachbildung von Wechselspannungsleitungen

In diesem Betriebsmodus wird das Verhalten einer Wechselspannungsleitung emuliert. Dabei wird der Betriebspunkt der Wirkleistung kontinuierlich als Funktion der Knotenspannungs-Winkeldifferenz der beiden Umrichterstationen berechnet. Der größte Vorteil dieses Verfahrens ist, dass der Betriebspunkt nicht mehr aktiv von einem Operator vorgegeben werden muss. Die Anlage reagiert somit automatisch und in Echtzeit auf allfällige Änderungen im umgebenden Netz. Darüber hinaus wird die Notwendigkeit der Koordinierung mit anderen Netzelementen wesentlich verringert. Allerdings gehen in diesem Fall

auch viele Vorteile der vollständigen Regelbarkeit von VSC-HGÜ-Anlagen verloren. Außerdem muss die Möglichkeit eines Rückfallbetriebs (*fall-back mode*) hinterlegt werden, sollte es zu Störungen im vorgesehenen Betrieb kommen. [17]

2.3.5 Fallbeispiel INELFE

Das Projekt INELFE ist das erste eingebettete VSC-HGÜ-Projekt im europäischen Verbundnetz. Die Anlage ging im Oktober 2015 in Betrieb und verbindet das spanische Umspannwerk Santa Llogaia mit dem französischen Umspannwerk Baixas. Beide Umspannwerke sind an die 400 kV-Ebene des HDÜ-Netzes angebunden. Die HGÜ-Anlage besteht aus zwei identischen aber voneinander unabhängigen monopolaren HGÜ-Leitungen mit einer Nennleistung von jeweils 1.000 MW. Damit ergibt sich eine gesamte maximale Übertragungskapazität von 2 GW. Die Nenngleichspannung beträgt ±320 kV. Jede Umrichterstation kann Blindleistung im Bereich von -600 Mvar bis +400 Mvar zur Verfügung stellen. Die Übertragungsleitung verläuft als unterirdisches Kabel, da eine Realisierung als Freileitung aus gesellschaftlichen und ökologischen Gründen nicht durchsetzbar war. [24]

Nach mittlerweile mehreren Betriebsjahren hat sich das Projekt als voller Erfolg herausgestellt. Die Betreiber nennen folgende entscheidende Vorteile [24]:

- Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität zwischen Spanien und Frankreich
- Automatische dynamische Reaktion auf unvorhergesehene und kritische Netzsituationen
- Verbesserung der Spannungsstabilität im umgebenden Netzwerk

Das Projekt bestätigt, dass die im Rahmen der vorliegenden Arbeit vorgestellten Konzepte und Funktionen von eingebetteten VSC-HGÜ-Systemen auch in der Praxis erfolgreich zum Einsatz gebracht werden können. Im Falle von INELFE ist bereits ein zusätzliches Nachfolgeprojekt geplant. Bis 2027 sollen weitere 2 GW an Übertragungskapazität installiert werden, welche als Unterseekabel im Golf von Biskaya geplant sind [37].

Regelkonzept von INELFE

Die Anlage kann entweder mit konstanter Wirkleistungsvorgabe oder als nachgebildete HDÜ-Leitung arbeiten. Im ersten Fall muss der Betriebspunkt jederzeit händisch vorgegeben werden. Das System reagiert somit nicht automatisch auf Änderungen des aktuellen Netzzustands. Im zweiten Fall hängt die übertragene Wirkleistung von der Winkeldifferenz zwischen den Knotenspannungen der Umspannwerke Baixas und Santa Llogaia ab. Das System bildet somit eine Wechselspannungsleitung nach und regelt seinen Betriebspunkt selbständig, auch im Falle von Unregelmäßigkeiten oder kritischen Netzsituationen. Eine gesonderte Einsatzplanung oder ein Eingreifen von Operatoren ist demnach nicht notwendig. In der Praxis hat sich diese Form der Wirkleistungsregelung für den Betrieb dieser Anlage durchgesetzt. Hinsichtlich der Blindleistung kann entweder die Ausgangsspannung oder die Blindleistungsabgabe vorgegeben werden. Sollte die Übertragungsleitung ausfallen, können die Umrichterstationen weiterhin als STATCOM genutzt werden. [24]

Darüber hinaus sind folgende Zusatzfunktionen verfügbar [17], [24]:

- Diverse erweiterte Schutzfunktionen (SPS)
- Frequenzregelung im Falle einer Netzauftrennung
- Inselnetzerkennung
- Schwarzstartfähigkeit
- Statische Blindleistungsregelung
- Schwingungsdämpfung (POD) und subsynchrone Dämpfung

2.3.6 Eingebettete HGÜ-Systeme im europäischen Netzentwicklungsplan

Um die aktuelle Situation in Europa hinsichtlich eingebetteter HGÜ-Anlagen zu untersuchen, wird der Europäische Netzentwicklungsplan TYNDP 2020 (*ten year network development plan*) herangezogen. Konkret werden die in [5], [38] und [39] gesammelten Projekte analysiert. Relevant sind dabei all jene eingebetteten HGÜ-Anlagen, die bereits in Betrieb sind, oder geplant bis 2040 in Betrieb gehen sollen. Untersucht wird das Synchrongebiet Kontinentaleuropa, wie in Abbildung 17 in blau eingezeichnet.

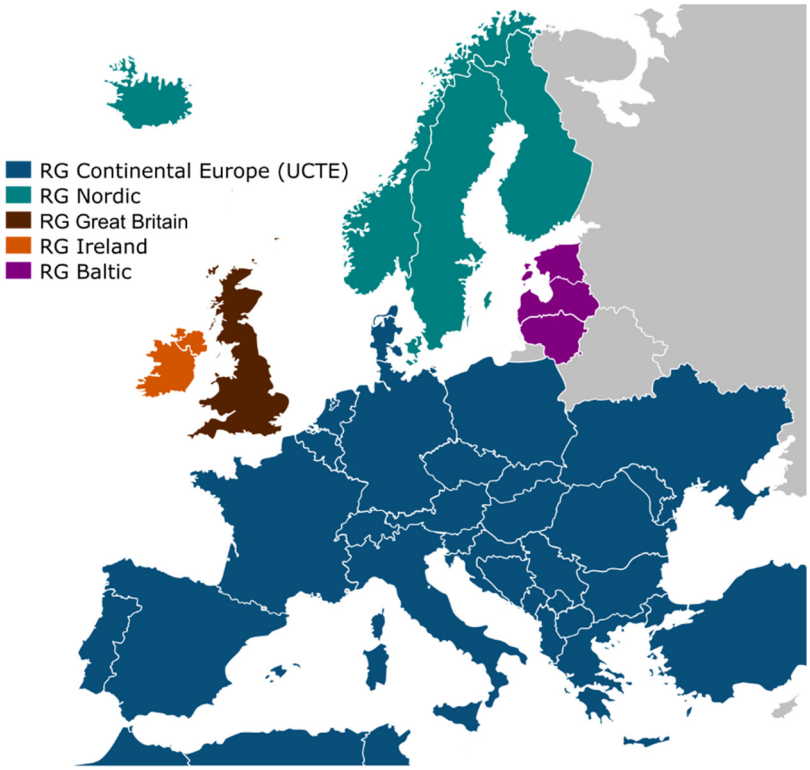

Abbildung 17: Synchrongebiete in Europa [40]

HGÜ-Verbindungen zwischen asynchronen Netzgebieten, wie beispielsweise Seekabel zwischen England und Frankreich fallen demnach weg. HGÜ-Stichleitungen, wie etwa Hochsee-Windparks, die per HGÜ an das kontinentaleuropäische Netz angebunden sind, werden ebenfalls nicht berücksichtigt, da diese nicht vermascht sind und somit nicht relevant für die vorliegende Arbeit sind. Des Weiteren wurden die Mittelmeerinseln Korsika und Sardinien nicht berücksichtigt, da diese nicht Teil des im Rahmen der vorliegenden Arbeit verwendeten Netzmodells sind.

Die identifizierten Projekte sind im Anhang (Kapitel 7) in Tabelle 1 zusammengefasst.

Aktuell (2022) sind bereits fünf Anlagen mit einer gesamten Leistung von rund 5 GW in Betrieb. Bis 2030 sollen es 17 Anlagen mit einer Leistung von rund 25 GW sein. Darüber hinaus enthält der untersuchte Netzentwicklungsplan weitere Projekte bis ins Jahr 2040, allerdings sind diese langen Zeiträume mit großen Unsicherheiten verbunden. Aus derzeitiger Sicht wird für 2040 mit 20 aktiven Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 29 GW gerechnet. Sollte sich der Trend bis 2040 aber ähnlich fortsetzen wie im Jahrzehnt davor, kann mit einer deutlich größeren Zahl gerechnet werden. Abbildung 18 stellt alle Projekte bis 2040 gesammelt dar.

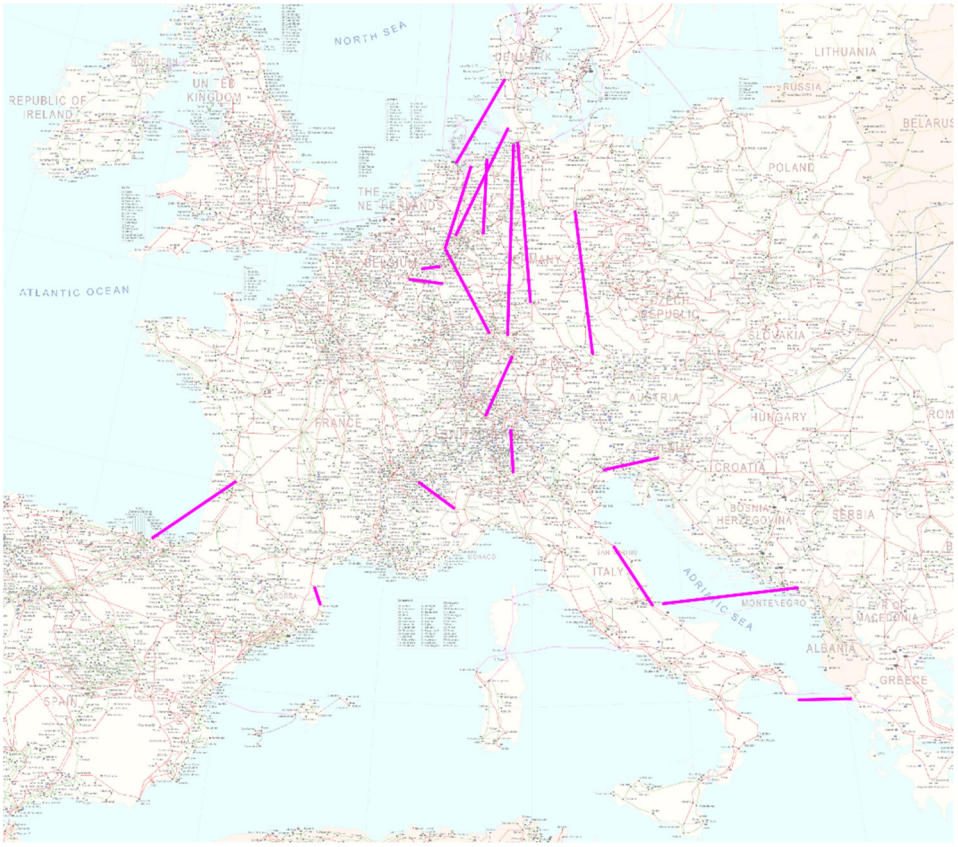

Abbildung 18: Eingebettete HGÜ-Anlagen und Projekte in Kontinentaleuropa bis 2040 (Eigene Darstellung, Hintergrund: [41])

Ein Blick auf die Karte lässt einen Nord-Süd-Trend erkennen, dieser macht sich am stärksten in Deutschland bemerkbar. Die deutsche Übertragungskapazität zwischen Norden und Süden soll durch mindestens fünf VSC-HGÜ-Korridore mit einer Gesamtleistung von 10 GW erhöht werden. Der Hauptgrund dafür sind sehr große Erzeugungsleistungen aus Windkraft im Norden des Landes. Im Gegensatz dazu stehen große Lasten, die sich im Süden und Westen des Landes befinden. Durch die voranschreitende Energiewende und den Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie nimmt die konventionelle thermische Erzeugungsleistung ab. Die Netzinfrastruktur bleibt aber erhalten, daher können die Netzanschlüsse dieser Anlagen zur Anbindung der neuen HGÜ-Anlagen genutzt werden. Begründet durch den Wegfall der konventionellen Kraftwerke wird in den betroffenen Regionen mit einem Blindleistungsdefizit gerechnet. Die damit einhergehenden Spannungsprobleme können mit den geplanten VSC-Umrichtern effektiv bekämpft werden. [20]

3 Optimierter Netzbetrieb unter Verwendung von lastflussregelnden Elementen

Wie in Kapitel 2.1 gezeigt wurde, geben lastflusssteuernde Elemente die Möglichkeit, Leistungsflüsse und damit den Netzzustand gezielt zu beeinflussen. Wie beschrieben wurde, ist ein bestmöglich koordinierter Betrieb anzustreben. Im folgenden Kapitel wird das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierungsmodell zur Bestimmung der Betriebspunkte dieser Elemente vorgestellt. Als Freiheitsgrade werden dabei ausschließlich eingebettete HGÜ-Leitungen sowie Phasenschiebertransformatoren herangezogen. Der Kraftwerkseinsatz und Lasten im Netz werden als gegeben und nicht veränderbar angenommen. Modelle zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes gibt es in der Literatur vielfach, als ein Beispiel sei an [42] verwiesen.

3.1 Ziele der Optimierung

Als Ausgangspunkt für die Entwicklung des Optimierungsmodells werden die nachfolgend angeführten Ziele und Anforderungen an den Algorithmus definiert.

Ziel der Optimierung

- Bestimmung der optimalen Betriebspunkte von eingebetteten HGÜ-Leitungen und PST eines gegebenen Netzwerks.

Anforderungen des Netzes

- Begrenzung der Auslastungen der Netzwerkelemente, um Überlastungen zu vermeiden.
- Minimierung der PST-Aussteuerungen zur Vorhaltung von Reservekapazitäten für unvorhergesehene Ereignisse oder Störfälle.

Sonstige Anforderungen

- Schnelle und zuverlässige Funktionsweise.
- Eignung zur Berechnung großer Netzwerke.
- Umsetzung in MathWorks MATLAB® [43].

Beruhend auf diesen Voraussetzungen fällt die Wahl auf ein lineares Optimierungsmodell auf Basis der DC-Lastflussgleichungen. Eine ausführliche Beschreibung der DC-Lastflussberechnung und der damit verbundenen Annahmen und Einschränkungen folgt in Kapitel 3.2. Näheres zur Thematik der linearen Optimierung folgt in Kapitel 3.3.

3.2 DC-Lastflussberechnung

Zur Untersuchung der Auslastungen elektrischer Netze werden Lastflussberechnungen durchgeführt. Berechnet werden dabei hauptsächlich Betrag und Phase aller Knotenspannungen, um in weiterer Folge die Leistungen sowie Ströme aller Zweige bestimmen zu können. Das elektrische Netz wird dabei durch Erzeugung und Verbrauch an den Knoten, sowie die Topologie des Netzes beschrieben. Im allgemeinen Fall führen die Lastflussgleichungen elektrischer Energienetze zu einem nichtlinearen Gleichungssystem. Dies ist auf die quadratische Abhängigkeit der Knotenleistungen von den entsprechenden Knotenspannungen im Netz zurückzuführen. Das Lösen dieser nichtlinearen Gleichungssysteme ist nur unter Verwendung von iterativen Verfahren möglich. Dazu stehen zwei grundsätzliche Verfahren zur Verfügung: Das Knotenpunktverfahren, sowie das Funktionalmatrix- beziehungsweise Newtonverfahren. [44]

Unter Verwendung von aktueller Computertechnik können moderne Lastflussprogramme Netze mit einer Größe von mehreren tausend Knoten berechnen [45]. Allerdings sind iterative Verfahren, abhängig von der Größe des Netzes, meist langsam. Zusätzlich können Konvergenzprobleme auftreten.

Um die genannten Probleme der Nichtlinearität zu umgehen und Schwierigkeiten mit der Blindleistung zu beseitigen, kommt im Rahmen der vorliegenden Arbeit das Verfahren der DC-Lastflussberechnung zum Einsatz. Dieses Verfahren basiert auf der schnellen entkoppelten Lastflussberechnung, jedoch ohne Berücksichtigung von Blindleistungsflüssen. Es kann damit zu schnellen und einfachen Abschätzungen von Wirkleistungsflüssen in einem Netzwerk herangezogen werden. [44]

Aufgrund der getroffenen Vereinfachungen ist das Ergebnis der DC-Lastflussberechnung nicht exakt. Dennoch liefert das Verfahren ausreichend genaue und damit brauchbare Ergebnisse. In realen Hoch- und Höchstspannungsnetzen beträgt die maximale durchschnittliche Abweichung der berechneten Lastflüsse von der exakten Lösung 5%, wobei für einzelne Leitungen gelegentlich höhere Abweichungen auftreten können [46]. Werden Phasenschiebertransformatoren im System berücksichtigt, bringen diese eine zusätzliche Abweichung mit sich. Diese ist verhältnismäßig gering, steigt aber mit dem Winkel an und erreicht bei maximalem Phasenwinkel Werte von bis zu 5% [47].

Alle Berechnungen finden im p.u.-System (*per unit*) statt. Als Bezugsspannung wird die Nennspannung der entsprechenden Spannungsebene gewählt, die Bezugsscheinleistung wird mit 100 MVA festgesetzt.

3.2.1 Annahmen und Vereinfachungen des DC-Lastfluss

Die grundlegenden Annahmen der DC-Lastflussberechnung lauten [44], [48]:

- Die Übertragungswinkel ϑ, also die Differenzen der Spannungswinkel zweier benachbarter Knoten, sind klein. Daraus folgt:

$$\sin(\vartheta) \approx \vartheta \tag{4}$$

$$\cos(\vartheta) \approx 1 \tag{5}$$

- Leitungsverluste werden vernachlässigt, d.h. sämtliche Leitungen verfügen lediglich über eine Längsreaktanz x_{L}, aber keinen Wirkwiderstand r_{L}. Dies ist zulässig, da im Übertragungsnetz der induktive Anteil der Leitungsimpedanz überwiegt. Für alle Leitungen gilt:

$$x_{\mathrm{L}} \gg r_{\mathrm{L}} \tag{6}$$

- Im Netz herrscht ein flaches Spannungsprofil. Das bedeutet alle Amplituden der Knotenspannungen sind identisch. Für alle Knoten gilt:

$$u_{\mathrm{N}} = 1\ \mathrm{p.u.} \tag{7}$$

3.2.2 DC-Lastflussberechnung ohne Lastflussregelung

In der Fachliteratur finden sich verschiedenste Varianten zur Formulierung des DC-Lastflusses. Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit angewandte Formulierung orientiert sich an [48].

Zur Veranschaulichung der Formeln und Gleichungen in diesem Kapitel folgt in Kapitel 3.5 ein praktisches Berechnungsbeispiel an einem fiktiven Netz.

Das elektrische Netzwerk wird als gerichteter Graph betrachtet. Jedem Zweig wird eine Richtung vorgegeben, das heißt Start- und Endpunkt werden willkürlich definiert. Zweige können nicht nur Freileitungen oder Kabel sein. Auch Transformatoren, Schalter und Netzäquivalente werden als Zweig modelliert. Netzäquivalente sind beispielsweise reduzierte Verteilnetze. Diese Netze sind durch Verfahren der Netzreduktion auf nur einen verbleibenden Zweig reduziert worden. Die Knoten des Modells spiegeln Umspannwerke oder sonstige Netzknoten wider. Sowohl die Knoten als auch die Zweige werden beliebig und eindeutig nummeriert. Die DC-Lastflussgleichungen sind hinsichtlich der Leistungsbilanz der Knoten linear abhängig [48]. Um das System lösbar zu machen, wird ein Knoten des Netzwerks als Bezugsknoten gewählt, auch Slack-Knoten oder Bilanzknoten genannt. Dieser wird in späteren Berechnungsschritten aus den Gleichungen entfernt.

Die Topologie des Netzes wird durch die Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix $\mathbf{A}$ beschrieben. Für ein Netz mit vier Knoten und zwei Zweigen wird diese wie folgt aufgebaut:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{1,1} & a_{1,2} & a_{1,3} \\ a_{2,1} & a_{2,2} & a_{2,3} \end{bmatrix} \tag{8}$$

Der erste tiefgestellte Index jedes Elements in (8) ist der Zeilenindex, er beschreibt den entsprechenden Zweig. Der zweite Index, der Spaltenindex, beschreibt den entsprechenden Knoten. Der Bezugsknoten ist in der Matrix nicht enthalten, die zugehörige Spalte entfällt somit. Demnach ergibt sich für ein Netzwerk mit L Zweigen und N Knoten eine Dimension der Matrix von $L \times (N-1)$.

Für die Elemente der Matrix gilt:

$$a_{\mathrm{l,n}} = \begin{cases} +1, & \text{Zweig } l \text{ beginnt in Knoten } n \\ -1, & \text{Zweig } l \text{ endet in Knoten } n \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \tag{9}$$

Neben der Inzidenzmatrix ist es für die Berechnung auch erforderlich, die Impedanzen der Leitungen zu berücksichtigen. Entsprechend der Annahmen des DC-Lastflusses (Kapitel 3.2.1) sind hierbei die Suszeptanzen (d.h. Blindleitwerte) der Zweige ausreichend. Diese werden in einer Diagonalmatrix $\mathbf{B}_\mathrm{d}$ zusammengefasst, das heißt alle Elemente abseits der Hauptdiagonale sind 0. Für ein Netzwerk mit L Zweigen gilt:

$$\mathbf{B}_\mathrm{d} = -\mathrm{diag}[b_1, b_2, \dots, b_L] = \begin{bmatrix} -b_1 & & & \\ & -b_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & -b_\mathrm{L} \end{bmatrix} \tag{10}$$

Da es sich bei den Leitungen um Induktivitäten handelt, sind die Vorzeichen der Suszeptanzen negativ. Durch das negative Vorzeichen in (10) werden die Elemente der Diagonalmatrix $\mathbf{B_d}$ positiv.

In weiterer Folge kann die $\mathbf{PTDF}$-Matrix (*Power Transfer Distribution Factors*) wie folgt berechnet werden:

$$\mathbf{PTDF} = \mathbf{B}_\mathrm{d} \cdot \mathbf{A} \cdot (\mathbf{A}^\mathbf{T} \cdot \mathbf{B}_\mathrm{d} \cdot \mathbf{A})^{-1} \tag{11}$$

Damit wird der lineare Zusammenhang zwischen den Knotenleistungen $\mathbf{p}_\mathrm{N}$ und den Wirkleistungsflüssen der Zweige $\mathbf{p}_\mathrm{L}$ beschrieben [48]:

$$\mathbf{p}_\mathrm{L} = \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{N} \tag{12}$$

Die Dimension der berechneten $\mathbf{PTDF}$-Matrix lautet $L \times (N-1)$. Um ein Übereinstimmen der Nummerierung der einzelnen Knoten mit dem jeweiligen Spaltenindex zu gewährleisten, wird nach der Berechnung an der Stelle des Bezugsknotens eine zusätzliche Null-Spalte eingefügt. Die resultierende Matrix hat somit eine Dimension von $L \times N$. Die Zeilen der Matrix beschreiben somit die Zweige des

Netzwerks, während die Spalten die Knoten widerspiegeln. Zur Veranschaulichung sei an dieser Stelle an das Berechnungsbeispiel in Kapitel 3.5 verwiesen.

Der Vektor der Knotenleistungen $\mathbf{p}_\mathrm{N}$ wird aus den Erzeugungsleistungen $\mathbf{p}_\mathrm{Gen}$ und Lasten $\mathbf{p}_\mathrm{Last}$ aller Knoten berechnet:

$$\mathbf{p}_\mathrm{N} = \mathbf{p}_\mathrm{Gen} + \mathbf{p}_\mathrm{Last} = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_\mathrm{N} \end{bmatrix} \tag{13}$$

Für die Knotenleistungen gilt das Erzeugerbezugssystem (EBS). Von Erzeugern eingespeiste Leistungen sind somit positiv. Von Lasten verbrauchte Leistungen sind negativ.

Für die mit (12) berechneten Zweigflüsse gelten folgende Vorzeichen: Leistungsflüsse in die gewählte Richtung des Zweiges sind positiv, Flüsse gegen die Richtung sind negativ.

Auch für den Bezugsknoten ist im Vektor $\mathbf{p}_\mathrm{N}$ eine Knotenleistung vorzugeben. Dieser Wert dient aber nur dazu, um die richtige Dimension des Vektors für die Multiplikation mit der $\mathbf{PTDF}$-Matrix sicherzustellen. Der Wert wird aufgrund der Null-Spalte in der $\mathbf{PTDF}$-Matrix in der Berechnung nicht berücksichtigt. Die tatsächliche Knotenleistung am Bezugsknoten ergibt sich aus der Berechnung und stellt eine ausgeglichene Leistungsbilanz im Netzwerk sicher [44].

3.2.3 Erweiterung um eingebettete HGÜ-Leitungen

Die Berücksichtigung von eingebetteten HGÜ-Leitungen im DC-Lastflussmodell ist vergleichsweise einfach. Technische Parameter wie Betriebsspannung, Umrichtertechnik oder Leitungslänge sind für die Lastflussberechnung nicht relevant. Lediglich Start- und Endpunkt der Leitung sowie die Übertragungsleistung sind erforderlich, um HGÜ-Leitungen in ein Netzmodell zu integrieren. Start- und Endpunkt wirken dann wie gekoppelte Einspeiser bzw. Verbraucher mit gleicher Leistung aber entgegensetzten Vorzeichen, die Verluste werden vernachlässigt.

Wie auch im vorhergehenden Abschnitt basiert die folgende mathematische Beschreibung auf [48], zur Veranschaulichung folgt ein Berechnungsbeispiel in Kapitel 3.5.

Um die Lage von Start- und Endpunkt der Leitungen im Netzwerk zu definieren, wird eine Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix $\mathbf{A}_\mathrm{DC}$ für HGÜ-Leitung aufgestellt. Dabei gelten die gleichen Regeln wir für die übrigen Zweige, also analog zu Gleichung (8) und (9). Demnach ergibt sich für ein Netzwerk mit L_DC HGÜ-Leitungen und N Knoten eine Dimension der Matrix von $L_\mathrm{DC} \times N$.

Aus der Inzidenzmatrix $\mathbf{A}_\mathrm{DC}$ und der bereits bekannten $\mathbf{PTDF}$-Matrix kann die $\mathbf{DCDF}$-Matrix (*Direct Current Distribution Factors*) berechnet werden:

$$\mathbf{DCDF} = -\mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{A}_\mathrm{DC}^\mathrm{T} \tag{14}$$

Diese beschreibt den Einfluss von (regelbaren) Lastflüssen der HGÜ-Leitungen auf die Lastflüsse der übrigen Zweige. Das Konzept entspricht damit dem Konzept der $\mathbf{PTDF}$-Matrix. [48]

Die $\mathbf{DCDF}$-Matrix hat eine Dimension von $L \times L_{\mathrm{DC}}$, wobei L der Anzahl an Netzwerkzweigen (ohne HGÜ-Leitungen) entspricht.

Die Lastflüsse beziehungsweise Leistungen der HGÜ-Leitungen sind bekannt und werden im Vektor $\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}}$ zusammengefasst. Die Anzahl der HGÜ-Leitungen im Netzwerk entspricht also der Anzahl der Elemente des Vektors. Wenn eine Leistung von Start- zu Endpunkt der Leitung übertragen wird, ist diese Leistung positiv, im umgekehrten Fall negativ.

Mit diesen Informationen können die Lastflüsse in einem Netzwerk mit eingebetteten HGÜ-Leitungen wie folgt berechnet werden:

$$\mathbf{p}_{\mathrm{L}} = \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} + \mathbf{DCDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} \tag{15}$$

Der Vektor $\mathbf{p}_{\mathrm{L}}$ enthält die Leistungen aller Zweige, mit Ausnahme der Leistungen der HGÜ-Leitungen, da diese bereits bekannt, beziehungsweise vorgegeben sind.

3.2.4 Erweiterung um Phasenschiebertransformatoren

Die nachfolgende Integration von Phasenschiebertransformatoren (PST) basiert ebenfalls auf [48] und ist zur Veranschaulichung im Berechnungsbeispiel in Kapitel 3.5 enthalten.

Um die Auswirkungen der PST auf das Netz zu untersuchen, ist die $\mathbf{PSDF}$-Matrix (*Phase Shifter Distribution Factors*) zu berechnen:

$$\mathbf{PSDF} = \mathbf{B}_{\mathrm{d}} - (\mathbf{B}_{\mathrm{d}} \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{B}_{\mathrm{d}} \cdot \mathbf{A})^{-1} \cdot (\mathbf{B}_{\mathrm{d}} \cdot \mathbf{A})^{\mathrm{T}} = \mathbf{B}_{\mathrm{d}} - \mathbf{PTDF} \cdot (\mathbf{B}_{\mathrm{d}} \cdot \mathbf{A})^{\mathrm{T}} \tag{16}$$

Das Konzept der $\mathbf{PSDF}$-Matrix funktioniert nach demselben Prinzip wie die bereits bekannten Matrizen $\mathbf{PTDF}$ und $\mathbf{DCDF}$. Ihre Elemente beschreiben den (zusätzlichen) Lastfluss eines Zweigs in p.u. pro Winkeländerung des PST in Radianten. Ein positiver Winkel führt dabei zu einer positiven Änderung der Leistung. Bei L Zweigen hat die Matrix eine Dimension von $L \times L$.

Die beschriebene $\mathbf{PSDF}$-Matrix basiert auf der Annahme, dass alle Zweige über einen PST verfügen. In realen Energienetzen ist dies meist nicht der Fall und die Winkeländerung des Zweiges ist konstant Null. Die Spalten der Zweige ohne PST können also aus der Matrix entfernt werden. Bei L Zweigen, wobei davon L_{PST} Zweige mit einem PST ausgestatten sind, kann die Matrix somit auf Dimension $L \times L_{\mathrm{PST}}$ reduziert werden. [49]

Alternativ kann die reduzierte $\mathbf{PSDF}$-Matrix auch direkt nach folgendem Schema berechnet werden:

$$\mathbf{PSDF} = \mathbf{B}_{\mathrm{d,red}} - \mathbf{PTDF} \cdot \left(\mathbf{B}_{\mathrm{d,PST}} \cdot \mathbf{A}_{\mathrm{PST}}\right)^{\mathrm{T}} \tag{17}$$

Die Matrix $\mathbf{B}_{\mathrm{d,red}}$ enthält dabei alle Spalten der Diagonalmatrix $\mathbf{B}_{\mathrm{d}}$ aus Gleichung (10), welche einem PST-Zweig zugeordnet sind. Die übrigen Spalten von $\mathbf{B}_{\mathrm{d}}$ werden gestrichen.

Die Matrix $\mathbf{A}_{\mathrm{PST}}$ kann als Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix der PST interpretiert werden. Sie enthält alle Zeilen von $\mathbf{A}$, welche einem PST-Zweig entsprechen. Die übrigen Zeilen von $\mathbf{A}$ werden gestrichen.

$\mathbf{B}_{\mathrm{d,PST}}$ ist die Diagonalmatrix der Suszeptanzen der PST-Zweige. Diese wird analog zu $\mathbf{B}_{\mathrm{d}}$ gebildet, wobei lediglich die PST-Zweige berücksichtigt werden.

Die (regelbaren) Winkeländerungen aller PST werden in einem Vektor $\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}$ zusammengefasst. Im reduzierten Fall bestimmt die Anzahl der PST im Netz die Anzahl der Elemente des Vektors. Ansonsten entspricht die Größe des Vektors der Anzahl aller Zweige im Netz.

Abschließend können die Lastflüsse in einem elektrischen Energienetz mit eingebetteten HGÜ-Leitungen sowie Phasenschiebertransformatoren durch Kombination aller Elemente berechnet werden:

$$\mathbf{p}_{\mathrm{L}} = \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} + \mathbf{DCDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}} \tag{18}$$

3.3 Lineare Optimierung der Betriebspunkte lastflussregelnder Elemente im Netzbetrieb

Durch die Regelbarkeit von Phasenschiebern und eingebetteten HGÜ-Leitungen besteht die Möglichkeit, Lastflüsse im Netz gezielt zu beeinflussen. Um die genannten Betriebsmittel optimal einzusetzen, wird ein mathematisches Optimierungsproblem definiert. Dank der Linearität der DC-Lastflussberechnung kann ein lineares Optimierungsmodell aufgestellt werden. Diese Form von Optimierungsaufgaben ist auch als lineare Programmierung (LP) bekannt und auch abseits technischer Problemstellungen weit verbreitet. Beispiele sind etwa wirtschaftliche Aufgabenstellungen oder Probleme aus den Bereichen Produktion und Transport. Entscheidende Vorteile des Verfahrens sind seine Einfachheit sowie die Verfügbarkeit von zuverlässigen numerischen Lösungsalgorithmen. [50]

Lineare Optimierungsprobleme zielen darauf ab, das globale Minimum oder Maximum einer gegebenen Zielfunktion zu finden. Dabei hängt die Zielfunktion linear von veränderlichen Optimierungsvariablen ab. Diese Variablen können aber nicht beliebig gewählt werden, sondern unterliegen linearen Nebenbedingungen. [51]

In der einschlägigen Literatur, siehe beispielsweise [50] und [51], wird das lineare Optimierungsproblem meist wie nachfolgend gezeigt definiert.

Minimiert wird die Zielfunktion:

$$\mathbf{x}^* = \min_{\mathbf{x}}\{\mathbf{f}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{x}\} \tag{19}$$

Unter der Einhaltung der Ungleichheitsnebenbedingungen und Grenzen der Optimierungsvariablen $\mathbf{x}$:

$$\mathbf{A}_{\mathrm{ineq}} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_{\mathrm{ineq}} \tag{20}$$

$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max} \tag{21}$$

Die Nebenbedingungen sind dabei nicht auf Ungleichheitsnebenbedingungen beschränkt, es können auch Gleichheitsnebenbedingungen vorliegen.

Der Hauptgrund für die Wahl eines linearen Optimierungsverfahrens im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist die Schnelligkeit des Verfahrens. Bei der Untersuchung elektrischer Netze muss meist eine Vielzahl von Szenarien betrachtet werden, beispielsweise Erzeugung und Last im Netzgebiet für jede Stunde eines gesamten Jahres. In diesem Fall würden sich 8.760 Berechnungsdurchläufe ergeben. Die Dauer einer einzelnen Berechnung ist daher von entscheidender Bedeutung. Eine andere Anwendung wäre das Abschalten einzelner Netzelemente, um etwa Leitungsausfälle zu simulieren. Reale Netze mit einer sehr großen Anzahl von Zweigen und Knoten führen zu dementsprechend großen Datenmengen, die einen starken Einfluss auf die Geschwindigkeit der Lösungsfindung haben.

Wahl der Optimierungsvariablen

Für elektrische Energienetze mit regelbaren Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Leitungen mit variabler Leistung setzt sich der Vektor der Optimierungsvariablen $\mathbf{x}$ aus den Winkeländerungen der Phasenschieber $\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}$ und der Leistungen der HGÜ-Leitungen $\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}}$ zusammen. Um die PST-Winkel in einem späteren Schritt in der Zielfunktion korrekt berücksichtigen zu können, wird jeder PST in ein Element mit positiver Winkeländerung $\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{+}$ und ein Element mit negativer Winkeländerung $\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{-}$ aufgeteilt.

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{+} \\ \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{-} \\ \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} \end{bmatrix} \tag{22}$$

Grenzen der Optimierungsvariablen

Die Grenzen der Optimierungsvariable stellen sicher, dass die Betriebsgrenzen der PST-Aussteuerung $\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,min}}$ und $\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,max}}$ eingehalten werden. Zusätzlich wird die Aufteilung der PST-Aussteuerung in einen positiven und einen negativen Teil sichergestellt. Auch die maximale Leistung der HGÜ-Leitungen $\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC,max}}$ wird festgelegt. Die maximale Leistung wird für positive und negative Richtung gleich gewählt.

$$\mathbf{x}_{\mathrm{min}} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,min}} \\ -\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC,max}} \end{bmatrix}; \qquad \mathbf{x}_{\mathrm{max}} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,max}} \\ \mathbf{0} \\ +\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC,max}} \end{bmatrix} \tag{23}$$

Wahl der Zielfunktion

Als Zielfunktion wird eine fiktive Kostenfunktion $\mathbf{f}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{x}$ herangezogen. Dabei wird der PST-Einsatz mit Strafkosten belegt, um die Winkeländerung der Phasenschieber tendenziell gering zu halten und unnötige Aussteuerungen zu vermeiden. Die Minimierungsaufgabe ergibt nur dann Sinn, wenn die Kosten für den PST-Einsatz positiv sind, unabhängig davon, ob die Winkeländerung positiv oder negativ ist. Daher wird neben der Optimierungsvariable (22) auch die Kostenfunktion (24) in einen positiven und negativen Teil aufgeteilt, um die resultierenden Kosten des PST-Einsatzes stets positiv zu halten. Der absolute Wert der Kosten für die Regelung ist für jeden PST gleich und spielt damit für die Optimierung keine Rolle, der Einfachheit halber wir für jedes Element von $\mathbf{c}_{\mathrm{PST}}$ in (24) ein Wert von +1 pro Radiant gewählt. Die Anzahl der Elemente des Kostenvektors $\mathbf{c}_{\mathrm{PST}}$ entspricht der Anzahl der Phasenschieber im Netzwerk. [16]

Die Leistungen der HGÜ-Leitungen werden nicht als Kosten berücksichtigt, um deren Einsatz nicht künstlich einzuschränken und den Bau der teuren Leitungen damit ungerechtfertigt als unrentabel erscheinen zu lassen. Vereinfach ausgedrückt wurden die Leitungen gebaut, um auch entsprechend ihrer Spezifikationen ausgelastet zu werden. Eine Minimierung ihres Einsatzes im Modell würde damit nicht der Realität entsprechen. In der Kostenfunktion (24) wird daher an Stelle von HGÜ-Kosten der Nullvektor eingesetzt.

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} +\mathbf{c}_{\mathrm{PST}} \\ -\mathbf{c}_{\mathrm{PST}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \tag{24}$$

Bestimmung der Nebenbedingungen

Die Nebenbedingungen haben die Aufgabe, die Einhaltung der Netzrestriktionen zu garantieren. Sie stellen sicher, dass keine Leitung stärker belastet wird, als ihre maximale Zweigleistung es physikalisch oder netzsicherheitstechnisch zulässt.

Ausgangspunkt zur Bestimmung der Nebenbedingungen ist die DC-Lastflussgleichung (18). Den Zweigleistungen wird ein frei wählbarer Proportionalitätsfaktor k_L hinzugefügt, um die maximale Auslastung der Leitungen beliebig festlegen zu können. Ein Faktor k_L von 0,7 entspricht dabei einer maximalen Auslastung der Zweige mit 70% der maximalen Zweigleistungen $\mathbf{p}_\mathrm{L,max}$.

Auch die Richtung der Lastflüsse muss berücksichtigt werden. Alle Leistungsflüsse sind bidirektional möglich, das heißt sie können sowohl in positiver Richtung als auch in negativer Richtung auftreten. Zuerst werden positive Lastflüsse berücksichtigt:

$$\mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{N} + \mathbf{DCDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{L,DC} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{+} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{-} \leq k_\mathrm{L} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{L,max} \tag{25}$$

Im Gegensatz zur DC-Lastflussgleichung (18), wurde (25) um die Aufteilung in positive und negative PST-Aussteuerung ergänzt. Durch Umformen der Ungleichung kann die gewünschte Standardform des linearen Optimierungsproblems erreicht werden:

$$[\mathbf{PSDF} \quad \mathbf{PSDF} \quad \mathbf{DCDF}] \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{+} \\ \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{-} \\ \mathbf{p}_\mathrm{L,DC} \end{bmatrix} \leq k_\mathrm{L} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{L,max} - \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{N} \tag{26}$$

Für Lastflüsse in negativer Richtung, also gegen den gewählten Richtungssinn eines Zweigs, gilt:

$$\mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{N} + \mathbf{DCDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{L,DC} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{+} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{-} \geq -k_\mathrm{L} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{L,max} \tag{27}$$

Umgeformt in Standardform lauten die Nebenbedingungen:

$$-[\mathbf{PSDF} \quad \mathbf{PSDF} \quad \mathbf{DCDF}] \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{+} \\ \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{-} \\ \mathbf{p}_\mathrm{L,DC} \end{bmatrix} \leq k_\mathrm{L} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{L,max} + \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{N} \tag{28}$$

Abschließend werden die Bedingungen für positive (26) und negative (28) Lastflüsse zusammengefasst:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{PSDF} & \mathbf{PSDF} & \mathbf{DCDF} \\ -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{DCDF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{+} \\ \boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}^{-} \\ \mathbf{p}_\mathrm{L,DC} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} k_\mathrm{L} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{L,max} - \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{N} \\ k_\mathrm{L} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{L,max} + \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_\mathrm{N} \end{bmatrix} \tag{29}$$

Um Speicherplatz bei der computergestützten Lösung des Problems zu sparen, sind in jedem Fall die reduzierten Varianten von $\mathbf{PSDF}$ und $\boldsymbol{\alpha}_\mathrm{L}$ in das Modell zu integrieren.

Sofern gewünscht, können einzelne Zweige aus den Nebenbedingungen entfernt werden. Dazu ist die entsprechende Zeile des Zweigs aus (29) zu streichen. Allfällige Überlastungen des Zweigs, beziehungsweise des dort installierten Netzelements, werden somit nicht weiter berücksichtigt.

Kompakt zusammengefasst lautet das Optimierungsproblem:

Gesucht wird das globale Minimum:

$$\mathbf{x}^* = \min_{\mathbf{x}}\{\mathbf{f}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{x}\}$$

unter Berücksichtigung von:

$$\mathbf{A}_{\mathrm{ineq}} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_{\mathrm{ineq}}$$

$$\mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}$$

wobei gilt:

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} +\mathbf{c}_{\mathrm{PST}} \\ -\mathbf{c}_{\mathrm{PST}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{+} \\ \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{-} \\ \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} \end{bmatrix} \tag{30}$$

$$\mathbf{x}_{\min} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,min}} \\ -\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC,max}} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{x}_{\max} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,max}} \\ \mathbf{0} \\ +\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC,max}} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{A}_{\mathrm{ineq}} = \begin{bmatrix} \mathbf{PSDF} & \mathbf{PSDF} & \mathbf{DCDF} \\ -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{DCDF} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{b}_{\mathrm{ineq}} = \begin{bmatrix} k_{\mathrm{L}} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} - \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} \\ k_{\mathrm{L}} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} + \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} \end{bmatrix}$$

Als oberstes Ziel bei der Bestimmung der Betriebspunkte der Netzelemente wird eine minimale Auslastung der Leitungen des Netzwerks angestrebt. Dadurch sollen Leitungsüberlastungen, welche etwa durch Schwankungen in der Erzeugungs- oder Lastsituation hervorgerufen werden können, vermieden werden. Zuerst wird eine Berechnung mit einer geringen maximalen Auslastung der Leitungen durchgeführt. Ist das Problem unter Berücksichtigung dieser Grenzen lösbar, findet der Optimierer die entsprechenden Betriebspunkte, wobei der PST-Einsatz, wie in der Zielfunktion (24) gefordert, so gering wie möglich gehalten wird. Der Einsatz der HGÜ-Leitungen unterliegt wie bereits beschrieben keiner Einschränkung innerhalb der Betriebsgrenzen.

Sollte das Problem nicht lösbar sein, das heißt die geforderte maximale Auslastung wird in mindestens einem Element überschritten, wird die maximal zulässige Auslastung erhöht und die Berechnung mit neuen Nebenbedingungen erneut durchgeführt. Dieser Vorgang wird so lange durchgeführt, bis eine Lösung gefunden wird, oder das Problem manuell abgebrochen wird.

Abbildung 19 zeigt ein Flussdiagramm dieses Berechnungsvorgangs. Als Startwert sind beispielhaft 70% Leitungsauslastung gewählt[2], wobei dieser Wert mit jedem Schritt um 5% erhöht wird. Diese Werte sind aber nur als Richtwerte zu betrachten und können, sofern notwendig, einfach an die jeweilige Problemstellung angepasst werden.

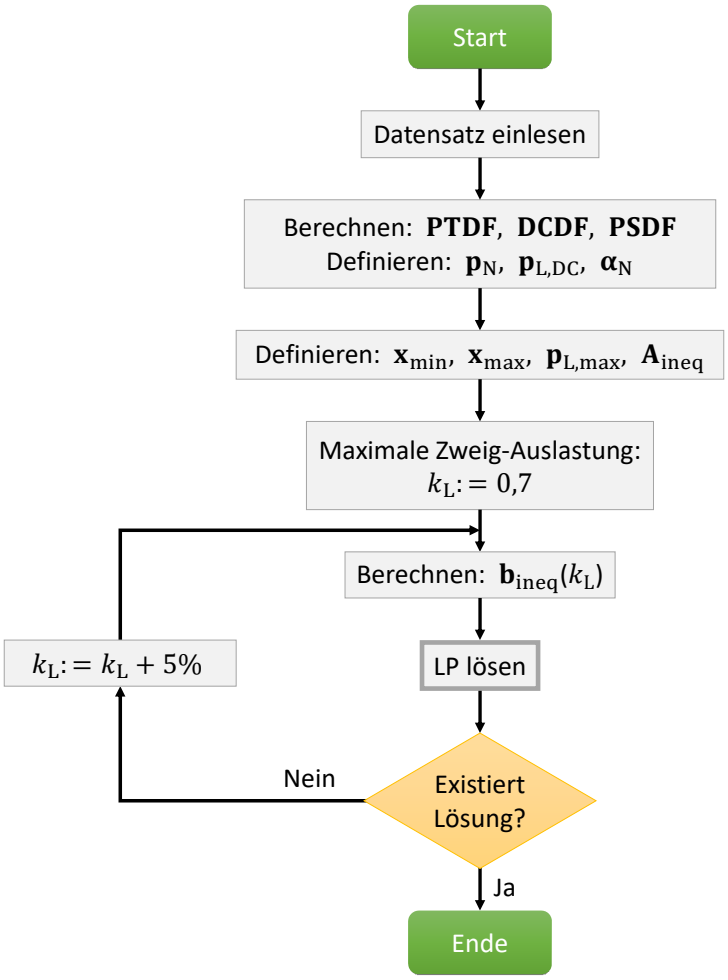

Abbildung 19: Flussdiagramm des Optimierungsmodells

Der Berechnungsvorgang wird in der numerischen Berechnungssoftware MathWorks MATLAB® [43] durchgeführt. Zur Lösung des linearen Optimierungsproblems kommt der duale Simplexalgorithmus [52] zur Anwendung.

In der Berechnung kommt eine zusätzliche MATLAB-Funktion zum Einsatz, die nicht in Abbildung 19 dargestellt ist. Unter der Verwendung des Algorithmus von Tarjan [53] werden die zusammenhängenden Komponenten des Graphs, welcher das elektrische Netzwerk repräsentiert, gefunden. Sollte es im Netzwerk Knoten geben, die nicht mit dem restlichen Netzwerk in Verbindung stehen, werden diese nicht weiter berücksichtigt. In der Praxis sind diese Knoten auch kein Teil des Synchrongebiets, da es keine leitfähige Verbindung zu ihnen gibt.

[2] Typischerweise liegt die (n-1)-Grenze einer Leitung in der Nähe von 70% der thermischen Grenze.

3.4 Erweiterter Optimierungsalgorithmus mit Berücksichtigung von Überlastungen

Der zuvor vorgestellte Algorithmus eignet sich nur bedingt zur Optimierung von realen Netzwerken. So wurden bisher etwa Überlastungen von Leitungen, welche nicht durch lastflusssteuernde Elemente beeinflussbar sind, nicht ausreichend berücksichtigt. Dies kann etwa bei Stichleitungen zu großen Erzeugungseinheiten der Fall sein. Ein weiterer Grund für problematische Überlastungen können Modellierungsfehler oder fehlerhafte Datensätze des Netzes sein.

Treten derartige Überlastungen ein, werden für die Lösbarkeit des Optimierungsproblems sehr hohe Werte für den Proportionalitätsfaktor k_{L} notwendig. Da dieser Faktor für alle Leitungen identisch ist, wird die maximale Auslastung aller Leitungen sehr hoch angesetzt. Damit lässt der Algorithmus Überlastungen für jedes Netzwerkelement zu und es gibt keinen Anreiz, die Auslastungen der Leitungen gering zu halten. Der Algorithmus kann seine Aufgabe in diesen Fällen nicht zufriedenstellend erfüllen, somit ist eine Anpassung des Berechnungsmodells unumgänglich.

Um diesem Problem entgegenzuwirken, werden überlastete Leitungen in weiterer Folge von nicht überlasteten Leitungen entkoppelt und fiktive Strafkosten für Überlastungen von Leitungen definiert:

- Im Grundzustand nicht überlastete Leitungen dürfen durch lastflusssteuernde Maßnahmen nicht überlastet werden (Ungleichheitsnebenbedingung).
- Im Grundzustand überlastete Leitungen sollen durch lastflusssteuernde Maßnahmen möglichst weit entlastet werden (Gleichheitsnebenbedingung und Minimierung der Zielfunktion).

Durch die Entkoppelung von überlasteten und nicht überlasteten Leitungen bestehen die in Gleichung (31) bis (33) genutzten Matrizen $\mathbf{PTDF}$, $\mathbf{DCDF}$ und $\mathbf{PSDF}$ lediglich aus den Elementen der überlasteten Leitungen. Alle übrigen Zeilen der Matrizen werden entfernt. Dasselbe gilt für die in den Gleichungen vorkommenden Vektoren.

Zuerst wird eine DC-Lastflussberechnung ohne lastflusssteuernde Elemente durchgeführt, um die vorliegenden Überlastungen festzustellen. Eine Überlastung ist gegeben, wenn der Betrag der relativen Auslastung einer Leitung größer als 100% ist. Die Berechnungen im Rahmen der vorliegenden Arbeit haben ergeben, dass die problematischen Leitungen bei dem verwendeten Netzmodell bereits in diesem Berechnungsfall eindeutig identifiziert werden können. Im Allgemeinen sollte dieser Schritt stets vor Ausführung der Optimierung auf seine Plausibilität geprüft werden. Darüber hinaus kann es sinnvoll sein, nicht beeinflussbare Leitungen aus dem Modell zu entfernen. Mehr Details zu diesem Thema und sonstigen möglicherweise auftretenden Problemen geben die Kapitel 4.2 und 4.3.

Für jeden positiv überlasteten Zweig wird eine zusätzliche Optimierungsvariable definiert. Diese werden im Vektor $\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{+}$ zusammengefasst.

$$\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{+} = \mathbf{p}_{\mathrm{L}} - \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} = \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} + \mathbf{DCDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{+} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{-} - \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} \tag{31}$$

Da dies nur für positive Überlastungen gilt, muss $\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{+} > \mathbf{0}$ sein. Die obere Grenze spielt für diese Variable nur eine untergeordnete Rolle und wird hier willkürlich als $\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{+} \leq 10 \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}}$ gewählt.

Für negative Überlastungen gilt:

$$\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{-} = \mathbf{p}_{\mathrm{L}} + \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} = \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} + \mathbf{DCDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{+} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{-} + \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} \tag{32}$$

Die Grenzen lauten $\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{-} < \mathbf{0}$ und $\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{-} \geq -10 \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}}$.

Die Optimierungsvariablen in $\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{+}$ und $\mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{-}$ werden in der Kostenfunktion mit entsprechenden Strafkosten $+\mathbf{c}_{\mathrm{OL}}$ und $-\mathbf{c}_{\mathrm{OL}}$ versehen. Diese sind höher als die Kosten des PST-Einsatzes zu wählen, da das Vermeiden von Überlastungen eine höhere Priorität als das Minimieren des PST-Einsatzes hat.

Aus (31) und (32) können die zusätzlichen Gleichheitsnebenbedingungen für das Optimierungsmodell abgeleitet werden:

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{DCDF} & \mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{+} & \mathbf{0} \\ -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{DCDF} & \mathbf{0} & \mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{-} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{+} \\ \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{-} \\ \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} \\ \mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{+} \\ \mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{-} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} - \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} \\ \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} + \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} \end{bmatrix} \tag{33}$$

$\mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{+}$und $\mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{-}$ verknüpfen die Optimierungsvariablen der Leitungsüberlastungen mit den Lastfluss-gleichungen. Die Zeilen entsprechen den überlasteten Zweigen des Netzwerks. Die Spalten entsprechen den Optimierungsvariablen der Überlastungen. Wenn die erste Überlastungsvariable eine Überlastung des ersten Zweigs widerspiegelt, ist das Element der ersten Zeile und ersten Spalte +1, alle anderen Elemente dieser Zeile und Spalte sind null. Dies gilt sowohl für positive als auch für negative Überlastungen. Bei POL positiv überlasteten Leitungen und NOL negativ überlasteten Leitungen, hat die Matrix $\mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{+}$ eine Dimension von $POL \times POL$. Dementsprechend hat $\mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{-}$ eine Dimension von $NOL \times NOL$. Da im vorliegenden Fall die Zeilen aller nicht überlasteten Leitungen entfernt wurden, entsprechen $\mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{+}$ und $\mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{-}$ der Einheitsmatrix.

Die Anzahl der Gleichheitsnebenbedingungen beträgt $NOL + POL$. Die Zeilenindizes der positiven Überlastungen gelten für die erste Zeile in (33), für die negativen gilt die zweite Zeile. Zu den Indizes der negativen Überlastungen muss also die Gesamtzahl der positiv überlasteten Zweige addiert werden.

Die Ungleichheitsnebenbedingungen bleiben im Allgemeinen unverändert und entsprechen den Bedingungen des Optimierungsmodells wie in (30) gezeigt. Lediglich die Obergrenzen der überlasteten Leitungen werden an den Ausgangszustand angepasst, um eine Verschlechterung zu vermeiden und die Leitungen vom übrigen Netzwerk zu entkoppeln. Um dies zu realisieren werden die entsprechenden Zeilen in $\mathbf{b}_{\mathrm{ineq}}$ gleich null gesetzt. Dies bedeutet, dass der Lastfluss auf positiv überlasteten Leitungen durch den Einsatz von PST und HGÜ-Leitungen nicht erhöht werden darf. Umgekehrtes gilt für negativ überlastete Leitungen.

Die Ziele der Optimierungsrechnung lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

1. Eine Verschlechterung von Überlastungen muss vermieden werden.
2. Sofern möglich, sollen vorhandenen Leitungsüberlastungen minimiert werden.
3. Alle Leitungen ohne Überlastung werden nach dem Schema aus Abbildung 19 optimiert.

Kompakt zusammengefasst lautet das erweiterte Optimierungsproblem:

Gesucht wird das globale Minimum:

$$\mathbf{x}^* = \min_{\mathbf{x}}\{\mathbf{f}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{x}\}$$

unter Berücksichtigung von:

$$\mathbf{A}_{\mathrm{ineq}} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_{\mathrm{ineq}}$$

$$\mathbf{A}_{\mathrm{eq}} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}_{\mathrm{eq}}$$

$$\mathbf{x}_{\mathrm{min}} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\mathrm{max}}$$

wobei gilt:

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} +\mathbf{c}_{\mathrm{PST}} \\ -\mathbf{c}_{\mathrm{PST}} \\ \mathbf{0} \\ +\mathbf{c}_{\mathrm{OL}} \\ -\mathbf{c}_{\mathrm{OL}} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{+} \\ \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}}^{-} \\ \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} \\ \mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{+} \\ \mathbf{x}_{\mathrm{OL}}^{-} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{x}_{\mathrm{min}} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,min}} \\ -\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC,max}} \\ \mathbf{0} \\ -10 \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{x}_{\mathrm{max}} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L,max}} \\ \mathbf{0} \\ +\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC,max}} \\ +10 \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \tag{34}$$

$$\mathbf{A}_{\mathrm{ineq}} = \begin{bmatrix} \mathbf{PSDF} & \mathbf{PSDF} & \mathbf{DCDF} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{DCDF} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{b}_{\mathrm{ineq}} = \begin{cases} \begin{bmatrix} k_{\mathrm{L}} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} - \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} \\ k_{\mathrm{L}} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} + \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} \end{bmatrix}, \forall \text{ Zweige ohne Überlastung} \\ \mathbf{0}, \quad \forall \text{ Zweige mit Überlastung} \end{cases}$$

$$\mathbf{A}_{\mathrm{eq}} = \begin{bmatrix} -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{DCDF} & \mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{+} & \mathbf{0} \\ -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{PSDF} & -\mathbf{DCDF} & \mathbf{0} & \mathbf{A}_{\mathrm{OL}}^{-} \end{bmatrix}, \forall \text{ Zweige mit Überlastung}$$

$$\mathbf{b}_{\mathrm{eq}} = \begin{bmatrix} \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} - \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} \\ \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} + \mathbf{p}_{\mathrm{L,max}} \end{bmatrix}, \forall \text{ Zweige mit Überlastung}$$

3.5 Anwendung der DC-Lastflussberechnung auf ein fiktives Netz

Zur Veranschaulichung der DC-Lastflussrechnung wird ein einfaches, fiktives Netzwerk herangezogen. Dieses besteht aus fünf Knoten sowie sechs Zweigen, wobei einer dieser Zweige mit einem (regelbaren) Phasenschiebertransformator ausgestattet ist. Zusätzlich ist eine HGÜ-Leitung mit variabler Übertragungsleistung installiert. Abbildung 20 stellt dieses Netzwerk schematisch dar. Knoten 5 ist der gewählte Bezugsknoten.

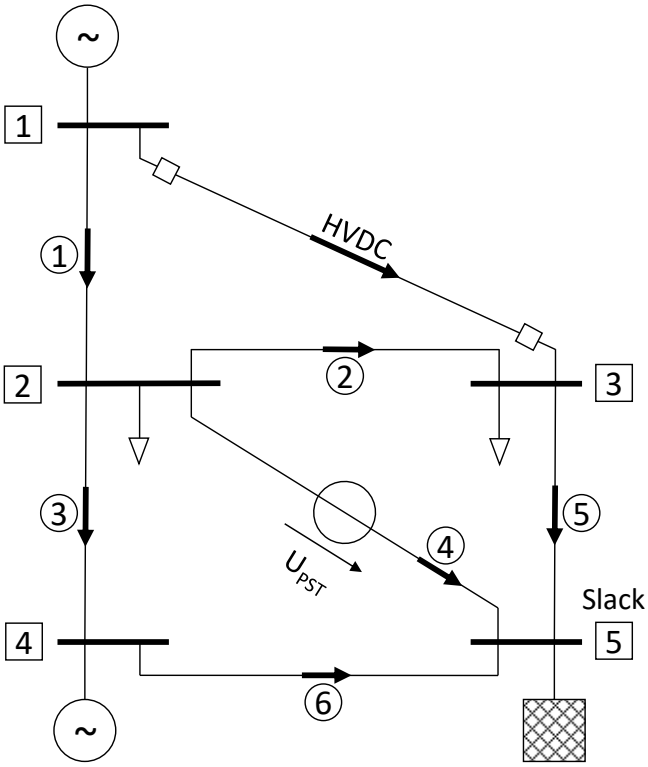

Abbildung 20: Beispielhaftes Netzwerk zum Test der Berechnungsalgorithmen

Zuerst wird die Zweig-Knoten-Inzidenzmatrix $\mathbf{A}$ aufgestellt. Der gewählte Bezugsknoten ist in der Inzidenzmatrix nicht enthalten.

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{35}$$

Der Einfachheit halber wurden die Suszeptanzen aller Zweige mit einem identischen Wert von -1 p.u. festgelegt. Diese werden in der Diagonalmatrix der Zweigsuszeptanzen $\mathbf{B}_\mathrm{d}$ zusammengefasst:

$$\mathbf{B}_\mathrm{d} = -\mathrm{diag}[b_1, b_2, \dots, b_6] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{36}$$

Aus $\mathbf{A}$ und $\mathbf{B}_\mathrm{d}$ kann anschließend die $\mathbf{PTDF}$-Matrix berechnet werden:

$$\mathbf{PTDF} = \mathbf{B}_\mathrm{d} \cdot \mathbf{A} \cdot (\mathbf{A}^\mathbf{T} \cdot \mathbf{B}_\mathrm{d} \cdot \mathbf{A})^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & -0{,}375 & 0{,}125 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & 0{,}125 & -0{,}375 \\ 0{,}5 & 0{,}5 & 0{,}25 & 0{,}25 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & 0{,}625 & 0{,}125 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & 0{,}125 & 0{,}625 \end{bmatrix} \tag{37}$$

Der berechneten $\mathbf{PTDF}$-Matrix wird eine Null-Spalte an der Stelle des Bezugsknotens hinzugefügt:

$$\mathbf{PTDF} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & -0{,}375 & 0{,}125 & 0 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & 0{,}125 & -0{,}375 & 0 \\ 0{,}5 & 0{,}5 & 0{,}25 & 0{,}25 & 0 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & 0{,}625 & 0{,}125 & 0 \\ 0{,}25 & 0{,}25 & 0{,}125 & 0{,}625 & 0 \end{bmatrix} \tag{38}$$

Ein Blick auf die berechnete $\mathbf{PTDF}$-Matrix lässt intuitiv Rückschlüsse auf die Netztopologie zu. Betrachtet man die erste Spalte von (38), findet man in der ersten Zeile den Wert 1. Dieses Element der Matrix beschreibt, welche Leistung über Zweig 1 fließt, wenn in Knoten 1 eine Leistung von 1 p.u. eingespeist wird, welche am Bilanzknoten vollständig abfließt. Da für Leitung 1 keine Vermaschung vorliegt (die HGÜ-Leitung wird in der $\mathbf{PTDF}$-Matrix nicht berücksichtigt), wird jede in Knoten 1 eingespeiste Leistung vollständig über Leitung 1 abtransportiert. Wenn der Pfad am Ende von Leitung 1 in Richtung Bezugsknoten weiterverfolgt wird, ist eine Parallelschaltung von Zweig 4 mit den in Serie geschalteten Zweigen 2 und 5, sowie den Zweigen 3 und 6 erkennbar. Die Leistung teilt sich auf, 50% werden über Zweig 4 transportiert, während die restliche Leistung aufgrund der doppelten Leitungsimpedanz zu je 25% auf die Parallelzweige aufgeteilt wird.

Wie in Abbildung 20 ersichtlich, ist an Knoten 1 und Knoten 4 jeweils eine Erzeugungseinheit angeschlossen. An Knoten 2 und Knoten 3 werden Leistungen durch Lasten verbraucht. Erzeugung und Last werden im Vektor der Knotenleistungen $\mathbf{p}_\mathrm{N}$ zusammengefasst. Der Vektor enthält auch einen beliebiger Leistungswert für den Bezugsknoten. Dieser ist frei wählbar und muss nicht korrekt sein, da er in der späteren Berechnung nicht berücksichtigt wird, siehe dazu auch Kapitel 3.2.2. Für das Beispiel werden die folgenden Knotenleistungen festgelegt:

$$\mathbf{p}_\mathrm{N} = \mathbf{p}_\mathrm{Gen} + \mathbf{p}_\mathrm{Last} = \begin{bmatrix} p_\mathrm{G1} \\ p_\mathrm{L2} \\ p_\mathrm{L3} \\ p_\mathrm{G4} \\ (p_5) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -0{,}5 \\ -1 \\ 1{,}5 \\ (0) \end{bmatrix} \mathrm{p.u.} \tag{39}$$

Zur Integration der HGÜ-Leitung wird die entsprechende Inzidenzmatrix $\mathbf{A}_{\mathrm{DC}}$ aufgestellt:

$$\mathbf{A}_{\mathrm{DC}} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{40}$$

Daraus kann mit Hilfe der $\mathbf{PTDF}$-Matrix die $\mathbf{DCDF}$-Matrix berechnet werden:

$$\mathbf{DCDF} = -\mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{A}_{\mathrm{DC}}^{\mathrm{T}} = \begin{bmatrix} -1 \\ -0{,}625 \\ -0{,}125 \\ -0{,}25 \\ 0{,}375 \\ -0{,}125 \end{bmatrix} \tag{41}$$

Da im konkreten Beispiel nur eine HGÜ-Leitung vorliegt, besteht der Vektor der HGÜ-Leistungen aus nur einem Element. Als Übertragungsleistung wird 0,25 p.u. gewählt.

$$\mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} = p_{\mathrm{DC}} = 0{,}25\ \mathrm{p.u.} \tag{42}$$

Zuletzt wird der PST in Zweig 4 in die Berechnung integriert.

Aus den bereits bekannten Matrizen $\mathbf{B}_{\mathrm{d}}$ und $\mathbf{A}$ wird die $\mathbf{PSDF}$-Matrix berechnet:

$$\mathbf{PSDF} = \mathbf{B}_{\mathrm{d}} - (\mathbf{B}_{\mathrm{d}} \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{B}_{\mathrm{d}} \cdot \mathbf{A})^{-1} \cdot (\mathbf{B}_{\mathrm{d}} \cdot \mathbf{A})^{\mathrm{T}} \tag{43}$$

$$\mathbf{PSDF} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0{,}375 & -0{,}125 & -0{,}25 & 0{,}375 & -0{,}125 \\ 0 & -0{,}125 & 0{,}375 & -0{,}25 & -0{,}125 & 0{,}375 \\ 0 & -0{,}25 & -0{,}25 & 0{,}5 & -0{,}25 & -0{,}25 \\ 0 & 0{,}375 & -0{,}125 & -0{,}25 & 0{,}375 & -0{,}125 \\ 0 & -0{,}125 & 0{,}375 & -0{,}25 & -0{,}125 & 0{,}375 \end{bmatrix} \tag{44}$$

Analog zur $\mathbf{PTDF}$-Matrix lässt auch ein Blick auf die $\mathbf{PSDF}$-Matrix Rückschlüsse auf die Topologie des Netzes zu. Die erste Spalte in (44) beschreibt, wie sich eine Winkeländerung von 1 rad in Zweig 1 auf die Leistungsflüsse in allen Zweigen des Netzwerks auswirken würde. Da für Leitung 1 keine Vermaschung vorliegt hätte ein PST in diesem Zweig keine Auswirkungen auf die Lastflüsse im Netzwerk. Daher sind alle Elemente der ersten Spalte gleich 0.

Die erste Zeile in (44) hingegen beschreibt, wie sich Winkeländerungen in beliebigen Zweigen auf den Leistungsfluss in Zweig 1 auswirken würden. Mangels Vermaschung dieses Zweigs sind auch in dieser Zeile alle Elemente gleich 0. Das bedeutet, dass der Leistungsfluss über Zweig 1 stets konstant bleibt, also von keinem PST im gesamten Netzwerk beeinflussbar ist.

Nur Zweig 4 ist mit einem PST ausgestattet. Die übrigen Spalten der $\mathbf{PSDF}$-Matrix können also entfernt werden. Dadurch wird die Matrix auf einen Spaltenvektor reduziert:

$$\mathbf{PSDF} = \begin{bmatrix} 0 \\ -0{,}25 \\ -0{,}25 \\ 0{,}5 \\ -0{,}25 \\ -0{,}25 \end{bmatrix} \tag{45}$$

Für die Winkeländerung werden willkürlich 10° gewählt. Dies entspricht 0,1745 rad.

$$\boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}} = \alpha_{\mathrm{PST}} = 0{,}1745\ \mathrm{rad} \tag{46}$$

Alternativ kann die reduzierte **PSDF**-Matrix direkt über Gleichung (17) berechnet werden:

$$\mathbf{PSDF} = \mathbf{B}_{\mathrm{d,red}} - \mathbf{PTDF} \cdot \left(\mathbf{B}_{\mathrm{d,PST}} \cdot \mathbf{A}_{\mathrm{PST}}\right)^{\mathrm{T}} = \begin{bmatrix} 0 \\ -0{,}25 \\ -0{,}25 \\ 0{,}5 \\ -0{,}25 \\ -0{,}25 \end{bmatrix} \tag{47}$$

Hierbei gilt:

$$\mathbf{B}_{\mathrm{d,red}} = [0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0]^{\mathrm{T}} \tag{48}$$

$$\mathbf{B}_{\mathrm{d,PST}} = 1 \tag{49}$$

$$\mathbf{A}_{\mathrm{PST}} = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0] \tag{50}$$

Abschließend kann mit Hilfe der nun bekannten Vektoren und Matrizen die Lastflussberechnung durchgeführt werden. Das Ergebnis sind die übertragenen Leistungen aller Zweige:

$$\mathbf{p}_{\mathrm{L}} = \mathbf{PTDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{N}} + \mathbf{DCDF} \cdot \mathbf{p}_{\mathrm{L,DC}} + \mathbf{PSDF} \cdot \boldsymbol{\alpha}_{\mathrm{L}} = \begin{bmatrix} 0{,}75 \\ 0{,}4876 \\ -0{,}6374 \\ 0{,}3997 \\ -0{,}2624 \\ 0{,}8626 \end{bmatrix} \mathrm{p.u.} \tag{51}$$

Abbildung 21 stellt das Ergebnis der Lastflussrechnung aus (51) graphisch dar und vergleicht es mit dem Grundlastfall, also dem Ergebnis einer Lastflussrechnung ohne lastflusssteuernde Elemente. Die gewonnenen Kenntnisse über den aktuellen Netzzustand können nun je nach Bedarf zur weiteren Verwendung herangezogen werden. Beispielhafte Anwendungen sind etwa Untersuchungen zur Netzsicherheit (*contingency analysis*), wie das Feststellen von Leitungsüberlastungen [44].

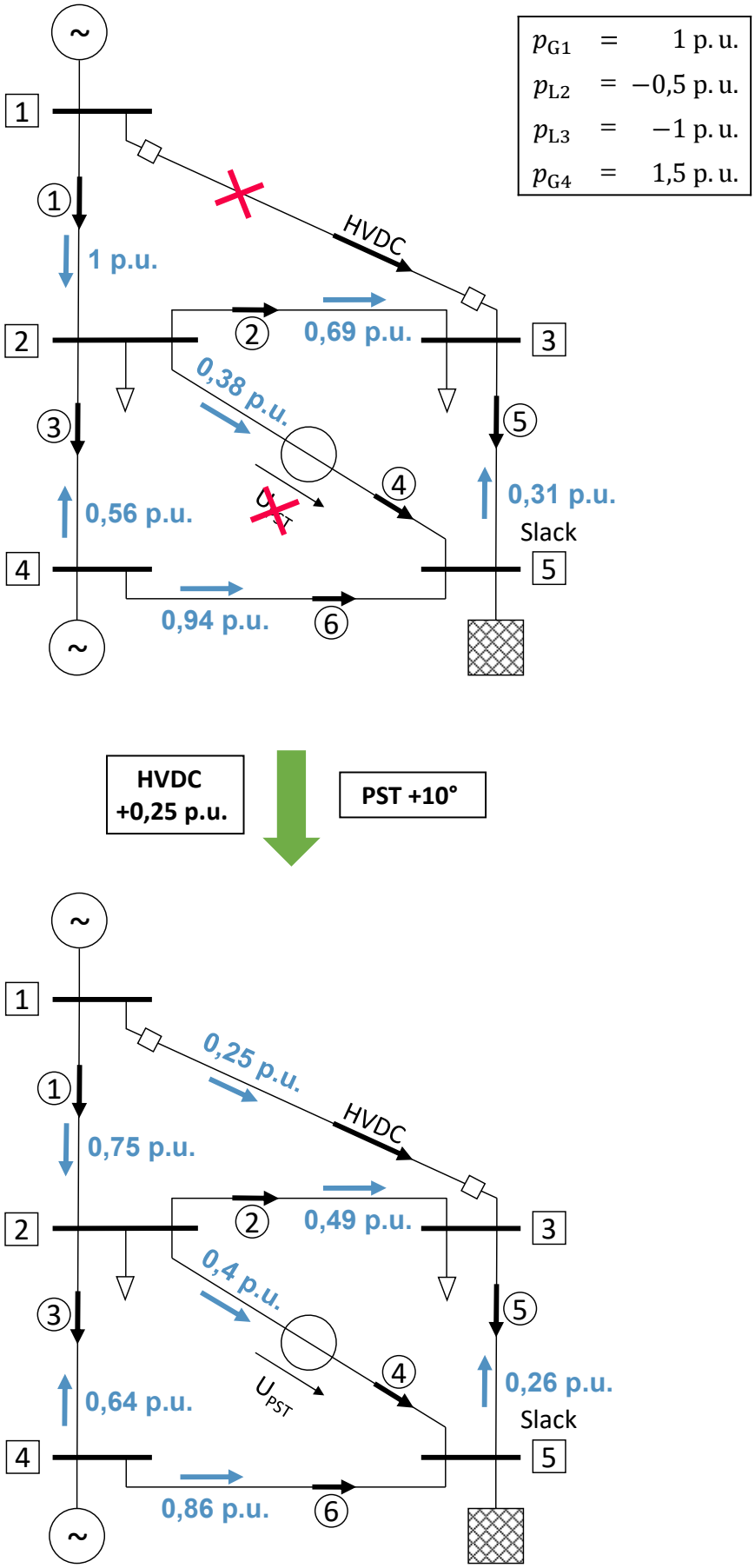

Abbildung 21: Ergebnis der Lastflussberechnung ohne lastflussregelnde Elemente (oben) und mit willkürlich gewählter Lastflussregelung (unten)

3.6 Anwendung des Optimierungsmodells auf ein fiktives Netz

Der in Kapitel 3.3 vorgestellte Optimierungsalgorithmus wird nun auf das bereits bekannte, einfache Netzwerk aus Kapitel 3.5, dargestellt in Abbildung 20, angewandt.

Vereinfachend wird für alle Leitungen eine maximale Leistung von 1 p.u. angenommen. Die Leistung der HGÜ-Leitung wird mit 0,5 p.u. begrenzt. Als maximaler PST-Winkel werden ±30° (±0,5236 rad) vorgegeben.

Zuerst wird eine Lastflussberechnung für das Netz ohne Einsatz des PST oder der HGÜ-Leitung durchgeführt. Der Betrag der Auslastung bezogen auf die maximale Auslastung jeder Leitung in Prozent ist in Abbildung 22 (links) dargestellt. Es ist erkennbar, dass Zweig 1 seine maximale Belastung erreicht und Zweig 6 sich nur knapp darunter bewegt. Sollte sich die Erzeugung- und Lastsituation im Netz nur geringfügig ändern, könnte dies zur Überlastung dieser Leitungen führen. Aus diesem Grund sollen derartig hohe Auslastungen vermieden oder verringert werden.

Nach Durchführen der Optimierung erhält man die in Abbildung 22 (rechts) dargestellten Auslastungen. Im ersten Durchlauf der Berechnung mit einer maximalen Auslastung der Zweige von 70% (k_{L} = 0,7) wird keine Lösung gefunden. Erst im zweiten Schritt bei einer Auslastung von 75% (k_{L} = 0,75) wird eine Lösung gefunden. Die HGÜ-Leitung wird mit 0,5 p.u. voll ausgelastet, der PST-Winkel beträgt +28,6°.

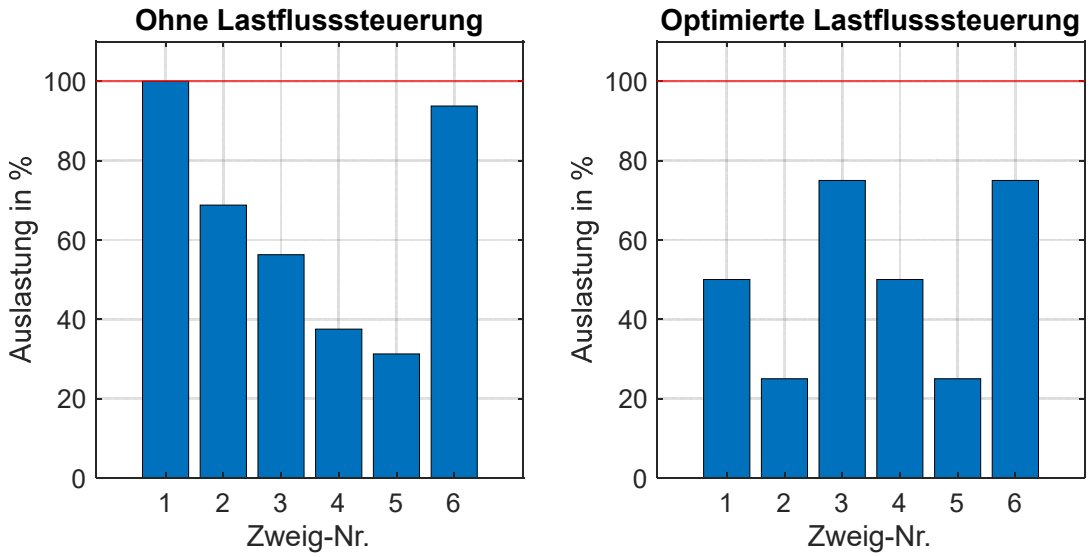

Abbildung 22: Zustand des fiktiven Netzwerks ohne und mit optimierter Lastflussregelung

In diesem Berechnungsergebnis spiegelt sich das gewünschte Verhalten des Optimierers wider. Die HGÜ-Leitung wird voll ausgelastet, da diese mit keinen Kosten belegt ist. Die Leitung in Zweig 1 wird dadurch um die Hälfte entlastet. Der Phasenschiebertransformator hingegen wird sparsamer eingesetzt, da dessen Aussteuerung mit fiktiven Kosten verbunden ist. Dadurch ergeben sich für Zweig 3 und Zweig 4 Auslastungen von exakt 75%, was genau der maximal zulässigen Last, gegeben durch die Nebenbedingung, entspricht. Abbildung 23 stellt den Zustand des beispielhaften Netzwerks vor und nach der Optimierungsrechnung im Netzplan graphisch gegenüber.

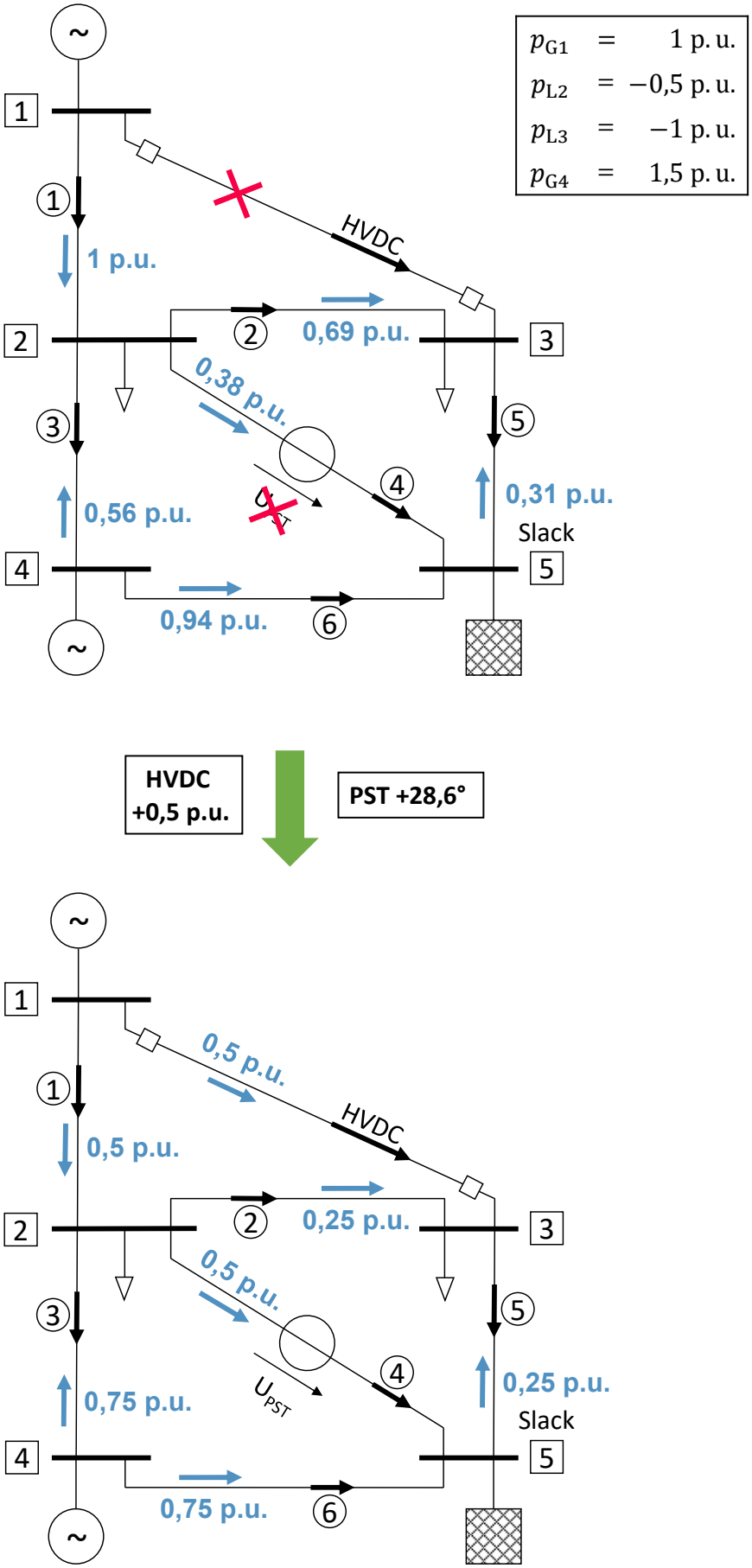

Abbildung 23: Vergleich der Lastflüsse in einem einfachen Netzwerk ohne Lastflusssteuerung (oben) und mit optimierter Lastflusssteuerung (unten)

3.7 Anwendung des erweiterten Algorithmus auf ein fiktives Netz

Der erweiterte Algorithmus aus Kapitel 3.4 wird nun ebenfalls auf das fiktive Netzwerk aus Kapitel 3.5, dargestellt in Abbildung 20, angewandt. Vereinfachend wird für alle Leitungen eine maximale Leistung von 1 p.u. angenommen. Ausgenommen davon ist Leitung 1, da in diese ein Engpass eingefügt wird. Dazu wird die maximale Leistung der Leitung auf 0,4 p.u. gesenkt. Die Leistung der HGÜ-Leitung wird mit 0,5 p.u. begrenzt. Als maximaler PST-Winkel wird ein Wert von ±30° (±0,5236 rad) vorgegeben.

Die Ergebnisse der Lastflussrechnung nach der Optimierung sind in Abbildung 24 (rechts) dargestellt. Zusätzlich ist das Ergebnis der Lastflussrechnung ohne lastflusssteuernde Elemente (links), sowie das Ergebnis unter Verwendung des einfachen Optimierungsmodells (Mitte) aus Kapitel 3.3 dargestellt. Einen Überblick über die Auslastungen im Netzplan dargestellt gibt Abbildung 25.

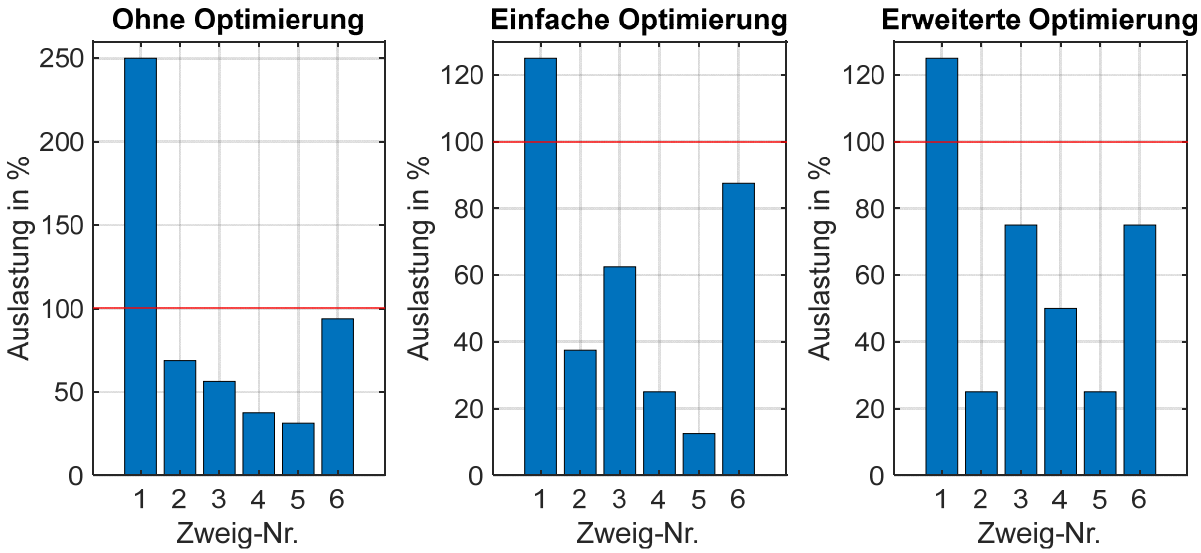

Abbildung 24: Vergleich der Optimierungsalgorithmen in einem fiktiven Netzwerk

Im Falle ohne Optimierung, das heißt ohne Lastflusssteuerung, tritt eine sehr hohe Überlastung an Leitung 1 auf. Die übrigen Zweige befinden sich alle innerhalb ihrer Betriebsgrenzen, allerdings ist Leitung 6 mit 94% sehr stark ausgelastet. Hier könnten selbst geringe Änderungen der Erzeugungssituation zu einer Überlastung der Leitung führen.

Das einfache Optimierungsmodell findet eine Lösung bei einer maximalen Leitungsauslastung von 125% auf Leitung 1, welche durch die HGÜ-Leitung entlastet wird. Dieses Limit gilt nun für alle Zweige. Da der PST-Einsatz mit fiktiven Strafkosten belegt ist, kommt der PST in diesem Fall nicht zum Einsatz. Durch den Einsatz der HGÜ-Leitung wird die Auslastung von Leitung 6 zwar verringert, allerdings ist noch keine optimale Lösung erreicht, wie der nachfolgende Vergleich mit dem erweiterten Modell zeigt.

Im Fall des erweiterten Optimierungsmodells wird die überlastete Leitung 1 von den übrigen Leitungen entkoppelt. Der Optimierer verringert die Überlastung dennoch im Rahmen seiner Möglichkeiten von 250% auf 125%. Alle verbleibenden Leitungen sind nicht überlastet und werden in weiterer Folge nach dem Schema des einfachen Optimierungsalgorithmus aus Kapitel 3.3 optimiert.

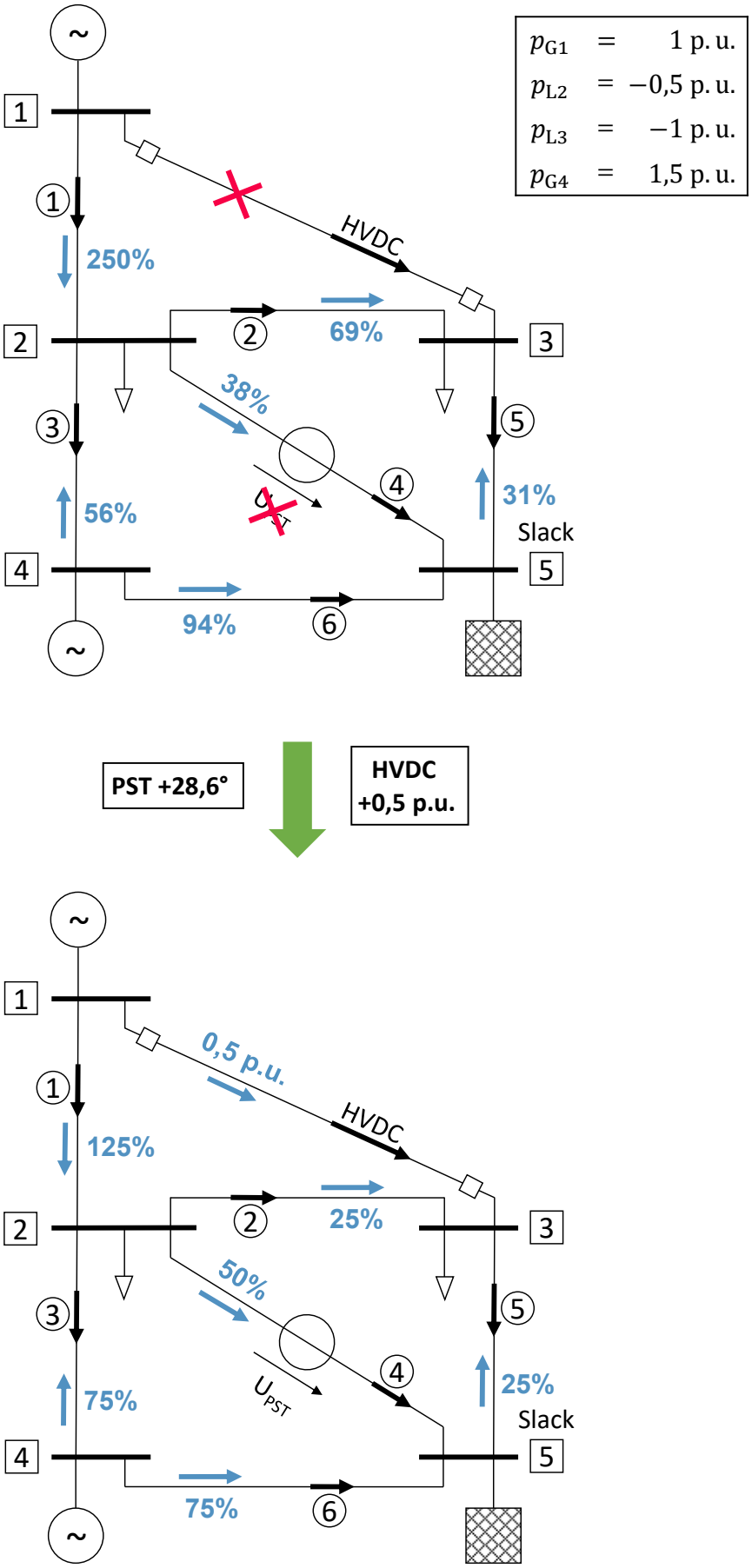

Abbildung 25: Vergleich der Lastflüsse in einem einfachen Netzwerk mit künstlichem Engpass ohne Lastflusssteuerung (oben) und mit erweiterter optimierter Lastflusssteuerung (unten)

4 Modellierung und Optimierung des Übertragungsnetzes Kontinentaleuropas

Um das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz zu analysieren, wird ein am Institut für Elektrische Anlagen und Netze vorhandenes Netzmodell herangezogen. Dieses basiert auf dem Datensatz des ENTSO-E TYNDP 2020 verfügbar unter [54].

4.1 Beschreibung des Datensatzes

Der Datensatz setzt sich folgenden Elementen zusammen (Anzahl gerundet):

- 7.800 Knoten
- 12.100 Zweige
    - 8.700 Übertragungsleitungen
    - 700 Netzäquivalente
    - 1.200 Transformatoren (davon 140 PST)
    - 1.500 Schaltelemente
- 22.000 Generatoren
- 11.000 Lasten
- 19 HGÜ-Leitungen

Basierend auf diesen Daten wird das Netz als Knoten-Zweig-Modell (*node-branch-model*) modelliert und kann auch als gerichteter Graph gesehen werden, vergleiche dazu Kapitel 3.2.2.

Die Knoten des Modells sind die Netzknoten, beziehungsweise Umspannwerke. Die Zweige des Modells sind einerseits die Übertragungsleitungen im Netz, andererseits werden auch Netzäquivalente, Transformatoren und Schaltelemente als Zweig modelliert. Netzäquivalente sind dabei hauptsächlich reduzierte Verteilnetze. Die Zweige des Netzwerks werden wie in Abbildung 26 dargestellt in einem MATLAB-Array zusammengefasst. L, S, E und T entsprechen der Anzahl der jeweiligen Elemente. Die Variablen y und s sind die Admittanzen und die maximalen Scheinleistungen der jeweiligen Zweige. Hierbei ist anzumerken, dass für die Schaltelemente und Netzäquivalente in der Regel keine maximale Scheinleistung bekannt ist. Diese können somit im Optimierungsmodell nicht berücksichtigt werden.

Neben der Türkei ist mittlerweile auch die Ukraine Teil des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Allerdings fehlen die Netzdaten dieser beiden Länder, sie können somit nicht in das Modell einbezogen werden.

Der Datensatz enthält alle HGÜ-Leitungen und Projekte, welche im Anhang (Kapitel 7) aufgelistet sind. HGÜ-Stichleitungen, etwa zu Hochsee-Windparks, oder HGÜ-Verbindungen in andere Synchron-gebiete, sind nicht als HGÜ-Leitungen modelliert. Stattdessen werden diese gegebenenfalls als Ersatzeinspeisung im entsprechenden Netzknoten berücksichtigt.

Zweig-Nr.	Start	Ende	y	s
-	Knoten-Nr.	Knoten-Nr.	p.u.	p.u.
1	Übertragungsleitungen			
…				
L				
$L+1$	Schaltelemente			
…				
$L+S$				
$L+S+1$	Netzäquivalente			
…				
$L+S+E$				
$L+S+E+1$	Transformatoren			
…				
$L+S+E+T$				

Abbildung 26: Struktur des Arrays aller aktiven Netzwerkzweige

Das gesamte Netzwerk ist in Abbildung 27 dargestellt. In der Darstellung sind die vorhandenen Netzäquivalente und Transformatoren ausgeblendet. Die scheinbar nicht verbundenen Knoten im nördlichen Teil des Netzes dienen etwa zur Anbindung von Windparks auf hoher See oder sind für Ersatzeinspeisungen vorgesehen. Diese Knoten sind in der Regel über ausgeblendete Zweige, also Netzäquivalente oder Transformatoren, an das übrige Netz angebunden.

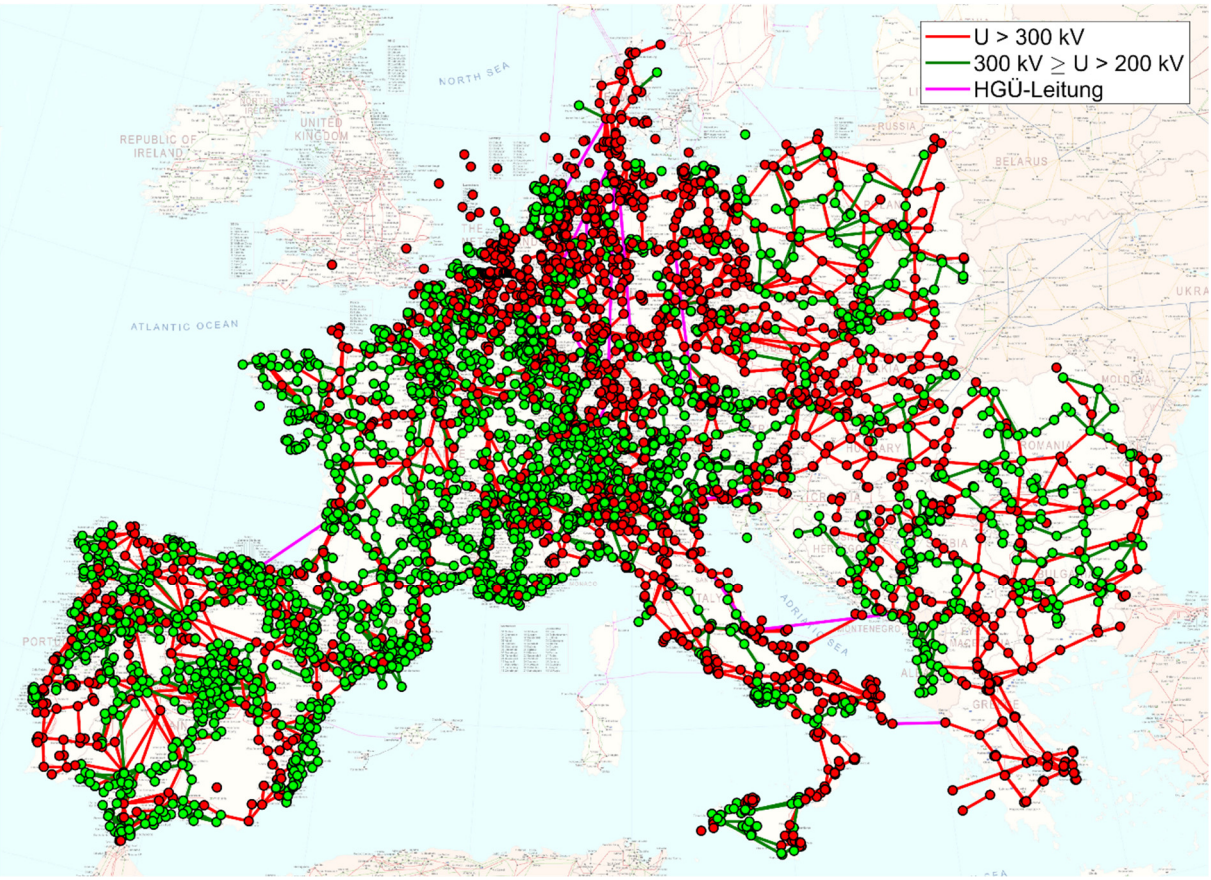

Abbildung 27: Darstellung des genutzten Netzmodells (Eigene Darstellung, Hintergrund: [41])

Technische Hilfsmittel zur Modellierung und Berechnung des Netzes

Wie bereits an mehreren Stellen der vorliegenden Arbeit erwähnt, finden alle Berechnungen in MATLAB statt. Der Ablauf der Berechnungen sowie die zusätzlich verwendeten Funktionen sind ausführlich in den vorhergehenden Kapiteln 3.2 bis 3.4 beschrieben.

Zur Visualisierung der Daten, wie beispielsweise in Abbildung 27, wird eine am Institut für Elektrische Anlagen und Netze eigens entwickelte MATLAB-Applikation genutzt. Diese wurde vom Autor der vorliegenden Arbeit an ausgewählten Stellen an die Aufgabenstellungen dieser Arbeit angepasst.

Die Netzdaten stehen gesammelt in einer MATLAB-Struktur für Berechnungen zur Verfügung. Diese enthält in seiner ursprünglichen Form keine HGÜ-Leitungen. Die Datenstruktur wurde im Rahmen dieser Arbeit um die im Anhang gesammelten HGÜ-Leitungen erweitert. Die relevanten HGÜ-Projekte sind inklusive ihrer wichtigsten Kenndaten in einer Microsoft Excel-Datei zusammengefasst. Um diese Projekte automatisiert in die Datenstruktur zu integrieren, wurde ein MATLAB-Skript entwickelt. Fehlen Parameter eines Projekts, kann dies zu Problemen bei der Berechnung führen. Fehlende Elemente müssen manuell korrigiert werden. Ist dies nicht möglich, muss das betroffene Projekte aus der Datenstruktur entfernt werden.

Die Datenstruktur selbst ist sehr groß und damit unübersichtlich und nur schwer zu handhaben. Um Netzelemente dennoch schnell zu finden oder zu identifizieren, wurde im Rahmen dieser Arbeit ein MATLAB-Skript entwickelt, welches als Suchmaschine innerhalb der Struktur fungiert. Es ermöglicht die gezielte Suche von Elementen, beispielsweise nach Land, Name oder Netzknoten.

4.2 Ergebnisse von Berechnung und Optimierung

Der entwickelte Optimierungsalgorithmus wird nun auf das vorgestellte Datenmodell angewandt. Zu Vergleichszwecken wird zuvor eine Lastflussberechnung für den Ausgangszustand durchgeführt.

Lastflussberechnung ohne Lastflusssteuerung

Wird für den Datensatz eine DC-Lastflussberechnung ohne lastflussregelnde Elemente durchgeführt, dies bedeutet alle PST-Winkel und HGÜ-Leistungen sind gleich Null, erhält man folgendes Ergebnis:

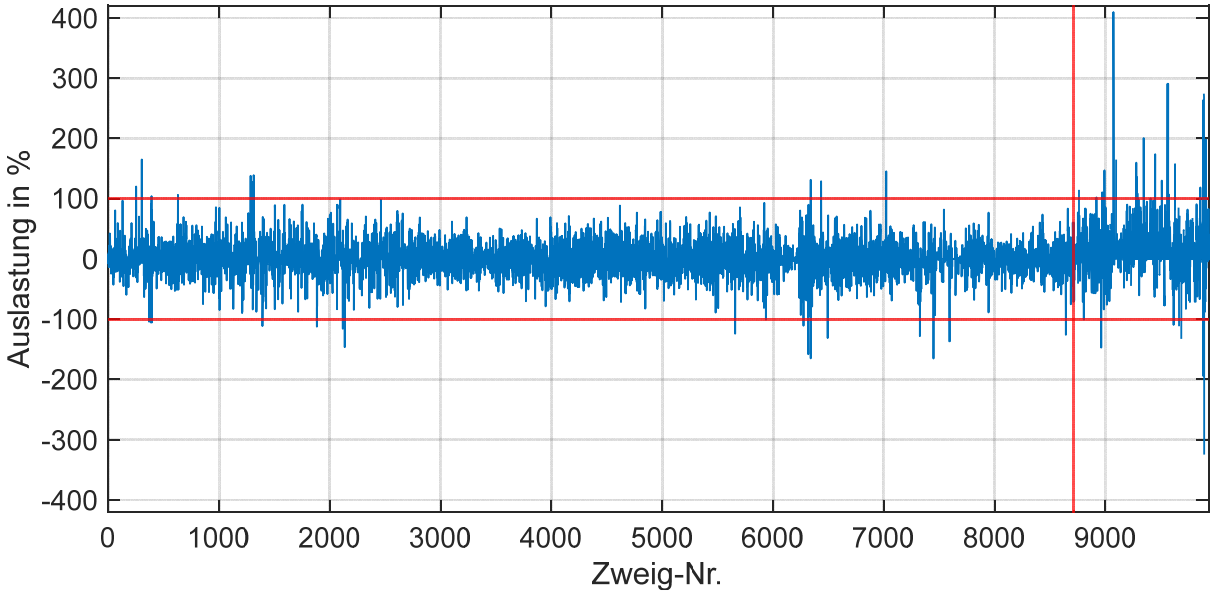

Abbildung 28: Auslastung von Leitungen und Transformatoren (Ohne Lastflusssteuerung)

In Abbildung 28 ist das Ergebnis dieser Lastflussberechnung dargestellt. Dabei sind die Auslastungen aller Leitungen und Transformatoren prozentuell dargestellt. Die Auslastung kann je nach gewählter Leitungsrichtung positiv oder negativ sein. Die Richtung spielt keine Rolle, zur besseren Übersicht hat sich eine getrennte Darstellung aber als vorteilhaft erwiesen. Die beiden horizontalen roten Linien entsprechen einer Auslastung von 100%, Werte außerhalb sind also Überlastungen. Die vertikale rote Linie zeigt die Grenze zwischen Leitungs- und Transformatorzweigen. Die Elemente links davon sind Leitungen, rechts davon Transformatoren. Schaltelemente und Netzäquivalente werden nicht berücksichtigt, da für diese keine maximalen Auslastungen bekannt sind.

Im Falle der Leitungen befindet sich ein Großteil der Zweige im erlaubten Bereich, also im Bereich einer Auslastung unter 100%. Vereinzelt sind leichte bis moderate Überlastungen zu erkennen. Bei den Transformatoren ergibt sich ein deutlich schlechteres Bild. Hier tritt eine Vielzahl an Überlastungen auf, wobei diese ungewöhnlich groß sind, im schlimmsten Fall wird etwa das Vierfache der Maximalleistung erreicht. Die Gründe für deren Auftreten sind unbekannt. Da der Datensatz selbst im Rahmen der vorliegenden Arbeit als gegeben und im Allgemeinen nicht veränderbar angenommen wird, werden diese Überlastungen als Modellierungsfehler angenommen und in der Optimierung nicht beachtet.

Optimierter Lastfluss mit Lastflusssteuerung

Nun wird der in Kapitel 3.4 vorgestellte erweiterte Optimierungsalgorithmus auf das vorgestellte Netzmodell Kontinentaleuropas angewandt. Es ergeben sich die in Abbildung 29 dargestellten Auslastungen. Hierbei werden nur Leitungen dargestellt, welche durch die eingesetzten PST und HGÜ-Leitungen beeinflussbar sind.

Zu diesem Zweck werden die **PSDF**- und **DCDF**-Matrix analysiert. Sind alle Elemente einer Zeile in beiden Matrizen gleich Null oder sehr klein, können die Lastflüsse der entsprechenden Zweige durch den Einsatz von HGÜ-Leitungen oder PST nicht beeinflusst werden. Als Schwelle wird an dieser Stelle ein Wert von 10^{-5} gewählt.

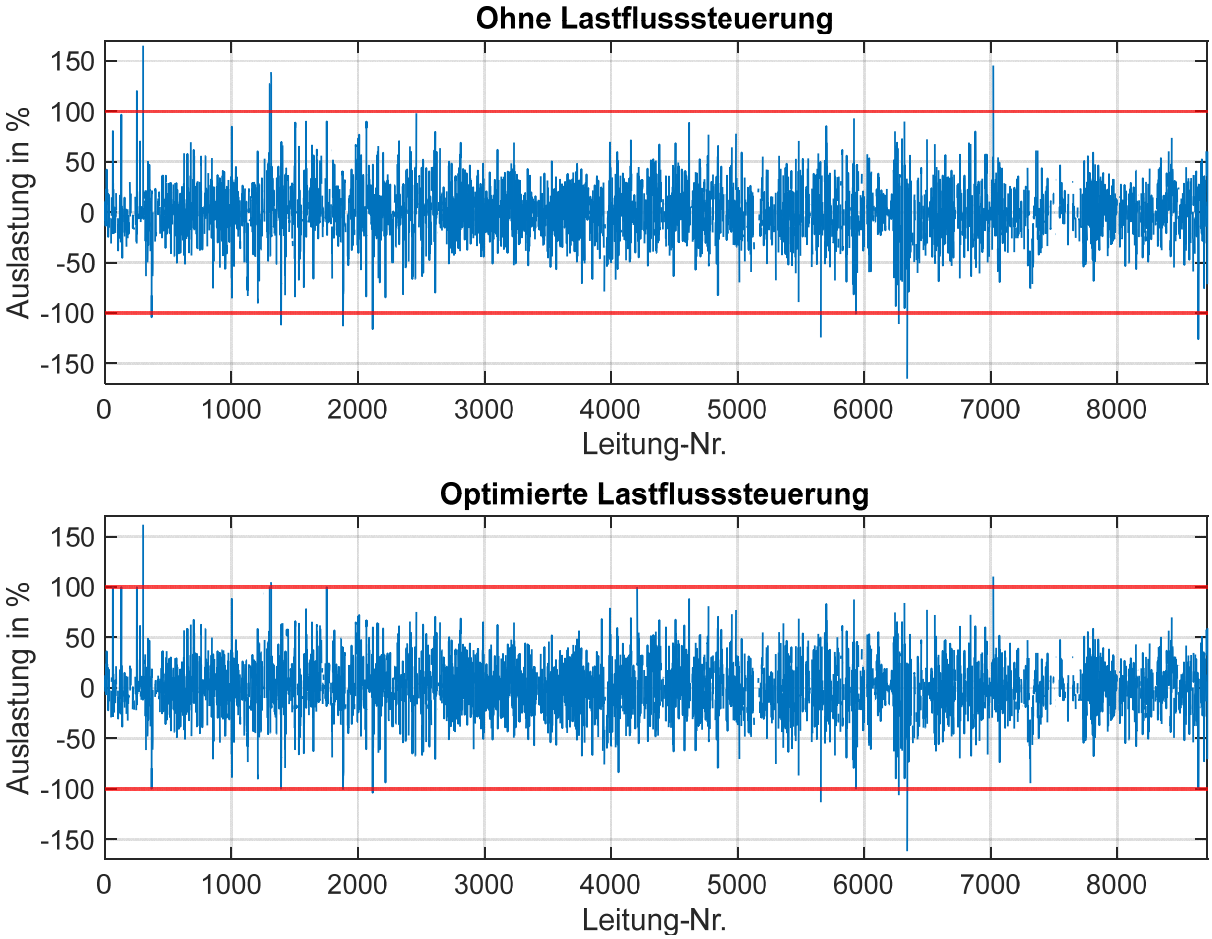

Abbildung 29: Auslastungen beinflussbarer Leitungen vor und nach der Optimierung

Der Vergleich in Abbildung 29 zeigt, dass sich ein Großteil der Leitungen im erlaubten Bereich bewegt und nicht überlastet ist. Vereinzelt treten allerdings Überlastungen auf. Zur besseren Sichtbarkeit von relevanten Leitungen wird in Abbildung 30 ein Ausschnitt aus der Häufigkeitsverteilung der Leitungsauslastungen als Histogramm dargestellt. Als relevanter Bereich werden dabei Auslastungen von 75% bis 170% gewählt. Die Einteilung des Histogramms erfolgt in 5%-Schritten.

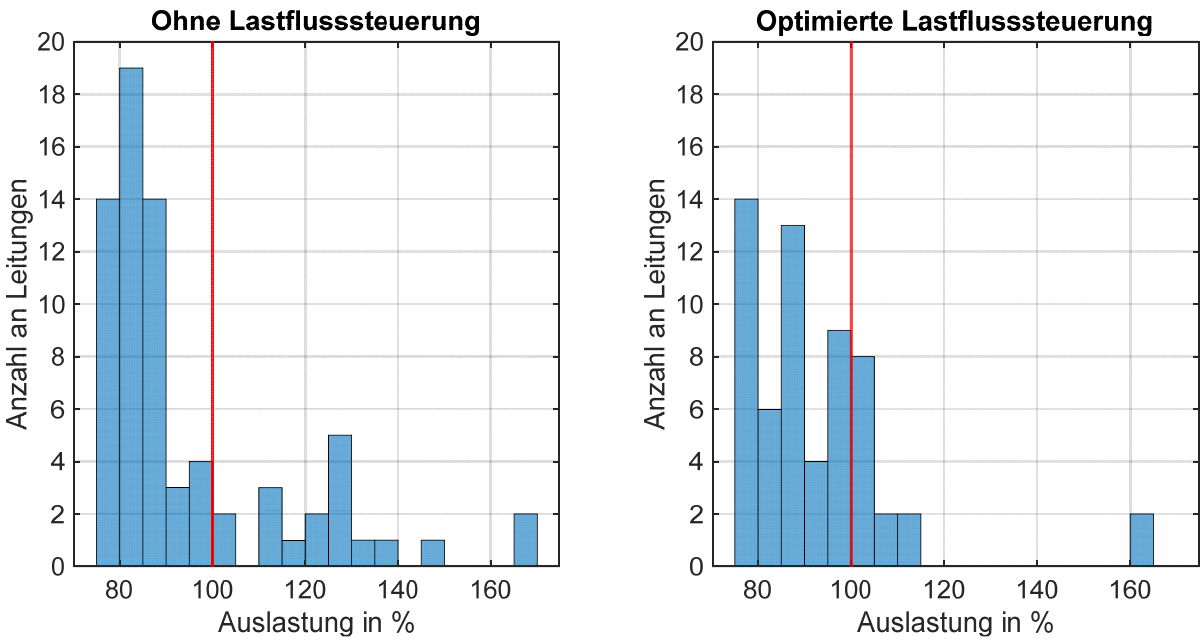

Abbildung 30: Häufigkeitsverteilung der Leitungsauslastungen (Ausschnitt)

Bei Betrachtung von Abbildung 29 und Abbildung 30 können Verbesserungen in der Netzsituation erkannt werden. Es können zwar nicht alle Leitungsüberlastungen vollständig vermieden werden, die verbleibenden Überlastungen können aber verringert werden.

Darüber hinaus ist ersichtlich, dass die Auslastungen einzelner Leitungen zunehmen, sich aber dennoch weiterhin im erlaubten Bereich bewegen. Dies ist aus physikalischen Gründen unvermeidbar, da die Entlastung einzelner Leitungen vor allem benachbarte Leitungen des Netzwerks zusätzlich belastet. Dies ist aber vollkommen unproblematisch, solange dabei keine festgesetzten Betriebsgrenzen überschritten werden.

4.3 Probleme und Grenzen der Optimierung

Der vorgestellte Algorithmus kann die Netzsituation wie zuvor gezeigt verbessern, ist allerdings kein Allheilmittel und kann an seine Grenzen stoßen. Der Erfolg der Optimierung hängt dabei hauptsächlich von dem vorliegenden Netzwerk ab. Überlastungen bedingt durch die Netztopologie, wie beispielsweise unzureichend dimensionierte Stichleitungen, können nicht gelöst werden. Nicht beeinflussbare Zweige können aber nach Analyse der **PSDF**- und **DCDF**-Matrix des Netzwerks aus dem Modell entfernt werden.

Modellierungsfehler des Netzwerks, etwa falsch angeschlossene Netzknoten oder fehlerhafte Leitungsparameter, können vom Optimierungsmodell nicht selbstständig erkannt oder korrigiert werden. Um dennoch brauchbare Ergebnisse zu erzielen, wird der erweiterte Optimierungsalgorithmus aus Kapitel 3.4 angewandt.

Vereinzelt treten im Optimierungsergebnis sehr starke Auslastungen im Bereich der Transformatoren auf. Dabei werden deren maximale Leistungen hundert- bis tausendfach überschritten. Hierbei handelt es sich nicht um real auftretende Leistungsflüsse, sondern um ein numerisches Problem des Optimierungsmodells. Diese sehr hohen Leistungsflüsse treten im Bereich von Umspannwerken mit mehreren parallelen Transformatoren auf und können auf große Kreisströme zurückgeführt werden. Den Strompfad bilden dabei Transformatoren und Schaltelemente. Diese Elemente unterliegen im Optimierungsmodell keiner Beschränkung hinsichtlich ihrer maximalen Auslastung. Dies liegt im Falle der Schaltelemente wie bereits an früherer Stelle erwähnt daran, dass für diese Elemente keine Maximalleistungen bekannt sind. Im Fall der Transformatoren liegt es an den in Kapitel 4.2 vermuteten Modellierungsfehlern. Darüber hinaus sind die Reaktanzen von Transformatoren und Schaltelementen in der Regel deutlich kleiner als die Reaktanzen von Leitungen, was das Auftreten großer Ströme zusätzlich erleichtert. Ein Beispiel für einen derartigen Kreisstrompfad tritt, wie in Abbildung 31 dargestellt, in Österreich im Umspannwerk Wien-Südost auf.

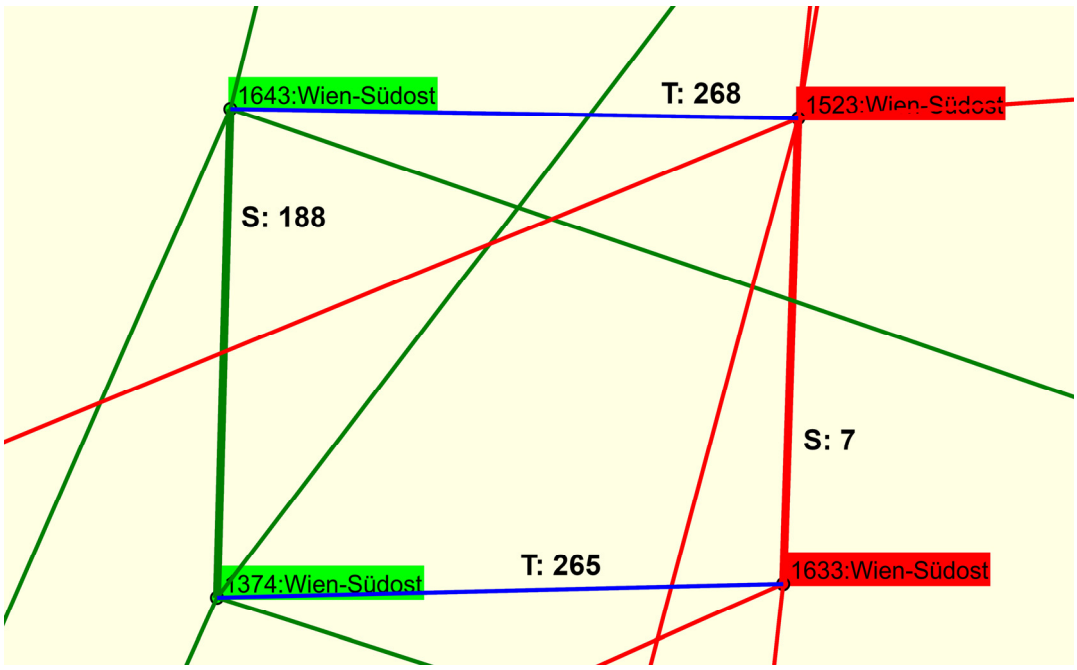

Abbildung 31: Beispielhafter Kreisstrompfad Umspannwerk Wien-Südost

Der Kreisstrompfad in Abbildung 31 wird dabei durch zwei Transformatoren und zwei Schaltelemente gebildet. Die grün dargestellten Knoten 1374 und 1643 stellen zwei Sammelschienen der 220 kV-Ebene dar, die durch das Schaltelement 188 gekuppelt sind. Die rot dargestellten Knoten 1523 und 1633 sind Sammelschienen der 380 kV-Ebene, welche durch das Schaltelement 7 gekuppelt sind. Die Netzebenen sind durch die Transformatoren 265 und 268 miteinander gekuppelt.

Der beschriebene Zusammenhang ist auch in der **PSDF**-Matrix erkennbar:

- Einfluss von Transformator 268 auf Transformator 265: $-1{,}53 \cdot 10^5$ p.u./rad
- Einfluss von Transformator 268 auf Schalter 188: $1{,}53 \cdot 10^5$ p.u./rad
- Einfluss von Transformator 268 auf Schalter 7: $1{,}53 \cdot 10^5$ p.u./rad

Für Transformator 268 ergibt die Optimierung eine Aussteuerung von 0,0133 rad. Wird dieser Wert mit den entsprechenden Elementen der PSDF-Matrix multipliziert, ergeben sich sehr große Lastflüsse.

Es handelt sich um ein numerisches Problem, das lokal begrenzt ist. Auswirkungen auf das übrige Netz können nicht festgestellt werden. Die vereinzelt auftretenden Spitzen müssen mit diesem Wissen also nicht weiter berücksichtigt werden.

Abschließend sei an dieser Stelle erwähnt, dass der vorgestellte Algorithmus keinen (n-1)-sicheren Betrieb gewährleisten kann. Durch das Ziel, möglichst geringe Leitungsauslastungen zu erreichen, wird dennoch das Vorhalten von Ausfallreserven angestrebt. Für echte (n-1)-Sicherheit im Netzbetrieb sei jedoch an geeignetere Optimierungsmodelle für Netzsicherheitsberechnungen verwiesen.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Basierend auf den Ergebnissen der vorangehenden Kapitel können einige Erkenntnisse gefunden und Schlussfolgerungen getroffen werden. Zur besseren Übersicht ist eine Trennung der Themenbereiche Lastflusssteuerung sowie Optimierung und Modellierung sinnvoll. Dies führt zu der nachfolgenden Aufteilung in einerseits eine Zusammenfassung der Literaturrecherche zum Thema Lastflusssteuerung und andererseits eine Sammlung von Schlussfolgerungen aus dem Optimierungsprozess.

5.1 Zusammenfassung der Literaturrecherche

- Die Anforderungen an Übertragungsnetze steigen. Der Netzbetrieb wird komplexer, schwieriger zu prognostizieren und erfordert Flexibilitäten.
- Redispatching als klassische Methode des Engpassmanagements wird zukünftig nicht mehr alle Netzsituationen ausreichend bewältigen können. Ganz im Gegenteil, durch den Wegfall thermischer Erzeugungskapazitäten wird Redispatching langfristig nur mehr stark eingeschränkt möglich sein.
- Ein optimierter Netzbetrieb, beispielsweise unter der Nutzung lastflussregelnder Elemente, kann entscheidend zur Bewältigung zukünftiger Herausforderungen beitragen. Speziell Netzelemente auf Basis von Leistungselektronik werden in Zukunft nötig sein, um auf sehr kurzfristige Schwankungen reagieren zu können.
- Lastflusssteuernde Elemente gewinnen in Europa zunehmend an Bedeutung. Während in der Vergangenheit die Anzahl an Phasenschiebertransformatoren zugenommen hat, ist in den nächsten Jahren eine starke Zunahme eingebetteter HGÜ-Leitungen zu erwarten.
- Lastflussregelnde Elemente können wertvolle Unterstützung im Netzbetrieb leisten, haben aber auch Grenzen. Daher braucht es ein Zusammenspiel aus Netzausbau, intelligentem Netzbetrieb und Flexibilitäten. Derartige Flexibilitäten braucht es sowohl auf Seite der Erzeugung als auch auf Seite der Verbraucher, beispielsweise durch DSM (*demand side management*) oder leistungsfähige Speichertechnologien.
- Lastflussregelung ist kein Allheilmittel, sondern kann falsch eingesetzt sogar nachteilig wirken. Ein koordinierter Einsatz ist daher unumgänglich. Die Einsatzplanung sollte nicht marktbasiert, sondern vorrangig nach physikalischen Optimierungsrechnungen erfolgen. Dies gilt auch für die Errichtung neuer Elemente. Deren Planung sollte umsichtig mit Blick auf das Gesamtsystem erfolgen. Einige wenige Anlagen an strategisch wichtigen Punkten werden den größten Nutzen bringen.
- Die Errichtung von lastflusssteuernden Elementen, speziell HGÜ-Anlagen, ist mit hohen Kosten verbunden. Im Gegensatz dazu kann ihr Nutzen finanziell nur schwer bemessen werden, da keine Gewinne im klassischen Sinn erzielt werden.
- Nachteile und Risiken des Einsatzes neuartiger Netzelemente werden in der Literatur kaum erwähnt und erfordern weitere Forschungsarbeiten. Interessante Punkte sind hierbei beispielsweise die Verlässlichkeit von Zulieferern leistungselektronischer Elemente oder die Wartbarkeit im Falle von Störungen der Anlagen.

5.2 Schlussfolgerungen aus Modellierung und Optimierung

Die nachfolgenden Erkenntnisse basieren auf dem Entwicklungsprozess des im Rahmen der vorliegenden Arbeit entworfenen Optimierungsalgorithmus. Darüber hinaus fließen weitere Erfahrungen aus der Literaturrecherche zu dieser Thematik ein.

- Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde gezeigt, dass die Anwendung linearer Optimierungsmodelle zu Verbesserungen der Betriebssituation eines Energienetzes führen kann. Dabei können Leitungsüberlastungen dank eines koordinierten Einsatzes von HGÜ-Leitungen und PST großteils vermieden werden. Lassen sich Leitungsüberlastungen bedingt durch die Topologie, Erzeugungs- und Lastsituation, oder auch Modellierungsfehler des Netzes nicht vermeiden, können diese dennoch abgeschwächt werden.
- Der entwickelte Algorithmus ist sehr streng ausgelegt, da lediglich die Arbeitspunkte von eingebetteten HGÜ-Leitungen und PST variabel sind. So kann es in realen Netzsituationen vorkommen, dass Überlastungen oder sonstige Probleme mit diesen Mitteln nicht gelöst werden können. Im Betrieb realer Netze stehen den Betreibern oder Operatoren allerdings weitere Möglichkeiten zur Abwehr derartiger Probleme zur Verfügung. Ein Beispiel dafür sind Änderungen der Netztopologie, etwa durch das Zu- oder Abschalten einzelner Leitungen. Ein weiteres Beispiel sind Anpassungen des Kraftwerkseinsatzes. Derartige Anpassungen können langfristig in der Einsatzplanung (*unit commitment*), oder kurzfristig im Rahmen von Redispatching geschehen.
- Lineare Programmierung (LP) ist ein schnelles und verlässliches Mittel zur Lösung von Optimierungsproblemen, vorausgesetzt das Modell liegt in einer geeigneten linearen Form vor. Diese Formulierung des Optimierungsproblems kann aber herausfordernd und mit nachteiligen Einschränkungen verbunden sein. Als Beispiel kann an dieser Stelle die Behandlung von überlasteten Leitungen im vorgestellten Algorithmus genannt werden. Die betroffenen Leitungen müssen im Vorhinein bestimmt werden. Eine Fallunterscheidung, wie beispielsweise das Einführen von Strafkosten für Überlast ohne die gezeigten Gleichheitsnebenbedingungen, konnte im Rahmen der Arbeit nicht umgesetzt werden und ist unter der Verwendung von LP vermutlich nicht oder nur sehr schwierig realisierbar.
- Der vorgestellte Algorithmus ist aufgrund seiner linearen Eigenschaften sehr schnell und findet in MATLAB zügig und zuverlässig eine Lösung, sofern die Nebenbedingungen dies zulassen. Dies gilt auch für sehr große Netze, wie im Fall des kontinentaleuropäischen Netzes gezeigt wurde. Damit kann der Algorithmus auch für große Datenmengen genutzt werden.
- Die Ergebnisse des Algorithmus sind abhängig von der Qualität der Eingabedaten und sollen in realen Netzen stets auf ihre Plausibilität geprüft werden. Gegebenenfalls können Anpassungen im Datensatz des Netzmodells oder Variationen der Parameter des Algorithmus zweckmäßig sein.
- Die Ergebnisse der Berechnungen sind nicht inhärent (n-1)-sicher. Durch geeignete Wahl der maximal zulässigen Leitungsauslastungen werden Ausfallsreserven vorgehalten. Eine präzise allgemeine Aussage über die (n-1)-Sicherheit eines Netzes lässt das vorgestellte Modell aber nicht zu. Hierbei sei an geeignete Modelle für Netzsicherheitsberechnungen verwiesen.

- Der Algorithmus lässt viele weitere Modifikationen zu, welche im Rahmen dieser Arbeit nicht näher verfolgt wurden. Die Parameter des Algorithmus, beispielsweise die Kostenfunktion, können in MATLAB einfach an neue Modell- oder Lösungsansätze angepasst werden. Eine beispielhafte Möglichkeit der Modifikation ist das Herabsetzen der Schwelle für Leitungsüberlastungen auf Werte unter 100%. Die Frage, ob damit Verbesserungen der Netzsicherheit erreicht werden können, lässt Spielraum für Erweiterungen und gibt Ideen für zukünftige Untersuchungen und Experimente.
- Es gibt keinen Algorithmus, der alle denkbaren Aufgaben universell abdeckt. Dies zeigt auch die Vielfalt der in der Literatur vorgestellten Modelle. Ein mögliches Einsatzgebiet des vorgestellten Algorithmus ist nach Einschätzung des Autors das Untersuchen von Variationen in der Erzeugungs- oder Lastsituation eines Netzes. Ausgehend von einem stabilen Arbeitspunkt können hierbei die Auswirkungen von schwankenden Knotenleistungen auf die Netzsituation schnell und einfach beurteilt werden. Darüber hinaus kann ein Gegensteuern durch eingebettete HGÜ-Leitungen oder PST simuliert werden. Durch gezielte Anpassungen liefert der vorliegende Algorithmus eine Vielzahl an möglichen Anwendungsgebieten. Stößt der Algorithmus an seine Grenzen, sei an dieser Stelle an nichtlineare oder gemischt ganzzahlige Optimierungsmodelle verwiesen, welche auch Änderungen hinsichtlich der Netztopologie oder des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigen.

6 Literaturverzeichnis

[1] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), StF: BGBl. I Nr. 150/2021.

[2] G. Christiner, „Stromversorgung und -übertragung sowie Lastdeckung in Europa und mit Fokus auf Österreich," *Elektrotech. Inftech.,* Nr. 134, pp. 452-453, 2017.

[3] D. Van Hertem, J. Rimez und R. Belmans, „Power Flow Controlling Devices as a Smart and Independent Grid Investment for Flexible Grid Operations: Belgian Case Study," *IEEE Transactions on Smart Grid,* Bd. 4, Nr. 3, pp. 1656-1664, September 2013.

[4] S. Polster und H. Renner, „Generalisation of the Line Outage Distribution Factors on Phase Shifting Transformers," *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC),* 2018.

[5] „Completing the map: Power system needs in 2030 and 2040," ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2020, August 2021. [Online]. Available: https://eepublicdownloads .blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_IoSN_Main-Report_2108.pdf. [Zugriff am 21. November 2022].

[6] Austrian Power Grid AG, „Zeit zu handeln: 14 Millionen Euro für Redispatch-Maßnahmen im Juni zeigen Dringlichkeit des Ausbaus der Stromnetze," 26. Juli 2022. [Online]. Available: https://apg.at/news-presse/zeit-zu-handeln-14-millionen-euro-fuer-redispatch-massnahmen-im-juni-zeigen-dringlichkeit-des-ausbaus-der-stromnetze/. [Zugriff am 7. November 2022].

[7] „Strompreise könnten im Herbst weiter steigen," 19. Juli 2022. [Online]. Available: https://orf.at/stories/3276985/. [Zugriff am 7. November 2022].

[8] „Kraftwerk Mellach wird wieder auf Kohle umgerüstet," 19. Juni 2022. [Online]. Available: https://steiermark.orf.at/stories/3161382/. [Zugriff am 7. November 2022].

[9] K. F. Schäfer, Systemführung, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2022.

[10] H. Renner, Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme (Skriptum), Technische Universität Graz, 2013.

[11] A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, Berlin: Springer Vieweg, 2022.

[12] S. Polster und H. Renner, „Effects of coordinated operation management of HVDC links and PSTs on the redispatch in a Central European case study," *Elektrotech. Inftech.,* Nr. 138, pp. 553-560, 2021.

[13] D. Waniek und C. Rehtanz, „Vergleich von Allokationsmethoden zur Kapazitätsvergabe bei grenzüberschreitenden Netzengpässen," *Zeitschrift für Energiewirtschaft,* Nr. 34, pp. 185-194, 2010.

[14] P. Duvoor, K. R. Padamati, S. Kotamarty und A. K. Srivastava, „Impact of FACTS Devices on Transmission Pricing and Loop Flows," *2006 38th North American Power Symposium,* pp. 149-154, 2006.

[15] M. Belivanis und K. R. W. Bell, „Coordination of phase-shifting transformers to improve transmission network utilisation," *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe),* 2010.

[16] J. Verboomen, Optimisation of Transmission Systems by use of Phase Shifting Transformers, Ph.D. Thesis, Delft University of Technology (TU Delft), 2008.

[17] ENTSO-E, „HVDC Links in System Operations," ENTSO-E Technical Paper, 2. Dezember 2019. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20 documents/20191203_HVDC%20links%20in%20system%20operations.pdf. [Zugriff am 28. Oktober 2022].

[18] V. Crastan und D. Westermann, Elektrische Energieversorgung 3, Berlin: Springer Vieweg, 2018.

[19] CIGRE JWG C4/B4/C1.604, „Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance," *CIGRE Technical Brochure,* Nr. 536, 2013.

[20] K. Schönleber, A. Oudalov, A. Krontiris und P. Lundberg, „Opportunities for Embedded High-Voltage Direct Current: Evaluating the Benefits for the Legacy ac Grid," *IEEE Power and Energy Magazine,* Bd. 18, Nr. 5, pp. 58-63, 2020.

[21] H. Rao, Y. Zhou und S. Xu, „Hybrid LCC/VSC HVDC System is being proved," 11. Mai 2021. [Online]. Available: https://www.cigre.org/article/GB/hybrid-lccvsc-hvdc-system-is-being-proved. [Zugriff am 3. November 2022].

[22] J. Specovius, Grundkurs Leistungselektronik, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.

[23] „Line-Commutated Converters - Current Source Converters," ENTSO-E, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/line-commutated-converters-current-source-converters. [Zugriff am 2. November 2022].

[24] L. Coronado, C. Longás, R. Rivas, S. Sanz, J. Bola, P. Juncto und G. Pérez, „INELFE: main description and operational experience over three years in service," *2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC),* 2013.

[25] S. G. Johansson, G. Asplund, E. Jansson und R. Rudervall, „Power system stability benefits with VSC DC transmission systems," *Cigre Session Materials B4-204,* 2004.

[26] M. Eremia, J. Jardini, G. Tang und L. Toma, „VSC-HVDC Transmission: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence," in *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, Somerset, John Wiley & Sons Incorporated, 2016, pp. 125-267.

[27] J. Pan, R. Nuqui, K. Srivastava, T. Jonsson, P. Holmberg und Y.-J. Hafner, „AC Grid with Embedded VSC-HVDC for Secure and Efficient Power Delivery," *2008 IEEE Energy 2030 Conference,* 2008.

[28] A. A. G. Mabaning, J. R. C. Orillaza und A. von Meier, „Optimal PMU Placement for Distribution Netzworks," *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia),* 2017.

[29] N. Flourentzou, V. G. Agelidis und G. Demetriades, „VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview," *IEEE Transactions on Power Electronics,* pp. 592-602, März 2009.

[30] CIGRE WG B4.37, „VSC Transmission," *CIGRE Technical Brochure,* Nr. 269, 2005.

[31] T. Wawer, Elektrizitätswirtschaft, Wiesbaden: Springer Gabler, 2022.

[32] P. Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft, Berlin: Springer Vieweg, 2017.

[33] T. Nacht und H. Stigler, „Merchant Line, ein neuer Weg?," *7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien,* 2011.

[34] A. Harrucksteiner, A. Holzmann, K. Knaus und L. Zwieb, „Preiskonvergenz im CWE FBMC," *16. Symposium Energieinnovation Graz,* 2020.

[35] ENTSO-E Subgroup System Protection and Dynamics, „Special Protection Schemes," 2012. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/RG_SOC_CE/120425_RG_CE_TOP_06.5_D.2_SPS_report_1_.pdf. [Zugriff am 18. November 2022].

[36] J. McCalley, O. Oluwaseyi, V. Krishnan und R. Dai, „System Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management," *PSERC Publication 10-19,* 2010.

[37] „The electricity interconnection across the Biscay Gulf," INELFE, [Online]. Available: https://www.inelfe.eu/en/projects/bay-biscay. [Zugriff am 21. November 2022].

[38] „TYNDP 2020 Projects Sheets," ENTSO-E, [Online]. Available: https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission. [Zugriff am 21. November 2022].

[39] „List of HVDC projects: Europe," Wikipedia, [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_HVDC_projects#Europe. [Zugriff am 30. Juni 2022].

[40] „Europäische Verbundysteme," Wikimedia Commons, [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:ElectricityUCTE.svg. [Zugriff am 21. November 2022].

[41] „Grid Map Downloads," ENTSO-E, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/data/map/downloads/. [Zugriff am 15. Dezember 2022].

[42] K. Van den Bergh, K. Bruninx, E. Delarue und W. D'haeseleer, „A Mixed-Integer Linear Formulation of the Unit Commitment Problem," *University of Leuven (KU Leuven) Working Paper EN2014-07,* 2014.

[43] „MATLAB," MathWorks, [Online]. Available: https://de.mathworks.com/products/matlab.html. [Zugriff am 22. November 2022].

[44] R. Schürhuber, Planung und Betrieb elektrischer Energiesysteme (Skriptum), Technische Universität Graz, 2021.

[45] D. Oeding und B. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Berlin: Springer, 2016.

[46] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen und R. Belmans, „Usefulness of DC power flow for active power flow analysis," *IEEE Power Engineering Society General Meeting 2005,* Nr. 1, pp. 454-459, 2005.

[47] D. Van Hertem, J. Verboomen, K. Purchala, R. Belmans und W. Kling, „Usefulness of DC power flow for active power flow analysis with flow controlling devices," *The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission,* pp. 58-62, 2006.

[48] K. Van den Bergh, E. Delarue und W. D'haeseleer, „DC power flow in unit commitment models," *University of Leuven (KU Leuven) Working Paper EN2014-12,* 2014.

[49] S. Polster und H. Renner, Berechnung elektrischer Energienetze (Skriptum), Technische Universität Graz, 2017.

[50] M. Papageorgiou, M. Leibold und M. Buss, Optimierung, Berlin: Springer, 2012.

[51] T. Unger und S. Dempe, Lineare Optimierung, Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2010.

[52] „Linear Programming Algorithms: Dual-Simplex Algorithm," MathWorks, [Online]. Available: https://de.mathworks.com/help/optim/ug/linear-programming-algorithms.html#budwan6. [Zugriff am 22 November 2022].

[53] „Graphconncomp: Find strongly or weakly connected components in graph," Mathworks, [Online]. Available: https://de.mathworks.com/help/bioinfo/ref/graphconncomp.html. [Zugriff am 22. November 2022].

[54] „Maps & Data," ENTSO-E, [Online]. Available: https://tyndp.entsoe.eu/maps-data. [Zugriff am 16. Dezember 2022].

7 Anhang

Sammlung eingebetteter HGÜ-Anlagen und Projekte in Kontinentaleuropa

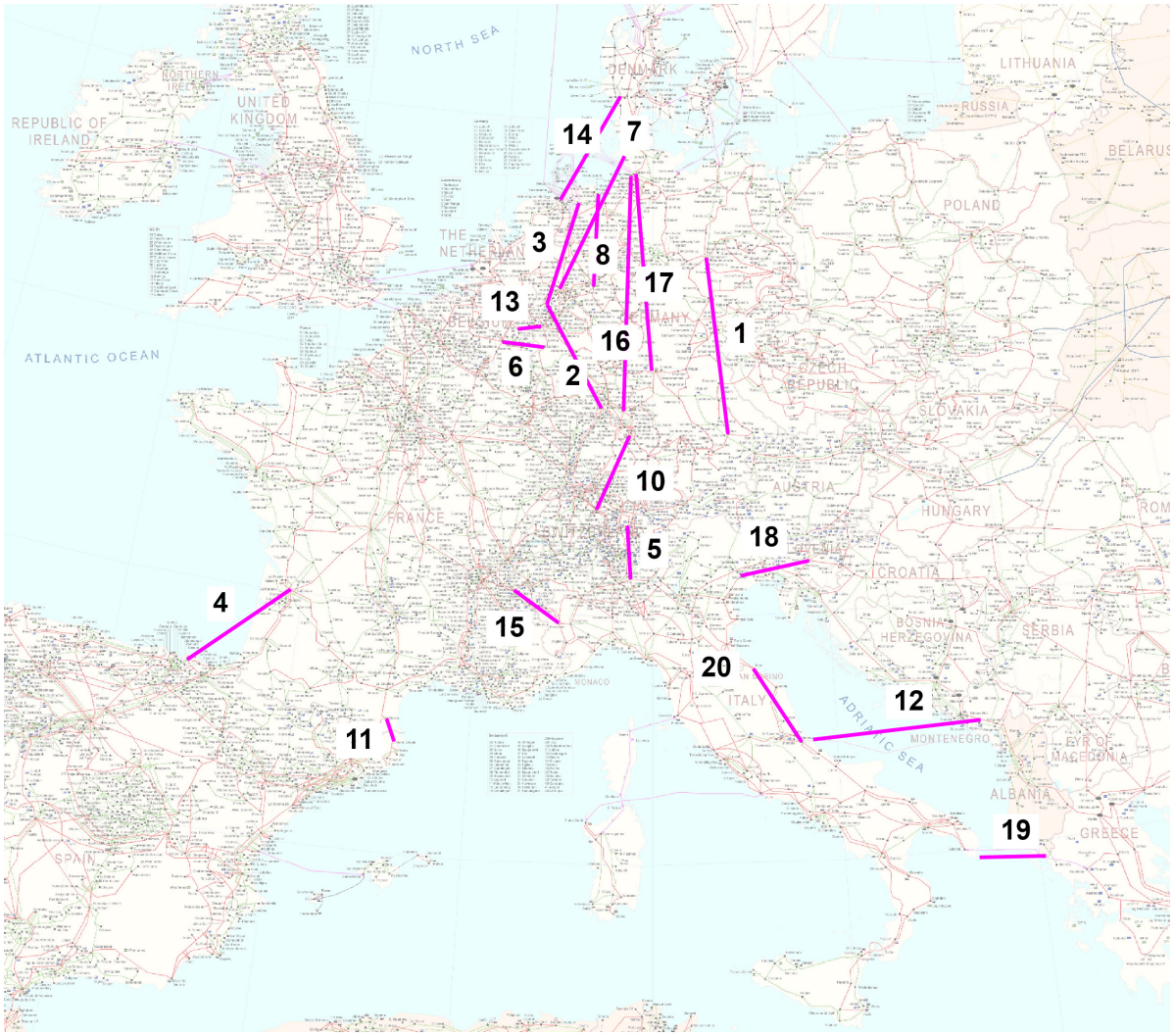

Abbildung 32: Eingebettete HGÜ-Anlagen und Projekte in Kontinentaleuropa, Nummerierung nach Tabelle 1 (Eigene Darstellung, Hintergrund: [41])

Abbildung 32 zeigt die im Rahmen dieser Arbeit identifizierten Projekte. Die Anlagen Nr. 11, 13, 14, 15 und 19 befinden sich bereits in Betrieb. Die Gesamtzahl der HGÜ-Projekte in Europa ist weit größer, im Rahmen dieser Arbeit werden aber nur eingebettete HGÜ-Projekte in Kontinentaleuropa berücksichtigt. Die Projekte sind detailliert in der nachfolgenden Tabelle 1 aufgelistet. Vereinzelte Kenndaten sind nicht verfügbar (n.v.). Dies betrifft insbesondere Projekte, die weit in der Zukunft liegen. Projekt Nr. 9 ist nicht in Abbildung 32 enthalten, da die geplanten Standorte der Umrichterstationen noch nicht bekannt sind.

Tabelle 1 verwendet folgende Abkürzungen:

- **U (DC)**: Bemessungsgleichspannung (±: bipolar, sofern bekannt)
- **P**: Maximal übertragbare Wirkleistung (dauerhaft)
- **IBN**: Datum der Inbetriebnahme (geplant oder bereits erfolgt)
- **ID**: Projekt-ID im TYNDP 2020

	Projekt	Knoten 1	Knoten 2	Länge	U (DC)	P	IBN	ID
	-	-	-	km	kV	MW	-	-
1	SuedOstLink	Wolmirstedt (DE)	Landshut (DE)	538	±525	2000	2027	130
2	Ultranet	Osterath (DE)	Philippsburg (DE)	340	±380	2000	2024	254
3	A-Nord	Emden-Ost (DE)	Osterath (DE)	300	±525	2000	2027	132
4	INELFE (Biscay Gulf)	Gatica (ES)	Cubnezais (FR)	370	n.v.	2000	2027	16
5	Greenconnector	Verderio (IT)	Bonaduz (CH)	165	±400	1000	2024	174
6	2nd interconnector Belgium - Germany	Gramme (BE)	Dahlem (DE)	290	n.v.	1000	2035	225
7	HVDC corridor North - West DE (1)	Heide/West (DE)	Polsum (DE)	407	n.v.	2000	2030	1034
8	HVDC corridor North - West DE (2)	Wilhelmshaven (DE)	Uentrop (DE)	267	n.v.	2000	2030	1034
9	HVDC CentraLink	Schleswig-Hol. (DE)	Baden-Wür. (DE)	700	n.v.	2000	2035	1057
10	HVDC interconnector DE - CH	Wendlingen (DE)	Mettlen (CH)	n.v.	n.v.	1000	2040	1058
11	INELFE (Baixas – S. Llogaia)	Baixas (FR)	San. Llogaia (ES)	65	±320	2000	2016	-
12	HVDC MON.ITA	Villanova (IT)	Lastva Gr. (ME)	445	±500	1000	2026	28
13	ALEGrO	Lixhe (BE)	Oberzier (DE)	90	±320	1000	2020	92
14	COBRAcable	Endrup (DK)	Eemshaven (NL)	325	±320	700	2019	-
15	Piemonte-Savoia	Grand'Ile (FR)	Piossasco (IT)	190	±320	1200	2019	-
16	Suedlink (1)	Brunsbüttel (DE)	Großgartach (DE)	700	±525	2000	2028	235
17	Suedlink (2)	Wilster (DE)	Bergrheinfeld (DE)	550	±525	2000	2028	235
18	Slovenia - Italy	Salgareda (IT)	Bericevo (SI)	n.v.	n.v.	1000	2028	150
19	Italy – Greece	Arachthos (EL)	Galatina (IT)	313	400	500	2001	-
20	Adriatic HVDC Link	Villanova (IT)	Fano (IT)	400	n.v.	1000	2030	338

Tabelle 1: Bestehende und geplante eingebettete HGÜ-Anlagen in Kontinentaleuropa (Eigene Darstellung nach [5], [38], [39])